



**XXII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GMI/25  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO –XII**

**GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO – GMI**

**INDISPONIBILIDADE DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS – ATIVIDADES E PRAZOS**

**Marco Antonio Marin(\*)**  
**COPEL G&T S.A.**

**Carlos Augusto do Amaral Fontanella**  
**COPEL G&T S.A.**

**Ana Rita Xavier Haj Mussi**  
**COPEL G&T S.A.**

**RESUMO**

A regulamentação sobre a indisponibilidade de Transformadores da Rede Básica teve, provavelmente, como referência principal as instalações que possuem banco de transformadores, onde, no caso de uma falha, a colocação em operação da fase reserva pode ser feita dentro dos tempos considerados nestas regras.

O objetivo deste trabalho é demonstrar que as atividades e os prazos estabelecidos para colocação de um transformador trifásico em operação, após uma falha de maior porte, implica indubitavelmente no não atendimento da regulamentação em vigor no setor elétrico, expondo os Agentes a multas regulatórias, além de considerável perda de receita pela indisponibilidade da função transformação.

**PALAVRAS-CHAVE**

Transformadores, Trifásicos, PV, Falhas.

**1. INTRODUÇÃO**

Os tempos considerados na Resolução Normativa ReN 270, de 2007, tanto para as “franquias”, extintas por ocasião da Audiência Pública 043/2012, quando da renovação dos contratos de concessão das Transmissoras, como para atingimento do limites de 25 % da Receita Anual Permitida (RAP), para a Parcela Variável (PV), ao serem baseados na situação de bancos de transformadores monofásicos, mostram-se totalmente inadequados quando está se tratando de transformadores trifásicos para o atendimento à função transformação.

O artigo 33 dessa resolução estabelece que quando um dos limites dos descontos definidos nos incisos II, III e IV do artigo 12 for ultrapassado e a Função Transmissão (FT) continuar indisponível, poderá ser caracterizada a não prestação do serviço público de transmissão e a fiscalização da ANEEL pode aplicar ao respectivo concessionário penalidades previstas na Resolução Normativa 63, de 2004, em função da indisponibilidade da referida FT, conforme disposto no contrato de concessão.

- O desconto referido no inciso II do art. 12 estabelece que, para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, o mesmo estará limitado a 25% (vinte e cinco por cento) do somatório dos Pagamentos Base da FT no mesmo período;
- Em caso de ocorrer mais de 30 dias consecutivos subsequentes à superação dos limites sem o retorno da função, poderá ser suspenso, a critério da fiscalização da ANEEL, o Pagamento Base da referida FT, até que ocorra a decisão final da Agência.

(\*) Rua José Izidoro Biazzetto, n° 158 – sala 185 - Bloco A – CEP 81200-240 Curitiba, PR, Brasil  
Tel: (+55 41) 3331-2350 – Fax: (+55 41) 3331-3686 – email: marin@copel.com

Para um desligamento não programado de um transformador de potência, o desconto da PV é calculado a partir do anexo 1 da ReN 270, onde para os primeiros 300 minutos, utiliza-se o fator  $k_0$ , que representa 150 vezes a receita correspondente da FT. Após este período, o fator fica reduzido em 15 vezes, portanto 10 vezes a receita. Como o desconto da PV é limitado a 25 % do Pagamento Base, decorridos aproximadamente 6 dias este limite é atingido.

Conforme é de conhecimento dos especialistas do setor elétrico, os desligamentos ocorrem porque “equipamentos falham” e “Equipamentos falham, mesmo sofrendo os processos de manutenção. Da mesma forma que veículos quebram mesmo passando por processos de revisão”. Tais expressões foram utilizadas por dirigentes do setor elétrico, e publicadas em cobertura jornalística sobre ocorrências no setor elétrico no ano de 2012, que implicaram em desligamento de consumidores na região Norte e Nordeste do país.

Deste modo, uma falha em um transformador não poderia ser considerada à priori, como uma falta da empresa transmissora, passível de multa de acordo com Resolução 63, pela não prestação de serviço público de transmissão. Tal penalidade, imposta para as transmissoras, somada a todos os prejuízos financeiros destas empresas, decorrentes dos custos da recuperação do equipamentos, dos prêmios e franquias dos seguros, das despesas não contabilizadas com pessoal próprio, dos altos valores da Parcela Variável, além do prejuízo à sua imagem, frente aos agentes reguladores e à sociedade, não proporcionará a melhoria na prestação dos serviços de transmissão de energia, pelo contrário, imputará um ônus excessivo ao concessionário, pela impossibilidade do cumprimento das regras atuais.

No caso dos transformadores trifásicos, a falha do equipamento tem a característica de uma sentença condenatória pré-definida, de acordo com a redação da ReN 270/07, uma vez que qualquer falha ou defeito em um transformador trifásico, que necessite a sua remoção do local e a instalação de outro equipamento, com toda a certeza ultrapassará o limite de 25% de desconto da RAP. Desta forma, é totalmente impraticável, técnica e economicamente, realizar a substituição de um transformador trifásico em tempo inferior a seis dias, que, conforme anteriormente mencionado, é tempo suficiente para atingir o limite estabelecido, em função dos coeficientes  $k_0$  e  $k_p$  utilizados no cálculo do desconto da Parcela Variável.

Esta situação é totalmente diferente para o caso dos bancos de transformadores monofásicos, que deve ter sido a referência utilizada pelo Regulador. Como é o padrão ter uma unidade monofásica reserva para estes bancos, é possível fazer a substituição do transformador em operação em menos de 24 horas.

No entanto a substituição de um transformador trifásico necessita até de trinta dias de serviço, desde que exista uma unidade reserva disponível.

## 2. TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS NA FUNÇÃO TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA

### 2.1. Utilização de transformadores trifásicos no Sistema Elétrico

No início da implantação do sistema elétrico, em uma época em que as regras atuais não existiam, a implantação de subestações de transmissão com transformadores trifásicos baseou-se nos seguintes critérios:

- Uma subestação de transmissão de 230 kV era criada com um transformador na sua etapa inicial;
- Havendo emergência nesse transformador, o sistema de subtransmissão (abaixo de 230 kV) assumia a carga até que o transformador fosse recuperado ou instalado um transformador reserva;
- Se o sistema de subtransmissão não pudesse atender a carga, era proposto um novo transformador;
- A sobrecarga admitida num transformador em emergência de longa duração era definida por região, por fator de carga e temperatura de projeto. Quando a sobrecarga ultrapassava os valores estipulados, e não houvesse condição de remanejar fluxos para outras subestações, era proposta nova subestação;
- Havendo reserva na própria subestação que pudesse entrar em operação rapidamente - até 30 min, ou que fosse possível remanejar parte do fluxo, admitia-se uma sobrecarga maior.
- De um modo geral, o sistema elétrico era dimensionado para atender o critério N-1.

Estudos de viabilidade econômica e atendimento aos requisitos técnicos foram elaborados pelas concessionárias e grupos de trabalhos existentes e indicaram, como opção otimizada, a implantação de transformadores trifásicos de 230 kV com 150 MVA nas subestações, hoje consideradas na Rede Básica.

Esse era um sistema adequado do ponto de vista de confiabilidade ao consumidor e que atendia a legislação em vigor, porém a nova regulamentação penaliza o concessionário que convive com esta situação, se considerarmos os tempos e prazos para a substituição de um transformador trifásico após uma falha.

## 2.2. Tempos e prazos para substituição de um transformador trifásico

Para a substituição de um transformador trifásico de grande porte são necessárias várias atividades que não dependem somente de pessoas e recursos para sua efetivação. Para que se garanta que não haja contaminação de umidade do isolamento sólido do transformador, são necessárias atividades de controle, além de condições climáticas favoráveis para sua realização.

As dimensões e pesos típicos de um equipamento deste porte são as seguintes:

|                   |                               |                   |
|-------------------|-------------------------------|-------------------|
| <b>Dimensões:</b> | Comprimento:                  | 10 metros         |
|                   | Altura:                       | 8,5 metros        |
|                   | Largura:                      | 6,2 metros        |
| <b>Peso:</b>      | Parte Ativa:                  | 75.000 kg         |
|                   | Tanque principal:             | 35.000 kg         |
|                   | Acessórios:                   | 25.000 kg         |
|                   | Óleo Mineral:                 | 50.000 kg         |
|                   | <b>Peso Total Aproximado:</b> | <b>185.000 kg</b> |

As atividades e os tempos necessários para a substituição de um transformador trifásico são as seguintes:

- Ensaio para detecção da extensão da avaria: 3 dias
- Retirada do óleo mineral isolante: 1 dia
- Desmontagem (radiadores, buchas e acessórios): 2 dias
- Movimentações:
  - Retirada do TF avariado: 1 dia
  - Colocação do TF reserva: 1 dia
- Montagem (radiadores, buchas e acessórios): 5 dias
- Tratamentos:
  - Parte Ativa (vácuo): 3 dias
  - Óleo mineral Isolante: 2 dias
- Comissionamento: 8 dias
- **Total** **26 dias**

Estes prazos são estimados, e em sua maioria dependem de condições atmosféricas favoráveis, ou seja, umidade relativa do ar inferior a 70%. Em função disto, em média, o tempo para substituição de um transformador de potência trifásico de grande porte é de 30 dias.

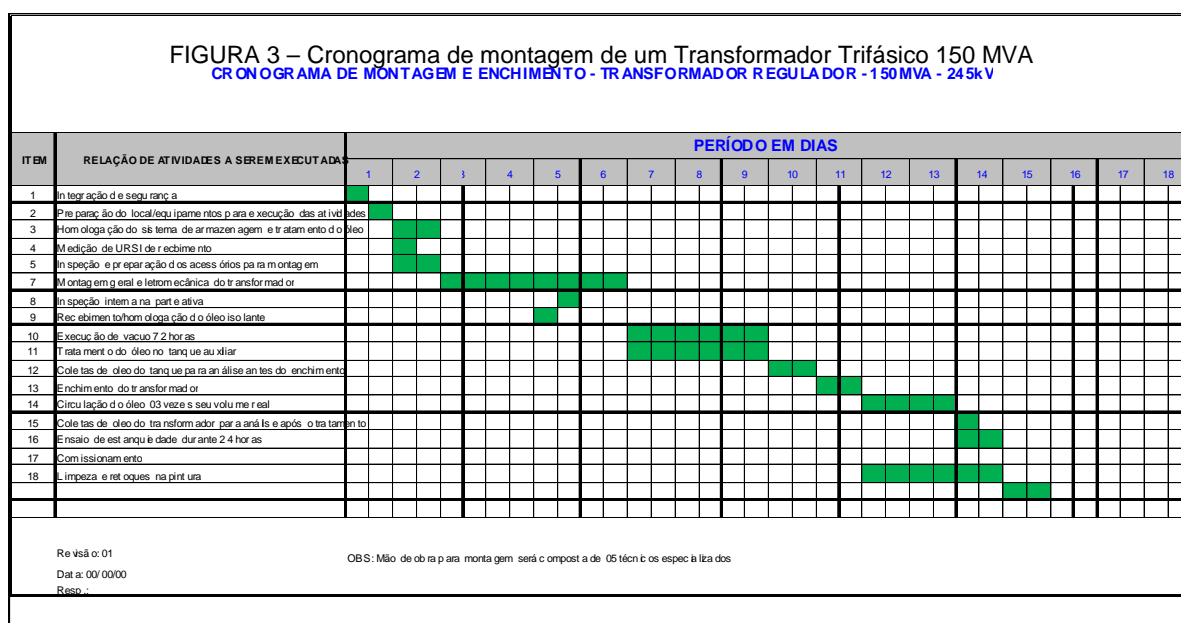
A seguir são mostradas fotos de um Transformador Trifásico e de um Banco de Transformadores.



FIGURA 1 – Transformador Trifásico



FIGURA 2 – Banco de Transformadores



Na Figura 3 pode ser verificado o cronograma de montagem e enchimento de um transformador trifásico 150MVA, contemplando somente as atividades de montagem de um transformador, com segurança, evitando-se problemas futuros de falhas em função de procedimentos inadequados. É conhecido na literatura técnica problemas na fase inicial de operação dos equipamentos. Os cuidados que os fabricantes têm na montagem dos equipamentos visam exatamente mitigar o risco desses problemas.

As empresas que fazem operação e manutenção de instalações, que é o caso de uma concessionária de transmissão, buscam utilizar as melhores práticas recomendadas pelos fabricantes, inclusive para não perderem a garantia de seus equipamentos.

### 2.3. Custos para atendimento à Resolução 270/2007

No atual cenário regulatório, a ReN 270/07 no seu artigo 33 obriga a Concessionária de Transmissão, através de penalizações e multas, a retornar em operação, em casos de falhas, em até 6 dias, em sendo assim, no caso de Transformadores Trifásicos, a única alternativa seria a instalação de um outro transformador trifásico, que ficaria como reserva fria na subestação.

Essa alternativa, para cada subestação que possua espaço disponível para tal, custaria em torno de R\$ 10 milhões. Esse investimento só seria possível de ser feito pelo concessionário, se autorizado pelo Poder Concedente, fato que impactaria diretamente na modicidade tarifária.

Outra alternativa para atendimento a regulação atual seria a implantação de bancos monofásicos, em substituição aos atuais transformadores trifásicos, que também esbarra na questão de espaço físico das subestações. Entretanto, ressalta-se que os custos associados a esta alternativa seriam de monta muito superior a alternativa anterior.

### 2.4. Aspectos regulatórios

Quando da realização da Audiência Pública 034/2002, que resultou na ReN 270/07, os agentes envolvidos levantaram aspectos referentes aos períodos necessários para realização de manutenção, sem envolver desconto de Parcela Variável, que iriam ser adotados para função transformação na Rede Básica. A ABRATE, através da Nota Técnica nº 002/2006, sintetizou os pleitos de suas associadas, sendo que podem ser destacados os seguintes pontos:

- As franquias de tempo para incidência de penalização para Outros Desligamentos indicadas na minuta de Resolução não refletem a tecnologia dos equipamentos e projetos existentes;
- O desconto da Parcela Variável para todas as indisponibilidades com duração superior a um minuto é por demais severa, pois não considera os tempos inerentes à concepção do projeto das instalações e das especificações dos equipamentos, e que não poderá ser gerenciável por ações de operação e manutenção.

A ANEEL respondeu a esses pleitos alegando que as Concessionárias deveriam ter uma unidade reserva em determinados pontos de sua área de concessão, que havendo uma falha seria concedida uma franquia de 72 (setenta e duas) horas contínuas, a partir do momento da falha, para o transporte de outra unidade para substituir o equipamento defeituoso.

Com as declarações acima pode-se inferir que o especialista ao elaborar esse entendimento, levou em consideração que se tratava de unidades monofásicas de banco de transformadores, pois com este tempo não é viável a remoção, transporte, relocação da unidade reserva, comissionamento e energização de um transformador trifásico.

Outra questão levantada pelas Transmissoras foi de que os padrões de desempenho dos equipamentos não tinham aderência com o desempenho histórico dos mesmos. A ANEEL rebateu tal afirmação alegando que os padrões foram estabelecidos com base no desempenho histórico das famílias de todos os equipamentos existentes.

Este fato fica claro na tabela 1 a seguir, que foi retirada de um relatório estatístico de desempenho dos transformadores da Rede Básica feito pelo ONS e apresentado à ANEEL.

Tabela 1 – Indisponibilidade de Transformadores da Rede Básica

| Nome da Função de Transmissão          | Tipo       | Transmissora | Outros Desligamentos - Duração média anual (horas) |
|--|------------|--------------|--|
| TR 345/138 kV CAMPOS TR2 RJ            | Trifásico  | FURNAS       | 2162,17  |
| TR 345/138 kV BARREIRO 1 TR3 MG        | Monofásico | FURNAS       | 1134,37  |
| TR 230/69 kV ITABIRA 2 TR1 MG          | Trifásico  | CEMIG        | 946,30   |
| TR 230/69/13,8 kV ITABIRA 2 TR1 TR2 MG | Trifásico  | CEMIG        | 946,30   |
| TR 230/69 kV GUAIBA 2 TR2 RS           | Trifásico  | CEEE         | 917,91   |
| TR 230/69 kV PERITORO TF2 MA           | Trifásico  | ELETRONORTE  | 866,45   |
| TR 345/138 kV VARZEA PALMA1 TR5 MG     | Trifásico  | CEMIG        | 522,02   |
| TR 230/34,5 kV BRAS. GERAL TR1 DF      | Trifásico  | FURNAS       | 493,91   |
| TR 230/69 kV PORTO FRANCO TF2 MA       | Trifásico  | ELETRONORTE  | 294,85   |
| TR 230/69 kV SANTA MONICA TRB PR       | Trifásico  | COPEL        | 257,02   |

Para os transformadores de concessões autorizadas no período de julho de 2008 a junho de 2011, de um total de 700 transformadores de tensão menor ou igual a 345 kV, 10 deles, sendo 9 trifásicos, tiveram indisponibilidade superior a 30 dias.

## 2.5. Programa de manutenção em transformadores de potência

As manutenções preventivas de transformadores de potência recomendadas pelos fabricantes podem diferir em alguns aspectos, em função, por exemplo, do tipo de comutador sob carga instalado. Normalmente as manutenções periódicas são baseadas nas manutenções preventivas dos comutadores, que são realizadas em função do número de comutações ou por tempo entre manutenções.

Na tabela 2 é mostrado um exemplo típico de atividades e tempos considerados para manutenções preventivas de transformadores de potência:

Tabela 2 – Atividades e prazos de manutenções de transformadores de potência

| Atividades   | Prazos  | Condição do equipamento |
|--|---|-------------------------|
| Manutenção Preventiva de Comutadores                             | 6 anos ou 150.000 operações                                       | Desenergizado           |
| Ensaio de Fator de Potência das Buchas Condensivas               | 6 anos  | Desenergizado           |
| Ensaio no óleo mineral isolante (cromatografia e físico-químico) | Anualmente ou semestralmente (depende da tensão do transformador) | Energizado              |
| Ensaio funcionais da ventilação                                  | Mensalmente   | Energizado              |

Na ocasião da manutenção do comutador são feitos ensaios de fator de potência das buchas condensivas. Estes ensaios somente podem ser feitos com o transformador desenergizado.

Outras atividades que devem ser realizadas para a correta manutenção dos transformadores de potência são os ensaios no óleo mineral isolante, cromatográfico e físico-químico. Atualmente pode-se instalar equipamentos que monitoram em tempo real a qualidade do óleo e os gases dissolvidos no mesmo.

Estas técnicas têm aprimorado e deixando mais ágeis os processos de manutenção, mas periodicamente são feitas análises que são enviadas ao laboratório para conferência dos dados fornecidos pelos monitores em tempo real.

## 3. CONCLUSÕES

Os transformadores, como qualquer outro equipamento, sempre poderão apresentar falhas e defeitos, mesmo que estejam com a sua manutenção em dia e com acompanhamento adequado, isto é um fato intrínseco às características técnicas dos equipamentos.

Deste modo, aguardam-se ações para o complemento e revisão da regulamentação existente, de forma a orientar as ações dos concessionários para a realização das boas práticas de manutenção e conservação dos equipamentos que fazem parte do sistema elétrico, tentando minimizar os prejuízos, para que não haja falhas na prestação dos serviços de transmissão de energia, mas considerando as diferenças existentes para realização das intervenções para cada condição de transformadores, sejam bancos monofásicos ou transformadores trifásicos.

A prática da Modicidade Tarifária, um dos pilares de sustentação das atividades do órgão regulador, corre o risco de ser desconsiderada pelos órgãos de planejamento do setor elétrico, em face da regulamentação vigente para a função transformação.

Ao sugerir novas subestações ou ampliação de existentes, tornam-se necessárias simulações que não somente atendam critérios de confiabilidade no atendimento às cargas do sistema, mas também aos critérios de qualidades exigidos dos prestadores de serviços.

Conforme demonstramos neste artigo, as atividades de manutenção se mostram necessárias para o bom desempenho dos transformadores; entretanto, para que as mesmas possam ser realizadas, há necessidade de disponibilizá-los para a realização destas atividades. O tempo dessa indisponibilidade poderá ser maior ou menor dependendo da idade do equipamento, ou dos resultados de ensaios que pré-determinam um diagnóstico.



A indisponibilidade dos equipamentos por tempos maiores do que os previstos na regulamentação da ReN 270/07, não implica em afirmar que o concessionário está prestando um serviço de má qualidade, ou até mesmo que não está prestando o serviço previsto em seu contrato de concessão. Visto que equipamentos falham, é importante caracterizar de forma correta e dentro das melhores práticas, o que caracteriza a não prestação adequada dos serviços na função transformação.

Está prevista uma Agenda Regulatória, em que o órgão regulador pretende revisar as resoluções normativas vigentes, sendo a ReN 270/07, uma das que deverão ser revisadas. Não é razoável, dessa forma, continuar aplicando as regras indistintamente para o que vem sendo demonstrado não estar coerente com boas práticas utilizadas pelos agentes concessionários.

Independem de iniciativas dos agentes, ações que iniciem processos de atualizações e correções de regras existentes nos normativos regulatórios. Assim, não há como penalizar os agentes concessionários pela não realização de atividades de revisão do Normativo.

#### 4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Resolução Normativa N°63, de 12 de maio de 2004, Agência Nacional de Energia Elétrica.

(2) Resolução Normativa N°270, de 26 de junho de 2007, Agência Nacional de Energia Elétrica.

#### 5. DADOS BIOGRÁFICOS



Marco Antonio Marin nascido em São Paulo no ano de 1971, gradou-se em Engenharia Industrial Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná em 2000, e recebeu o grau de mestre em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Santa Catarina no ano de 2004. Atualmente trabalha como Engenheiro de Manutenção de Subestações da COPEL GeT desde 2004.



Carlos Augusto do Amaral Fontanella. Nascido em Laranjeiras do Sul – PR no ano de 1961, graduado em Engenharia Elétrica pela UFPR em 1984; Especialização em Materiais para o Setor Elétrico UFPR – 1998; Especialização em Gerência da Engenharia de Manutenção – CEFET PR – 2001. Experiência profissional: Engenheiro Eletricista Senior, Supervisor da área de Engenharia de Manutenção de Equipamentos de Subestações da COPEL.

Ana Rita Xavier Haj Mussi nascida em Curitiba no ano de 1960, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná em 1983, sendo especialista em Sistemas de Potência, pela Universidade Federal de Itajubá no ano de 2002. Atualmente trabalha como engenheira consultor na função de superintendente da Superintendência de Operação e Manutenção de Instalações de Transmissão da COPEL Geração e Transmissão, desde janeiro de 2011.