



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GMI/06

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - XII**

**GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DA MANUTENÇÃO - GMI**

**ANÁLISE DO PADRÃO NERC PRC-005 PARA REALIZAÇÃO DE MANUTENÇÕES EM SISTEMAS DE  
PROTEÇÃO DA COPEL TRANSMISSÃO**

**Ricardo Nunes Wazen (\*)  
Copel Geração e Transmissão SA**

**Waldemar Pereira Mathias Neto  
Copel Geração e Transmissão SA**

**RESUMO**

As Resoluções Normativas (RN) da Agência Reguladora de Energia Elétrica (ANEEL) nº 270 de Junho de 2007 e, mais recentemente, de nº 729 de Junho de 2016 trouxeram novas regras para a gestão dos ativos de Transmissão de Energia do Sistema Elétrico Brasileiro. Estas resoluções, mesmo que apresentando regras diferentes, implicaram diretamente na forma que as concessionárias de energia realizavam suas manutenções.

A análise do PRC-005 do NERC (North American Electric Reliability Corporation) permite realizar uma correlação entre algumas de suas proposições e os procedimentos de manutenção em componentes de proteção aplicado pela COPEL Transmissão. Para isto, partiu-se dos projetos elétricos das Subestações de Energia, bem como da estratificação de componentes aplicados em SEs pela COPEL. Foram avaliados os históricos de ocorrências associadas a Transmissão de Energia da COPEL e puderam ser apontadas as contribuições dos sistemas de proteção, além disto foram verificados os motivos e, por consequência, componentes que causaram desligamentos no sistema, para posteriormente, propor melhorias aos métodos atualmente aplicados.

**PALAVRAS-CHAVE**

Proteção de Sistemas de Transmissão, Manutenções Sistemáticas, NERC PRC-005.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A publicação da RN nº270/2007 alterou a maneira como as concessionárias realizam a gestão da manutenção de seus ativos. Previamente à vigência desta RN, as concessionárias de transmissão definiam seus métodos e periodicidades de manutenção dos sistemas de proteção, assim como a duração dos desligamentos programados destinados à avaliação das condições de funcionamento de seus componentes. O modelo de gestão da Rede Básica (RB) permitia a realização de desligamentos programados destinados à manutenção sem que fossem imputadas penalidades às empresas.

Posteriormente à publicação da RN nº270/2007, um novo critério para o controle de desligamentos foi adotado pela agência reguladora. Este critério visava o aumento da disponibilidade dos ativos da RB por meio da introdução de penalidades aos agentes devido a indisponibilidade de uma função de transmissão por tempo superior às franquias pré-estabelecidas, denominada Parcela Variável (PV). A adoção da PV fez com que as empresas alterassem significativamente executar as manutenções nos sistemas de proteção.

Neste contexto, a COPEL Transmissão optou por manter a execução de manutenções periódicas, através de métodos preventivos, testando os componentes dos sistemas de proteção de acordo com a periodicidade pré-definida em seu Sistema de Gerenciamento de Manutenção por meio de desligamentos programados (ou

transferência de circuitos). O desligamento de uma função transmissão permite a realização de ensaios completos contemplando, desde a conferência de ajustes, avaliação dos tempos de atuação associados a cada componente de proteção e verificação de alarmes reportados ao sistema supervisor.

A publicação da RN nº669/2015, em meados de 2015, introduziu novos conceitos para a gestão de manutenção das concessionárias. Nesta RN foram regulamentados os requisitos mínimos de manutenção dos equipamentos componentes do sistema de transmissão de RB, tornando responsável as concessionárias manter atualizados seus planos de manutenção de certos equipamentos. Estes planos devem conter os critérios definidos para cada instalação, as atividades mínimas a serem executadas, os intervalos e as durações máximas de cada programação.

Posteriormente, a RN nº729/2016 revogou e substituiu a resolução nº270/2007, introduzindo novamente “franquias” para desligamentos programados destinados para execução de manutenção preventiva. Esta RN possui foco na máxima disponibilidade dos ativos de transmissão, permitindo as concessionárias de energia apresentar seus planos de manutenções, bem como as intenções de desligamentos programados de forma antecipada.

## 2.0 - MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE PROTEÇÃO

A manutenção nos sistemas de proteção compreende a execução de um conjunto de tarefas que variam de acordo com a tecnologia dos relés aplicados em projeto. As três tecnologias conhecidas são: eletromecânica, estática e digital. Os relés eletromecânicos necessitam de um programa de manutenção mais intenso, com menores intervalos entre manutenções e maiores atividades, e, conseqüentemente, maior tempo de manutenção. Por outro lado, os relés digitais micro processados possuem uma ampla gama de rotinas de auto monitoramento, o que reduz sensivelmente a necessidade de manutenção.

O parque de relés de proteção atualmente em operação é composto por uma mescla das três tecnologias (eletromecânica, estática e digital). O número de equipamentos com a tecnologia digital tem aumentado muito nos últimos anos decorrente da construção de novas instalações (que possuem tecnologia puramente digital) e pela realização de processos de modernização em instalações antigas .

Entretanto, é importante destacar que a filosofia de proteção adotada nos processos de modernização não implicam na alteração da estrutura de zoneamento entre as diversas funções de proteção (Barras, Transformadores, Linhas de Transmissão, dentre outras) conforme representado na Figura 1.

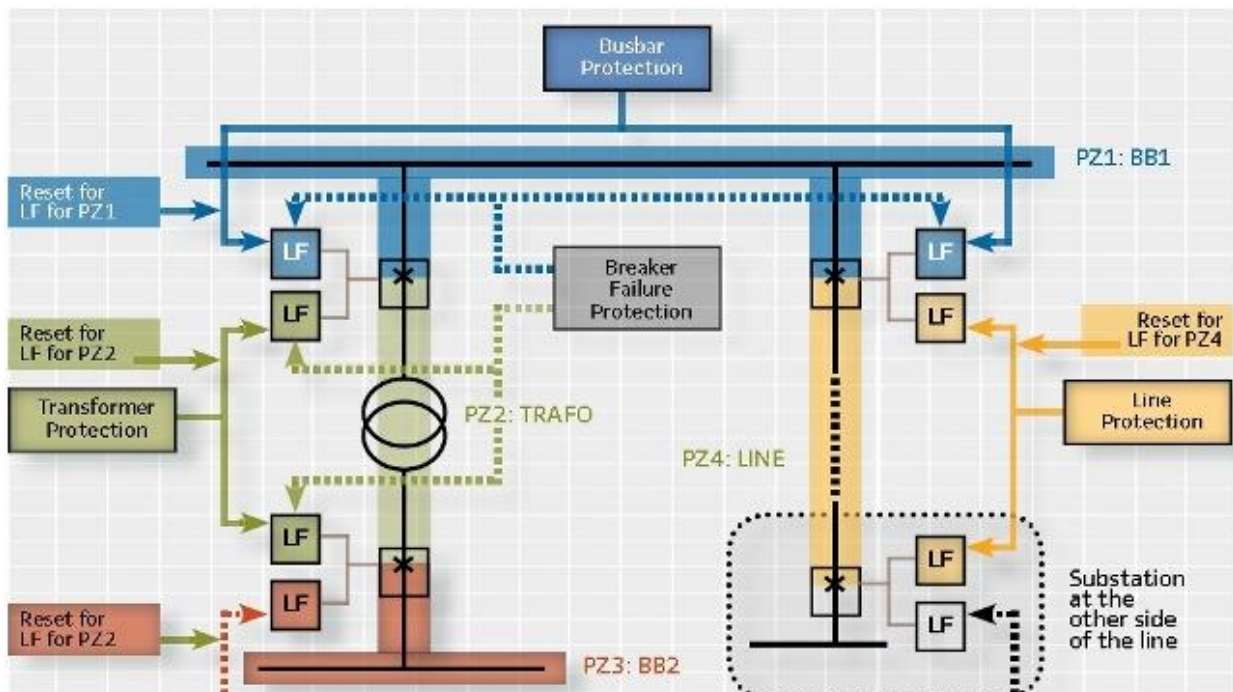


FIGURA 1 – Exemplo de zoneamento de proteções  
Fonte: WIMMER, 2010.

A introdução de relés microprocessados permitiu buscar a adoção de métodos que aiassem a interoperabilidade entre dispositivos, o aumento do uso de sinais digitais em detrimento aos sinais analógicos e aumento de funcionalidades lógicas ao invés do uso de componentes físicos. Por este motivo que, em 1997, foram iniciados os trabalhos para desenvolvimento da norma IEC 61850. Esta norma tem por objetivos: permitir a conexão de equipamentos de diferentes fabricantes através de dados normalizados, permitir a associação de diferentes arquiteturas de automação, bem como, criar associação entre novas e futuras tecnologias de comunicação em subestações de energia. A redução no número de cabos e componentes auxiliares em subestações de energia também tem sido visada com a implantação desta IEC.

Enquanto a norma IEC 61850 não é aplicada na maior parte das subestações em operação, encontram-se nas instalações painéis de proteção com muitos cabos e diversos componentes auxiliares realizando funções básicas de proteção, comando e controle, conforme pode-se observar na Figura 2.

Apesar da evolução tecnológica ser muito rápida para equipamentos de proteção, nas instalações que estão em operação há anos, as mudanças ocorrem de forma menos acentuada, por isso que a maior parte das instalações ativas possuam projetos baseados em relés eletromecânicos e há muitos cabos e componentes auxiliares instalados.

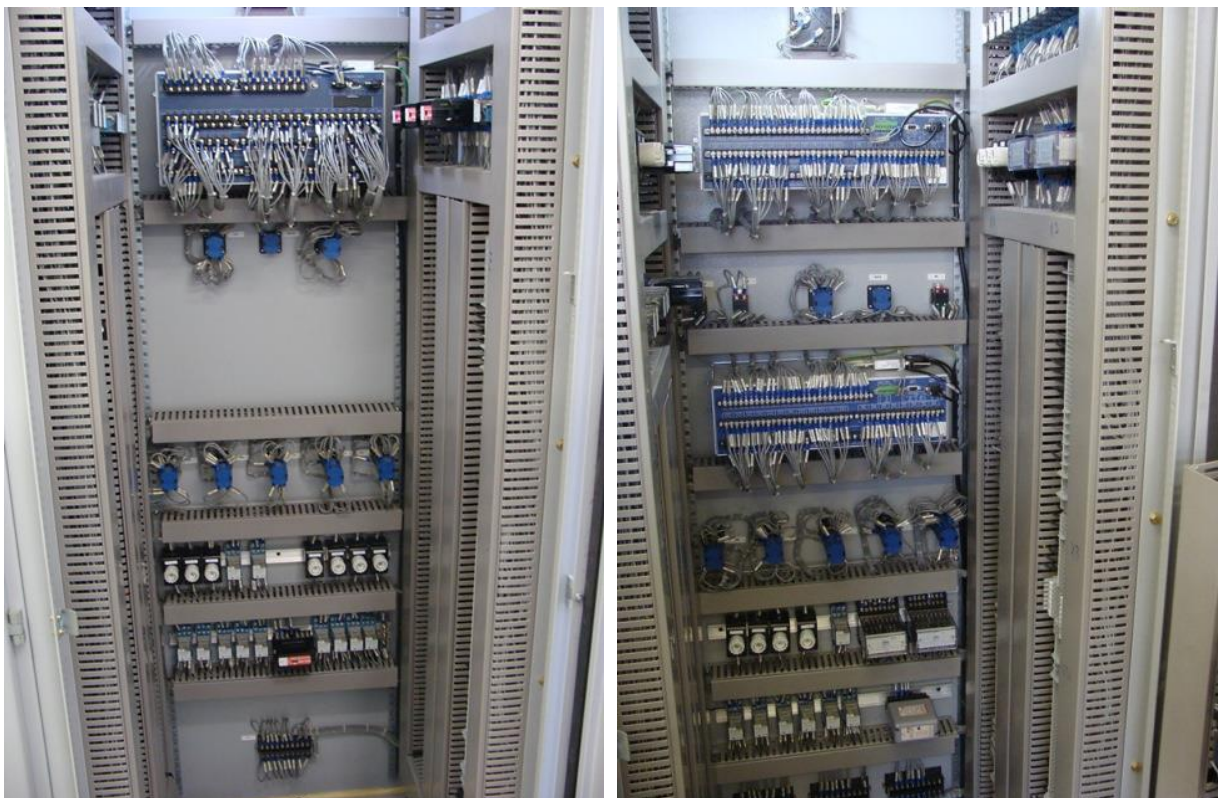


FIGURA 2 – Painéis com proteção digital e componentes auxiliares instalados

A COPEL Transmissão tem adotado manutenções preventivas sistemáticas a cada 4 anos e manutenções corretivas (sempre que necessário) em seus componentes de proteção, independentemente da tecnologia adotada. Os testes contemplam desde os ensaios dos elementos de proteção, verificação dos ajustes de proteção e atuação das bobinas de trip dos disjuntores relativos ao circuito ensaiado.

Normalmente são solicitados ao Operador Nacional do Sistema (ONS) desligamentos com duração mínima de 8 horas para execução dos ensaios. Em contraposição a legislação trabalhista atual não permite que um mesmo trabalhador execute atividades por mais que 10 horas num mesmo dia. Portanto, as atividades de maior complexidade são particionadas ao longo de vários dias e a duração total do desligamento fica limitada ao permitido pela lei vigente.

### 3.0 - O PADRÃO NERC PRC-005

O NERC (North American Electric Reliability Corporation) é uma entidade norte americana que tem por finalidade garantir confiabilidade e segurança em ativos do sistema elétrico de potência americano e canadense. Esta entidade atua no estudo e desenvolvimento de padrões balizadores para concessionárias de energia elétrica, tomando como base seus históricos e tendências para o sistema elétrico como um todo.

#### 3.1 O Conceito do PRC-005

O padrão PRC-005 da NERC (North American Electric Reliability Corporation) foi apresentado, em sua primeira versão em 2007, para garantir que as empresas de transmissão desenvolvessem seus programas de manutenção, estabelecessem intervalos mínimos entre testes, assim como sumário de atividades e os procedimentos necessários para a manutenção dos sistemas de proteção.

No entanto, ao longo das oito revisões (até o momento), o padrão evoluiu e passou a estabelecer intervalo máximo entre ensaios e atividades mínimas de manutenção. Outros sistemas também foram incluídos em sua última, versão, tais como, religamento automático e relés de pressão de gás.

#### 3.2 Aplicação do PRC-005

O padrão PRC-005 apresenta uma nova forma de verificação dos sistemas de proteção de subestações de energia. Possuindo relés com função ativa de automonitoramento, é possível reavaliar a necessidade de solicitações de desligamentos ou transferência de função para verificação de operacionalidade e condição de ajustes de proteção. Isto quer dizer que, caso um relé digital venha a apresentar falha, esta torna-se evidente ao gerar alarme para o sistema de automação, diferentemente do que ocorria na utilização de relés eletromecânicos e grande parte das famílias dos estáticos.

O PRC-005 prevê que as empresas tenham um programa próprio de manutenções, por isso não estabelece especificações a serem cumpridas de forma exata, assim como prevê que a empresa tenha evidências concretas para basear seus planos de manutenção. Este padrão considera que os sistemas de proteção tenham, pelo menos alguns grupos funcionais associados, como: relés de proteção, sistemas de comunicação, instrumentos de medição de tensão e corrente, sistema de alimentação em CC e circuitos de controle.

Esta norma também é compatível com a adoção do IEC 61850 já que a utilização de nós lógicos acarreta, por consequência, uma redução considerável no volume de cabos e componentes auxiliares instalados, reduzindo pontos passíveis de falhas e que não possuem monitoramento próprio.

O grande diferencial da PRC-005-6 foi o relacionamento entre os conceitos de manutenibilidade e monitoramento, isto é, quanto maior o nível de monitoramento de um equipamento, menor o nível de manutenção necessário a este equipamento. Outro conceito importante é a segregação dos sistemas de proteção em componentes. Nesta filosofia componentes mais sujeitos a falha são inspecionados com maior frequência.

É preciso enfatizar que o intervalo proposto entre manutenções não deve suplantar o histórico de atuações e ocorrências das próprias concessionárias, sendo estes o melhor parâmetro para definição de seus intervalos para intervenções. Ao observar as partes componentes de um sistema de proteção, deixa de ser necessário o desligamento de todo o sistema para identificar as condições de funcionamento de cada uma das partes.

A documentação do padrão PRC-005 apresenta uma série de dados e distinções, onde estão relatadas na Tabela 1 apenas as pertinentes a este estudo.

Tabela 1 – Intervalos máximos sugeridos e atividades mínimas associadas a componentes de proteção

<b>Descrição do Componente</b>	<b>Intervalo Máximo entre Manutenções</b>	<b>Atividades de Manutenção</b>
Relés de proteção sem monitoramento próprio	6 anos	Verificação de ajustes; testar e calibrar, se for o caso; verificar medições de entrada do sistema; verificar operacionalidade dos pontos de entrada e saída do próprio relé
Relés de proteção microprocessados e monitorados	12 anos	Verificar ajustes, operacionalidade dos pontos de entrada e saída e medições de entrada do sistema
Sistemas de comunicação sem monitoramento	4 meses	Verificar se o sistema está funcional
Sistemas de comunicação com monitoramento	6 anos	Verificar a performance do sistema em relação a tecnologia aplicada e verificar operacionalidade dos pontos de entrada e saída do equipamento de comunicação
Sistemas de comunicação com monitoramento contínuo ou periódico	12 anos	Verificar a performance do sistema em relação a tecnologia aplicada e verificar operacionalidade dos pontos de entrada e saída do equipamento de comunicação
Transformadores de tensão e corrente sem monitoramento por relé	12 anos	Verificar os sinais provenientes dos transformadores aos relés de proteção
Transformadores de tensão e corrente com monitoramento por relé	sem periodicidade específica	Nenhuma
Bobinas de trip ou atuadores de disjuntores, dispositivos de interrupção ou mitigadores	6 anos	Verificar se cada bobina de trip está em plena condição de operação
Dispositivos eletromecânicos que estejam diretamente na linha de trip, entre o relé e a bobina de trip	6 anos	Verificar a condição operacional do dispositivo
Circuitos de controle associados ao SPS	12 anos	Verificar a condição operacional do circuito
Circuitos de controle que tenham funções de proteção, incluindo relés auxiliares	12 anos	Verificar a condição operacional do circuito, incluindo relés auxiliares associados a circuitos de trip
Circuitos de controle associados a funções de proteção monitorados ou com alarmes	sem periodicidade específica	Nenhuma

Fonte: NERC, 2017.

#### 4.0 - ANÁLISE PARA APLICAÇÃO DO PRC-005 NA COPEL TRANSMISSÃO

As Resoluções Normativas da ANEEL vigentes permitem às concessionárias apresentarem seus planos de manutenção de ativos, desde que estejam condizentes com as exigências mínimas e regras para programação descritas nas RN nº 669/2015 e 729/2016. A periodicidade atual das manutenções preventivas sistemáticas dos sistemas de proteção adotada pela COPEL Transmissão (4 anos para todos tipos de relés) são superiores ao intervalo mínimo de 3 anos, período indicado para desligamentos de função (considerando tanto equipamentos de pátio como suas respectivas proteções).

Pelos métodos atuais de manutenção há funções de proteção que requerem desligamentos contínuos totais superiores a 10 horas. Além disto, é preciso recordar que existem também restrições trabalhistas que limitam o tempo total diário dos desligamentos em até 10h para os mesmos empregados envolvidos ao longo da atividade.

A adequação da periodicidade das manutenções será ajustada tomando como base os históricos de problemas associados aos relés de proteção no sistema de transmissão da COPEL. Para isto, foram utilizados como referência os eventos analisados pelo Grupo de Análise de Ocorrências e Perturbações de Rede Básica (GAOP-



RB) e os resultados de manutenções preventivas e corretivas. A Figura 3 ilustra a causa de desligamentos não programados apuradas entre 2006 e 2016 pelo GAOP-RB.

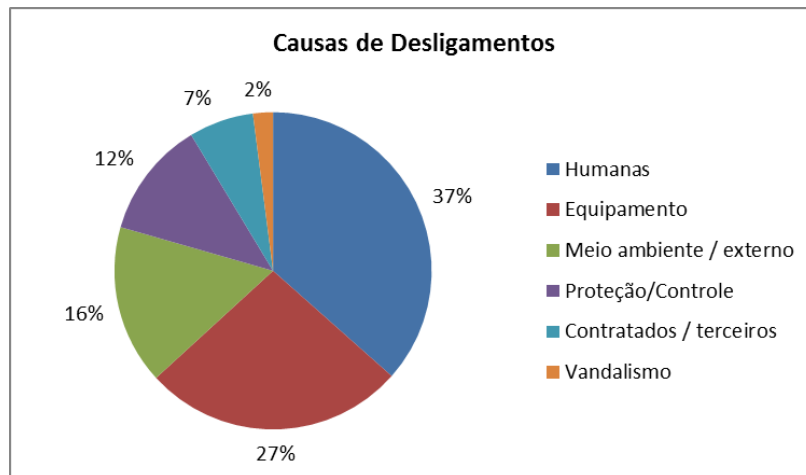


FIGURA 3 – Gráfico de percentual de causas de desligamentos na rede básica COPEL.

De acordo com a Figura 3, é possível afirmar que 12% dos desligamentos estão diretamente relacionados à proteção, automação ou controle das subestações de transmissão.

Dentro das ocorrências com causas relativas a proteção, automação ou controle, as falhas estão relacionadas a:

- Defeitos ocorridos em relés ou componentes auxiliares sem auto monitoramento;
- Erros de ajuste ou lógica implementada;
- Erros de concepção ou documentação dos projetos;
- Defeitos de funcionamento de relés sem auto monitoramento;
- Defeitos de funcionamento de relés com auto monitoramento;
- Atuações indevidas do sistema de proteção, como um todo.

A Figura 4 apresenta os valores percentuais da contribuição de cada um destes itens.

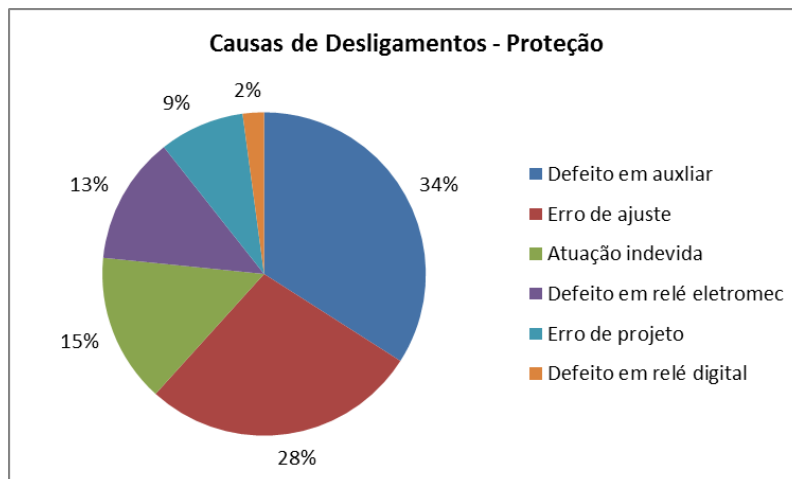


FIGURA 4 – Percentual das causas de desligamentos relacionados a proteção na rede básica da COPEL

A realização de manutenções sistemáticas permite antecipar a identificação de grande parte de possíveis falhas que possam a ocorrer nos sistemas de proteção. Testes periódicos permitem verificar as condições funcionais de relés eletromecânicos, relés auxiliares, componentes auxiliares e parte de defeitos em cabos e conexões. Por isso, sugere-se que para sistemas de proteção baseados em relés eletromecânicos, não haja alteração de periodicidade.

Para sistemas baseados em relés de proteção digitais, o próprio relé possui sistemas de automonitoramento, indicando assim possível inoperância. Além disto, diferentemente de relés eletromecânicos, estes não sofrem com alteração de parâmetros e ajustes. Portanto, não requerendo testes específicos de curvas de atuação. Por isso, caso o histórico de falhas do componentes seja considerado baixo, é possível recomendar um maior espaçamento para as manutenções sistemáticas, podendo chegar até a 12 anos, desde que hajam verificações periódicas de relés e componentes auxiliares, em tempo igual ou inferior a 4 anos. Desta forma, não haveria a necessidade de longos desligamentos, bem como não seriam necessários testes completos a cada 4 anos.

Os sistemas de comunicação são testados juntamente nas manutenções sistemáticas, onde hoje além de falhas de componentes serem praticamente evidentes, os equipamentos de comunicação digital possuem alarmes relativos a suas próprias falhas de funcionamento. Portanto, é possível avaliar se há condições favoráveis para realizar apenas manutenções corretivas em componentes de automação. Outra opção seria a adoção de verificações específicas de funcionamento em sistemas de comunicação, nos casos em que estes sejam supervisionados, apenas pelo bloqueio da função na qual esteja inserido, desde que sua redundância permaneça ativa (como em teleproteções).

## 5.0 - CONCLUSÃO

Com base nas informações citadas, as análises indicam que há plena condição de aplicação de método correlato ao proposto pela NERC (North American Electric Reliability Corporation), implicando na necessidade de mudar a forma como são realizadas as manutenções pela COPEL Transmissão. Primeiramente, deverá ser revisto o procedimento de manutenção atual. Será necessário um novo procedimento operacional que considere o fracionamento em subsistemas, os quais, terão métodos e periodicidade próprios, com base no histórico de falhas e defeitos da concessionária.

Outro fator a ser considerado é a adequação do atual Sistema de Gerenciamento de Manutenção da COPEL, o qual deverá gerir os subsistemas de forma independente, permitindo desvincular as atividades e o próprio controle de pendências.

Por fim, apesar de acarretar grande mudança em relação aos métodos atuais de manutenção, a implantação das diretrizes do PRC-005 tem potencial para reduzir ainda mais os tempos totais de ativos desligados para manutenções de proteção na COPEL Transmissão, permitindo uma redução no tempo total de indisponibilidade para manutenções e sem afetar diretamente a confiabilidade do sistema. A redução dos custos financeiros para a empresa se daria pelo aumento da disponibilidade de função, devido ao menor tempo de desligamento ou transferência de função.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 669, de 14 de Julho de 2015**. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br>>. Acesso em Março, 2017.
- (2) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 729, de 28 de Junho de 2016**. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br>>. Acesso em Março, 2017.
- (3) NERC – North American Electric Reliability Corporation. **Standard PRC-005**. Disponível em <<http://www.nerc.com>>. Acesso em Março, 2017.
- (4) ULYSSEA, M. S; BEZ, H. O. **Nova sistemática de Manutenção Preventiva para os Relés de Tecnologia Digital**. Anais do XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Foz do Iguaçu, 2015.
- (5) WIMMER, W. **System's Reliability and Maintainability – Impact of Topology Awareness**. Revista PAC World. Março, 2010.
- (6) ZIV. **Automação de Subestações: Desenvolvimento da Norma IEC61850**. Catálogo IEC61850.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Ricardo Nunes Wazen** nasceu em São Paulo – SP, Brasil, em 1980. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (UFPR), é especialista em Gerenciamento de Manutenção pela Universidade Tecnológica do Paraná (UTFPR) e mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Potência pela Universidade Federal do Paraná (UFPR). Trabalha na Companhia Paranaense de Energia (COPEL) desde 2006 atuando nas áreas de engenharia de manutenção de sistemas de Transmissão, bem como no acompanhamento de atividades de proteção e automação da regional de manutenção Centro-sul. Atualmente responde pelo departamento de operação e manutenção Leste e Centro-sul.

**Waldemar Pereira Mathias Neto** nasceu em Belo Horizonte – MG, em 1986. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – UNESP, Campus Ilha Solteira. Obteve os títulos de mestre e doutor em Engenharia Elétrica, pela mesma universidade, nos anos de 2009 e 2016, respectivamente, na área de Automação. Trabalha na Companhia Paranaense de Energia (COPEL), desde 2012, atuando no Departamento de Engenharia de Transmissão, na área de sistemas de proteção, automação e controle.