

Desempenho Técnico e Operacional da Tecnologia Cabos Para-Raios Energizados (PRE) no Estado de Rondônia

J. Ezequiel Ramos, Alexandre Piantini, Valdemir A. Pires, Paulo R. de Oliveira Borges, Ary D'Ajuz

Resumo – Este artigo apresenta os resultados do desempenho técnico e operacional da tecnologia cabos para-raios energizados (PRE), implantada em duas localidades no estado de Rondônia. A análise cobre os períodos de 1996 a 14/11/2000 (PRE Jaru) e de 22/09/1997 a 2007 (PRE Itapuã). Nesse período, são analisadas todas as interrupções ocorridas, resultando, em uma primeira análise, em índices de desempenho operacional representativos de cada instalação PRE. São apresentados também os resultados sobre o desempenho do sistema de aterramento, desequilíbrio de tensão, capacidade de carregamento, influência da operação do PRE sobre a LT 230 kV, assim como os resultados econômicos advindos da substituição das UTEs que operavam nas duas localidades pelo PRE. Todos os resultados confirmam o bom desempenho técnico e operacional da tecnologia PRE. Por fim, são apresentados neste trabalho os índices de desempenho operacional de referência, como um dos principais produtos da pesquisa.

Palavras-chave – tecnologia cabos para-raios energizados (PRE), interrupções, índices de desempenho operacional, descargas atmosféricas, sistema de aterramento.

I. INTRODUÇÃO

O atendimento a pequenas cargas derivadas das linhas de transmissão – LT's, de Alta Tensão, Extra Alta Tensão e Ultra Alta Tensão, tem como um dos fatores críticos o elevado custo das instalações necessárias para promover o rebaixamento da tensão a valores padronizados de Média e Baixa Tensão. Nesse sentido, é comum haver pequenas cidades, vilarejos, comunidades rurais, fazendas, etc., localizadas próximas às rotas das grandes linhas, sem serem atendidas pela energia elétrica por elas transportada. Visando contornar esse problema, alternativas tecnológicas não convencionais tem sido estudadas, entre as quais a tecnologia cabos para-raios energizados (PRE).

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da CERON (atual Eletrobras Distribuição Rondônia), no período de 2006 a 2010

J. Ezequiel Ramos (CERON) – e-mail: jer.pvh@gmail.com;

Alexandre Piantini (IEE/USP) – e-mail: piantini@iee.usp.br;

Valdemir A. Pires, (CERON) – e-mail: valdemir.pires@ceron.com.br;

Paulo R. de Oliveira Borges (Universidade Federal de Rondônia – UNIR) e-mail: prob@brturbo.com.br;

Ary D'Ajuz (ONS) – e-mail: adajuz@ons.org.br

Sendo a tecnologia PRE uma inovação tecnológica, seu desafio é semelhante ao enfrentado pelas novas tecnologias, em que a falta de conhecimento sobre as mesmas pode levar à sua rejeição. Portanto, este trabalho está inserido no propósito de gerar conhecimento para maior aplicação desta tecnologia, tendo por objetivo analisar o desempenho técnico e operacional do PRE instalado em Rondônia. De outra forma, tem-se como objetivo obter a confirmação do seu bom desempenho, para em seguida, implementar sua expansão.

Para alcançar o objetivo proposto foram analisados os dados operacionais registrados em mais de 180 meses de experiência na operação do PRE Jaru e PRE Itapuã, além de medições realizadas no sistema de aterramento, medições de desequilíbrio de tensão e medições de demanda da carga atendida.

Portanto, nas seções seguintes são apresentados os métodos utilizados para análise e classificação das interrupções, resultando, em uma primeira análise, em índices de desempenho operacionais representativos de cada instalação PRE. Em seguida, esses índices são comparados com aqueles obtidos em usinas termelétricas (UTE) composta por grupos geradores diesel operando na região. Essa comparação também é feita com as linhas de Distribuição (LD) 34,5 kV operando em regiões próximas. A partir dos dados obtidos por medições realizadas desde o comissionamento das instalações, são analisadas as medições de resistência de terra e as tensões de passo e toque. Também são analisados o desequilíbrio de tensão, capacidade de carregamento, a influência da operação do PRE sobre a LT 230 kV, bem como os resultados econômicos advindos da substituição das UTEs que estavam em operação nas duas localidades. Todos os resultados apresentados confirmam o bom desempenho técnico e operacional da tecnologia PRE. Por fim, são apresentados neste trabalho os índices de desempenho operacionais de referência, como um dos principais produtos do projeto de pesquisa..

Cumprir informar, que este trabalho faz parte do projeto de pesquisa: Avaliação do Desempenho Técnico e Operacional da Tecnologia PRE no Estado de Rondônia, código ANEEL 0369-002/2005, desenvolvido no âmbito do P&D da CERON em parceria com o IEE/USP e UNIR, sendo iniciado em 2006 e concluído em 2010.

II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA TECNOLOGIA PRE

Entre os vários esquemas possíveis de utilização da tecnologia PRE [2], [3], o esquema trifásico é o que permite o atendimento a cargas trifásicas sem restrições. Uma ilustração desse sistema é apresentada na figura 1.

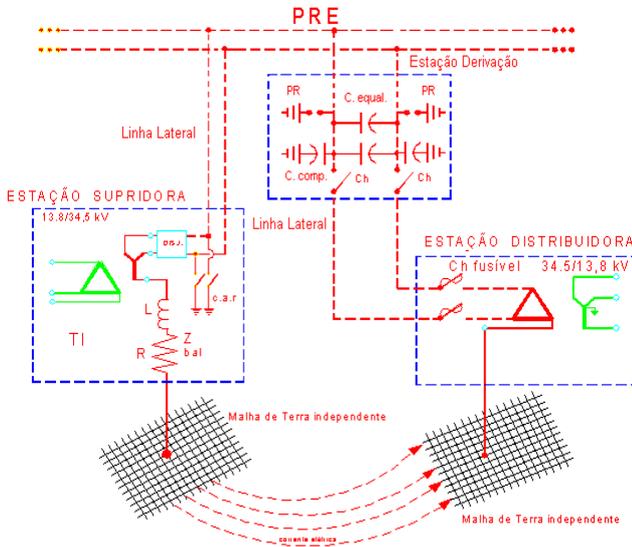


Figura 1. Esquema trifásico da tecnologia PRE.

A Tecnologia PRE é baseada na utilização do cabo para-raios de uma LT, de forma que, sem comprometer a função básica de proteção dos condutores da linha contra as descargas atmosféricas, o cabo pode ser também utilizado para transportar energia elétrica, tornando possível reunir, em uma mesma infraestrutura, um sistema de Alta ou Extra Alta Tensão com um sistema de Média Tensão. Para atingir esses objetivos, o cabo para-raios é isolado da torre por meio de cadeia de isoladores equipadas com dispositivo centelhador. O espaçamento entre as hastes do centelhador é ajustado de tal forma, que quando a cadeia de isoladores é submetida a elevados surtos de tensão a isolação do ar é rompida, estabelecendo-se um curto-circuito entre fases, tirando a linha PRE de operação.

Após a abertura do disjuntor na subestação supridora, um arco secundário pode continuar fluindo no canal já aquecido entre os eletrodos do centelhador. Essa corrente é mantida pela indução capacitiva e eletromagnética do circuito de AT e deve ser interrompida o mais rapidamente possível para evitar danos nos equipamentos e permitir o rápido retorno da linha PRE à operação. Entretanto, nos raros eventos de persistência do arco secundário, sua interrupção deve ser feita através de chaves de aterramento rápido, instaladas na subestação supridora [2].

Vale ressaltar, que todos os equipamentos utilizados no sistema PRE são convencionais, exceto o resistor (R) e reator (L) que compõem a impedância de compensação longitudinal.

III. SISTEMA PRE DE RONDÔNIA

A tecnologia PRE implantada em Rondônia é uma experiência pioneira no Brasil, resultante de um convênio entre a

Eletronorte e a Ceron (atual Eletrobras Distribuição Rondônia). O projeto foi desenvolvido para atendimento a seis localidades próximas à linha de transmissão (LT) 230 kV, entre a Usina Hidrelétrica de Samuel (UHE Samuel) e a localidade de Ji-Paraná, abrangendo uma população superior a 85.000 habitantes [1]. Contudo, o mesmo só foi concretizado em duas localidades: Jaru e Itapuã do Oeste.

O sistema PRE implantado nas duas localidades é no esquema trifásico, sendo utilizados os dois cabos pára-raios da LT 230 kV UHE Samuel/Ji-Paraná e o solo, como retorno para a terceira fase. A partir de uma subestação supridora de 13,8 kV para 34,5 kV, os dois cabos pára-raios são energizados em 34,5 kV. Por sua vez, a terceira fase é ligada ao solo através de um reator (L) e de um resistor (R) conectados em série, cujo objetivo é promover o balanceamento das impedâncias das três fases. A subestação distribuidora é alimentada por uma linha derivada da LT 230 kV. Capacitores são instalados próximos à torre de derivação com a finalidade de igualar as capacitâncias parasitas entre os cabos pára-raios e as capacitâncias entre estes cabos e a terra. No ponto de atendimento à carga, através de uma ligação adequada dos transformadores a subestação distribuidora (34,5 kV - 13,8 kV) é energizada para a alimentação da rede elétrica da respectiva localidade.

Cumpra esclarecer, que o trecho entre a UHE Samuel e Ariquemes é denominado de LT SMAQ. Nessa linha os cabos para-raios foram isolados em dois trechos, sendo energizados apenas os cabos para-raios do primeiro trecho, entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste, em uma extensão aproximada de 70 km. Entre Ariquemes e Jaru, a linha é denominada de LT AQJR. Os cabos para-raios dessa linha, com extensão aproximada de 84 km foram isolados e energizados em toda sua extensão.

IV. DESEMPENHO DO SISTEMA DE ATERRAMENTO

Diferente de uma instalação elétrica convencional onde o sistema de aterramento é projetado para suportar correntes de falta por tempos relativamente curtos, o PRE no esquema trifásico impõe sobre o sistema de aterramento a circulação permanente da corrente de carga, o que pode levar ao ressecamento incontrollável do solo em torno dos eletrodos, resultando em elevados potenciais de passo e toque. Assim, na fase de projeto do PRE de Rondônia, considerou-se como parâmetro para definição da máxima elevação de potencial da malha a fórmula de Ollendorff [4]:

$$Ue = \sqrt{2 \cdot \Delta\theta \cdot \rho \cdot \lambda} \quad (1)$$

onde:

Ue = elevação de potencial da malha;

$\Delta\theta$ = elevação de temperatura em relação à ambiente;

ρ = resistividade do solo;

λ = condutividade térmica do solo.

Na aplicação de (1), foram adotadas as seguintes premissas [4], [5]: a) elevação de temperatura em relação à ambiente igual a 65 °C; b) temperatura ambiente igual a 35 °C; c) condutividade máxima do solo igual a 3 W/m .°C; d) resistividade do solo igual à da primeira camada se a profundidade da mesma for maior que 5 metros; e) utilização da

resistividade aparente (ρ_a), quando a primeira camada não ultrapassar a 5 metros. Também foi considerado como limite para as tensões de passo e toque o valor de 50 V.

Neste trabalho foram analisadas as medições de resistência de terra realizadas no PRE Jaru nos seguintes locais: malha de terra independente na subestação supridora, localizada na cidade de Ariquemes, denominada de Ariquemes II (SEQM) e malha de terra independente na subestação distribuidora, localizada na cidade de Jaru e denominada de Jaru I (SEJA). Por sua vez, foram analisadas as medições realizadas no sistema de aterramento do PRE Itapuã, nos seguintes locais: malha de terra da subestação supridora e malha de terra independente, localizadas em Samuel. Em Itapuã, foram realizadas medições na malha de terra independente, correspondente ao contrapeso da torre 164 e malha de terra da subestação distribuidora. Os resultados estão apresentados na tabela I.

Tabela I. Valores de resistência de terra do sistema PRE de Rondônia

<i>Local</i>	<i>Valor Previsto</i>	<i>Maior Valor</i>
Ariquemes II (SEQM)	5,99 Ω	2,38 Ω
Jaru I (SEJA)	2,61 Ω	3,50 Ω
Samuel – SE supridora	0,11 Ω
Samuel – malha de terra independente	2,35 Ω	1,38 Ω
Contrapeso da torre 164	7,71 Ω	15,50 Ω
Itapuã – SE distribuido-	42,46 Ω	33,08 Ω

A malha de terra da subestação supridora em Samuel foi interligada à malha de terra da SE 230 kV. Com esse procedimento, partiu-se da premissa que o valor resultante seria muito pequeno. De fato, as medições confirmaram um valor máximo, de 0,11 Ω , considerando-se uma série de medições feitas até outubro de 2008. Os demais valores medidos que se encontram acima do previsto em projeto, não refletiram negativamente no desempenho do sistema de aterramento, como visto em seguida na apresentação dos resultados das medições de tensão de passo e toque. Vale ressaltar, que o valor 15,5 Ω , medido no contrapeso da torre 164, foi obtido por ocasião do comissionamento. Contudo ele foi aceito por estar abaixo do valor de segurança, igual a 18,58 Ω , calculado de acordo com (1). Em todas as medições feitas posteriormente encontrou-se valor menor.

Quanto às tensões de passo (V_p) e toque (V_t), o método empregado nas medições consistiu no cravamento de pequenas hastes no solo, a uma profundidade de 10 cm. Para a medição de V_p , as hastes foram cravadas com espaçamento de 1m e para a medição de V_t , uma haste foi cravada distante um metro do ponto de contato. Essas medições foram realizadas sempre nos mesmos locais, previamente selecionados. Os valores máximos medidos de V_p e V_t estão bem abaixo do valor de referência adotado em projeto e igual a 50V, como se pode verificar na tabela II.

Tabela II. Valores máximos de tensão de passo (V_p) e tensão de toque (V_t) em função da corrente de carga registrada no momento da medição

<i>Local</i>	<i>V_p</i>	<i>V_t</i>
Ariquemes II (SEQM)	6,0 V / 68,0 A	10,3 V / 67,0 A
Jaru I (SEJA)	11,4 V / 71,0 A	24,8 V / 71,0 A
Samuel – SE supridora	2,7 V / 48,0 A	2,8 V / 48,0 A
Samuel – malha de terra independente	0,9 V / 0,8 A	0,4 V / 3,5 A
Contrapeso da torre 164	19,4 V / 15,0 A	27,3 V / 15,0 A
Itapuã SE distribuidora	11,3 V / 45,0 A	24,6 V / 45 A

V. DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO E CAPACIDADE DE CARREGAMENTO

A Tecnologia PRE no esquema trifásico impõe a necessidade de compensação da impedância longitudinal e transversal visando equalizar a impedância dos cabos para-raios com a fase cujo condutor é o solo. Devido à dificuldade de se conseguir uma compensação exata, ocorre o desequilíbrio das tensões, dado pela relação V_2/V_1 , ou V_0/V_1 em porcentagem. Esse desequilíbrio se acentua com o aumento de carga do PRE. Tanto em Jaru como em Itapuã, medições de tensão foram realizadas em locais previamente definidos, sendo encontrados valores máximos de desequilíbrio iguais a 1,28 % e 1,35 %, respectivamente. Este é um bom resultado, considerando que o limite máximo recomendado em norma é igual a 2% [6].

No que diz respeito à capacidade de carregamento do PRE, em Jaru foi possível atender carga até 4.300 kVA, com fator de potência igual a 0,94. Quanto ao PRE Itapuã, tem sido registrada demanda máxima até 4.500 kVA, com fator de potência igual a 0,82. Nas análises feitas sobre a queda de tensão para diferentes módulos de carga e respectivos fatores de potência, foi verificado que a capacidade de carregamento do PRE é ligeiramente superior à de um sistema convencional equivalente representado pela LT 34,5 kV sem compensação. Com efeito, isso se deve à contribuição da tensão induzida pela LT 230 kV sobre os condutores do PRE.

VI. IDENTIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES

O levantamento das interrupções verificadas no sistema elétrico ao qual a tecnologia PRE está inserida foi desenvolvido de acordo com o seguinte roteiro metodológico:

A. Coleta de Dados

A coleta de dados foi realizada a partir de consulta aos documentos produzidos pelas equipes de operação tanto da Ceron como da Eletronorte. Assim, os dados referentes à operação do PRE Jaru foram obtidos dos seguintes documentos:

- Eletronorte:

Livro de Operação da Subestação de Ariquemes;

▪ Ceron:

Formulário: Ocorrências do Sistema, 1996 e 1997;

Formulário: Desligamento de Alimentador – Centro de Operação da Distribuição (COD), 1998;

Informação Diária, Racionamentos, Sistema Rondônia: Sistemas Associados à UHE Samuel – Centro de Operação de Sistemas (COS);

De maneira semelhante, os dados referentes à operação do PRE Itapuã foram extraídos dos seguintes documentos:

➤ Eletronorte:

Livro de Operação da UHE Samuel;

Livro de Operação com registros somente das ocorrências do PRE verificadas no período de 06/04/2000 a 13/05/2005;

Relatório de Desligamentos e Interrupções (RDI), referente ao período de 2000 a 2007;

➤ Ceron:

Informação Diária, Racionamentos, Sistema Rondônia: Sistemas Associados à UHE Samuel – Centro de Operação de Sistemas (COS);

Livro de ocorrências no PRE, com anotações feitas pela coordenação da localidade de Itapuã do Oeste, cobrindo o período de 20/10/2003 a 23/11/2007.

Todas as interrupções foram lançadas em um formulário contendo os seguintes campos: a) data da interrupção; b) equipamento manobrado; c) carga interrompida; d) tempo de restabelecimento; e) registro do tipo de proteção atuada; f) causa da interrupção.

B. Análise das Causas das Interrupções

A cada interrupção está associada a uma determinada causa, sendo este um dos aspectos mais delicados na obtenção de informações confiáveis, especialmente quando determinada ocorrência não está relacionada a uma falha claramente detectada pelas equipes de operação e/ou manutenção. Nesse caso, normalmente a operação registra a ocorrência como causa desconhecida. Entretanto, quando acontece um temporal, ou tempo chuvoso, é comum atribuir como causa a incidência de descargas atmosféricas.

Ora, durante uma tempestade, interrupções no sistema elétrico podem ser provocadas por diversos fatores, como ventos, árvores, danos em equipamentos e não necessariamente por descargas atmosféricas. Assim, a interpretação correta sobre a causa da falha nessas condições exige cautela.

O uso dos cabos para-raios para transmitir energia contribuiu para que os operadores do PRE indicassem as descargas atmosféricas como origem para a maioria das interrupções sem uma causa identificada visualmente. Desse modo, visando discriminar as faltas por descargas atmosféricas em relação às demais, os seguintes critérios foram adotados:

1. análise da coerência entre os registros operacionais e a filosofia da proteção atuada;

2. cruzamento das informações operacionais contidas nos diferentes documentos gerados pelos operadores da Ceron e Eletronorte;

3. horário da ocorrência;

4. informação sobre as condições do tempo;

5. observação das proteções atuadas para as situações de defeito claramente identificadas pela operação.

Com relação ao primeiro critério, as interrupções cuja proteção atuada foi o relé 46 (relé de sequência negativa), mas a descrição da causa foi atribuída à descarga atmosférica, ficou provado, através da descrição de outras faltas claramente identificadas, que de fato, esse relé atuou para faltas remotas, localizadas nas extremidades da linha PRE Jaru e respectiva RD. No caso do PRE Itapuã, sua atuação foi relacionada a curtos-circuitos na RD urbana, ou rural. Nesse sentido, as previsões feitas nos estudos elétricos do projeto em relação ao objetivo a ser desempenhado por essa proteção [7], foram plenamente confirmadas. Portanto, no caso específico do PRE Itapuã, a atuação do relé 46 comporta duas informações significativas, ou seja, sua atuação não está relacionada às descargas atmosféricas e sim, a algum tipo de falta remota, normalmente relacionada a curtos-circuitos na rede urbana ou rural, cuja proteção desses sistemas não atuaram, ou são inexistentes.

No que diz respeito ao critério dois, o confronto de registros possibilitou agregar mais informações sobre um mesmo evento, permitindo maior segurança na interpretação da causa da interrupção. Adicionalmente, o critério três diz respeito ao período do dia com maior probabilidade de ocorrência de descargas atmosféricas, considerado neste estudo como sendo o período da tarde [8].

Quanto ao critério quatro, os operadores foram orientados a incluírem, nos registros das ocorrências, as condições do tempo, visando aumentar a confiabilidade na interpretação da causa da interrupção. O critério cinco está relacionado à observação e análise das interrupções cujas causas foram claramente identificadas pelos operadores. Como resultado, além de confirmar o que já foi dito em relação à atuação do relé 46, também foi observado que a atuação do relé de sobrecorrente temporizado (função 51), quase sempre está associada a curto-circuito na rede de distribuição (RD). Também foi possível verificar que a grande maioria das interrupções com indicação de atuação do relé de sobrecorrente instantâneo (função 50), está associada a curtos-circuitos nos cabos para-raios energizados.

Adicionalmente, no caso do PRE Itapuã, também foram utilizadas as informações de trovoadas registradas pela Estação Meteorológica de Porto Velho, referente ao período de 1996 a 2005. Os dados indicam quantidade de dias, horas e mês de ocorrência de trovoadas, sendo mais um importante subsídio para análise das causas das interrupções. Uma vez definida a causa, as interrupções foram submetidas a um processo de classificação, conforme exposto a seguir.

C. Classificação das Interrupções

Visando subsidiar o processo de análise acerca do desempenho do sistema PRE de Rondônia, as interrupções foram classificadas da seguinte forma [9]:

C.1 Interrupções Segundo a Origem

Determinada instalação sob análise faz parte de um sistema, sugerindo dessa feita, que as interrupções na instalação analisada são de origem interna. Em consequência, as interrupções em outras partes desse sistema são de origem externa. É justamente esse o caso da tecnologia PRE, que é parte de um sistema elétrico de maior dimensão e maior complexidade, como ilustrado didaticamente na figura 2. Portanto, interrupções de origem interna dizem respeito exclusivamente à tecnologia PRE.

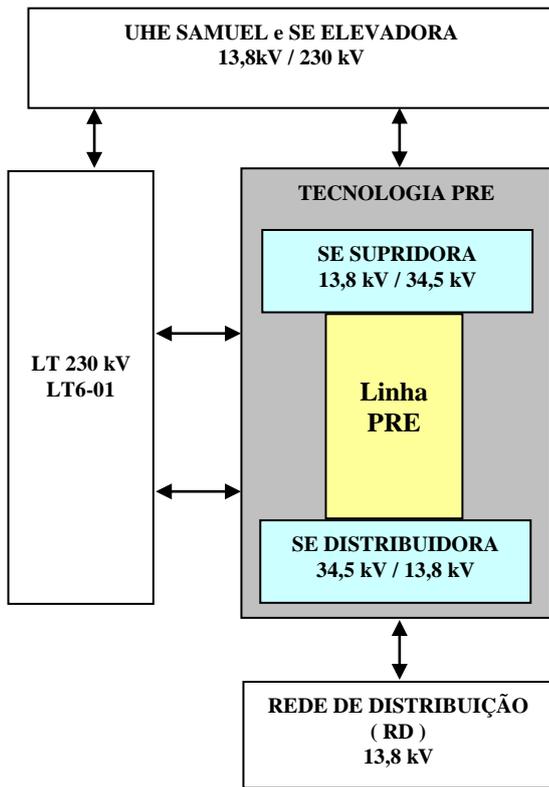


Figura 2. Relação da tecnologia PRE com as demais partes do sistema elétrico em que está inserido

As interrupções advindas de algum tipo de falha na UHE Samuel, Subestação Elevadora 13,8/230 kV, LT 230 kV ou RD, são classificadas como sendo de origem externa, ou seja, não dizem respeito à tecnologia PRE.

C.2 Interrupções Segundo a Causa

As interrupções segundo a causa se classificam em programadas e não-programadas. As interrupções programadas estão associadas aos seguintes eventos:

- Alteração: para melhoria ou ampliação do sistema;
- Manutenção: para prevenir ou corrigir falhas. Trata-se da interrupção programada para manutenção preventiva, ou corretiva;
- Não classificada: trata-se de interrupção programada não enquadrada nas classificações anteriores.

As interrupções não-programadas estão relacionadas às seguintes causas:

- Meio ambiente: vegetação, pássaros, queimadas, inundação, erosão, descargas atmosféricas, corrosão, poluição.

- Terceiros: vandalismo (caracterizado por dano ou interferência intencional), acidente (caracterizado por dano, ou interferência não intencional), empresas de serviços públicos, ou suas contratadas e consumidores;
- Falhas humanas: erros de operação e acidentes;
- Próprias do sistema: subtensão, sobretensão, sobrecarga, manobras para localização de falhas, manobras por segurança, ou características construtivas do equipamento;
- Falhas de componentes: falhas de projeto, de fabricação, de montagem, uso impróprio do componente, envelhecimento, falha de manutenção, falha não relacionada e falha desconhecida;
- Outro órgão/companhia: concessionária, consumidor, outro órgão da própria empresa não relacionada à operação e manutenção;
- Outros eventos: são aqueles que não se enquadram em nenhum dos itens relacionados, mas cuja natureza é do conhecimento do informante;
- Desconhecidas: eventos cuja natureza não é do conhecimento do informante.

D. Codificação das Interrupções

Uma vez definidos os critérios de classificação, o procedimento seguinte foi estabelecer uma referência numérica para cada tipo de interrupção, como indicado na tabela III.

Tabela III. Codificação das interrupções de origem externa e interna

INTERRUPÇÕES DE ORIGEM EXTERNA	
Código	Descrição
1 Programadas	
1.1	Rede de Distribuição – CERON
1.2	LT 230 kV –ELETRONORTE
1.3	UHE Samuel e Subestação 230 kV
2 Não-Programadas	
2.1	Rede de Distribuição – CERON
2.2	LT 230 kV –ELETRONORTE
2.3	UHE Samuel e Subestação 230 kV
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM INTERNA	
Código	Descrição
3 Programadas	
3.1	Alterações/Adequações
3.2	Manutenção
3.3	Não classificada
4 Não-Programadas	
4.1	Meio Ambiente – Descargas Atmosféricas
4.2	Terceiros
4.3	Falha Humana
4.4	Próprias do Sistema
4.5	Falha de Componente
4.6	Outro Órgão/ Companhia
4.7	Outros Eventos
4.8	Desconhecidas

VII. INTERRUPÇÕES NO SISTEMA PRE DE RONDÔNIA

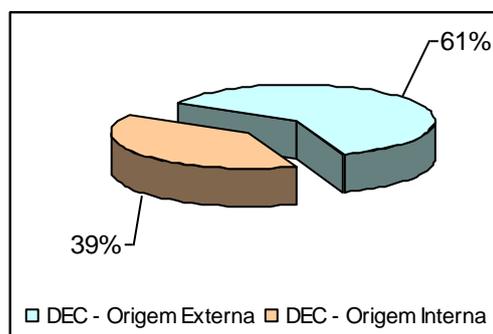
As interrupções verificadas no sistema PRE estão representadas através dos índices operativos [9] duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e frequência de interrupção por unidade consumidora (FEC). Esses índices, e os demais apresentados em seguida, são denominados neste trabalho de índices operacionais. Como as interrupções atingem todos os consumidores, o índice DEC é igual ao tempo de duração da interrupção, em horas. O FEC é igual ao número de interrupções verificadas no intervalo de tempo considerado. Também nessas condições, o DEC é igual à duração das interrupções por unidade consumidora (DIC) e o FEC é igual à frequência de interrupções por unidade consumidora (FIC). Um resumo completo de todas as interrupções verificadas no PRE Jaru e PRE Itapuã é mostrado na tabela IV.

Tabela IV. DEC e FEC do PRE Jaru e PRE Itapuã, correspondente aos períodos de 1996 a 14/11/200 e de 22/09/1997 a 2007, respectivamente

Código	PRE JARU		PRE ITAPUÃ	
	DEC	FEC	DEC	FEC
Interrupções de Origem Externa				
1	Programadas			
1.1	37,39	20	41,49	21
1.2	2,67	1	10,83	4
1.3	42,03	20	79,94	55
Subtotal 1	82,49	41	132,26	80
2	Não-Programadas			
2.1	84,82	181	148,54	835
2.2	33,78	43	104,98	74
2.3	25,80	19	79,28	71
Subtotal 2	144,40	243	632,80	980
Total 1	226,89	284	756,06	1.060
Interrupções de Origem Interna				
3	Programadas			
3.1	4,50	6	43,31	14
3.2	12,08	11	34,51	17
3.3	1,00	1	4,64	3
Subtotal 3	17,58	18	82,46	34
4	Não-Programadas			
4.1	90,15	246	163,75	444
4.2	6,67	3	6,50	3
4.3	0,23	1	6,43	7
4.4	0,65	2	1,02	1
4.5	21,35	26	120,10	24
4.6	0,00	0	2,18	9
4.7	0,00	0	7,35	6
4.8	7,02	22	53,66	131
Subtotal 4	126,07	300	360,99	625
Total 2	143,65	318	443,45	659
Total Geral	370,54	602	1.208,51	1.719

De acordo a tabela IV, no período em que o PRE Jaru esteve em operação foram registradas um total geral de 602 interrupções, que levaram a instalação a ficar indisponível

por 370,54 horas. Uma visão geral acerca dos percentuais de DEC e FEC relacionados às interrupções de origem externa e interna, é mostrada nas figuras 3 e 4, a seguir



PRE Jaru: percentuais do índice DEC de origem externa e interna

Através da figura 3, constata-se que o maior tempo de indisponibilidade do PRE Jaru foi devido a causas externas, ou seja, não diz respeito à tecnologia PRE.

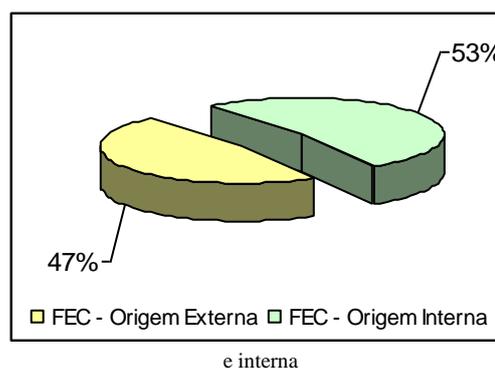


Figura 4. Jaru: percentuais do índice FEC de origem externa e interna

Como indicado na figura 4, não há disparidade entre as interrupções de origem interna (53 %) e aquelas de origem externa. Nas figuras 5 e 6, são apresentados os percentuais de DEC e FEC de origem interna e externa, respectivamente, em relação ao PRE Itapuã. Observa-se que o DEC de origem interna é também menor, com destaque para o FEC do PRE Itapuã, significativamente menor que aquele resultante das interrupções de origem externa.

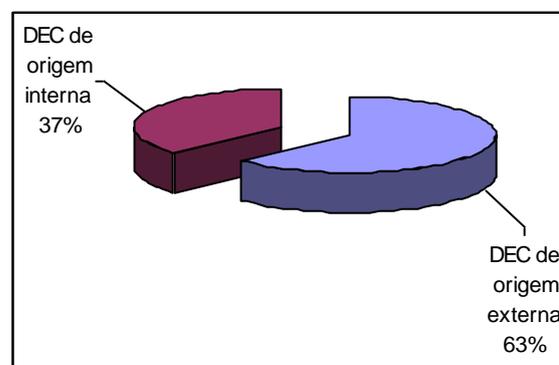


Figura 5. PRE Itapuã: percentuais do índice DEC de origem externa e interna

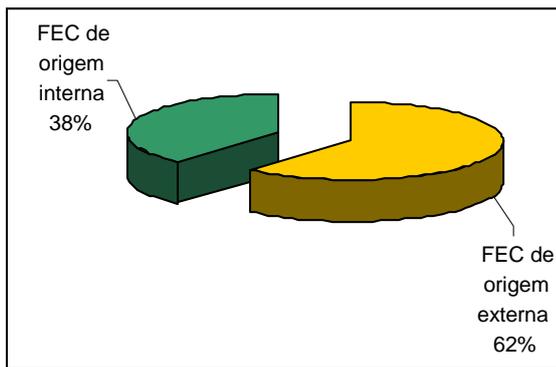


Figura 6. PRE Itapuã: percentuais do índice FEC de origem externa e interna

Tomando-se como referência apenas as interrupções de origem interna, ou seja, as interrupções relacionadas ao desempenho da tecnologia PRE, na tabela V são apresentados os índices médios anuais de desempenho operacional do sistema PRE de Rondônia, levando-se em consideração os 4,875 anos de operação do PRE Jaru e 10,28 anos de operação do PRE Itapuã. Além dos índices DEC e FEC, são apresentados: a) tempo médio de restabelecimento (TMR); b) taxa de falhas (TF), desdobradas em taxa de falhas anuais por km, por 100km e pelo número de interrupções causadas por descargas atmosféricas (NIDA); c) confiabilidade por consumidor (Cpc) [9]. Adicionalmente, o índice TF foi determinado considerando cada PRE como um componente, e posteriormente, considerando o comprimento da linha. Também são determinadas as taxas de falhas associadas exclusivamente às descargas atmosféricas.

Tabela V. Índices de desempenho operacional - sistema PRE de Rondônia

ÍNDICES	PRE ITAPUÃ	PRE JARU
DEC	43,14 horas/ano	29,47 horas/ano
FEC	64,10 interrupções/ano	65,23 interrupções/ano
TMR	0,67 hora interrupção/ano	0,45 hora interrupção/ano
TF	0,88 falha/km/ano	0,76 falha/km/ano
TF _(100 km)	88,00 falhas/100km/ano	76,00 falhas/100km/ano
TF _(NIDA)	0,59 falha/km/ano	0,59 falha/km/ano
TF _(NIDA/100 km)	59,00 falhas/100km/ano	59,00 falhas/100km/ano
Cpc	0,9951	0,9966

O desempenho operacional do sistema é determinado, sobretudo, pelo evento interrupção. Assim, os índices operacionais que se relacionam mais diretamente com esse evento são o FEC e TF. O mesmo não corre em relação aos índices DEC, TMR e Cpc, visto que estes dependem da variável tempo de restabelecimento (TR), cuja composição, além das particularidades da tecnologia PRE, depende da infraestrutura operacional alocada para cada instalação. Sobre este aspecto, cumpre ressaltar que o Sistema PRE Jaru, durante o tempo em que esteve em operação, contou com equipes de operadores disponíveis tanto na subestação supridora, em Ariquemes, como na subestação distribuidora, em Jaru. De forma diferente, o Sistema PRE Itapuã, que se encontra em operação, não possui equipes de operadores alocadas para operar a subestação distribuidora em Itapuã do Oeste. Em

consequência, seus índices DEC, TMR e Cpc são maiores que aqueles resultantes da operação do Sistema PRE Jaru.

Outro aspecto a ser observado diz respeito às taxas de falhas relacionadas às descargas atmosféricas. A igualdade dessas taxas verificadas no PRE Itapuã e Jaru, cujas linhas possuem extensões diferentes, revela maior atividade de raios na região entre a UHE Samuel e Itapuã. Esta constatação está condizente com a densidade espacial de descargas atmosféricas nuvem-solo resultante do trabalho de Albrecht [10]. Além da análise aqui desenvolvida, os índices operacionais do Sistema PRE de Rondônia atendem às exigências do Agente Regulador do Setor Elétrico?

Sobre este aspecto, vale ressaltar que por ocasião da implantação do PRE em Rondônia as metas relacionadas aos índices DEC e FEC eram estabelecidas através da Portaria 046/78 do extinto DNAEE. As disposições desse instrumento normativo, expressas no Artigo 15, Inciso I, não se aplicam a áreas com menos de 5.000 consumidores supridas por sistemas isolados. Neste sentido, vale ressaltar que o PRE Jaru foi um sistema isolado e atendeu a metade da população da localidade, bem inferior a 5.000 consumidores, pois a outra parte era atendida por UTE.

No caso da localidade de Itapuã do Oeste, quando o PRE foi colocado em operação, o fornecimento de energia era para 873 consumidores, evoluindo para 2.553 em dezembro de 2007 [11], [12]. Como o PRE Itapuã é um sistema isolado, ele também foi contemplado pelo Inciso I do referido artigo.

Vale ressaltar, que antes da implantação do PRE Jaru e PRE Itapuã, o fornecimento de energia elétrica em cada localidade era feito através de usinas térmicas (UTE) compostas por grupos geradores diesel. Adicionalmente, se as localidades de Itapuã e Jaru não fossem atendidas pela tecnologia PRE, provavelmente a alternativa escolhida seria a construção de linha de distribuição (LD) em 34,5 kV. Desse modo, também se estudou o desempenho dessas linhas em regiões próximas. Com relação aos resultados globais da Ceron relacionados ao DEC e FEC, eles foram obtidos utilizando-se a série histórica dos períodos de 1996 a 1997 [13] e de 1998 a 2007 [14] –[16]. Por fim, os índices operacionais do Sistema PRE Rondônia, usinas térmicas de Itapuã e Jaru, LD 34,5 kV, mais os índices globais da Ceron, são apresentados na tabela VI, a seguir

Tabela VI. Índices operacionais de outras alternativas tecnológicas convencionais

ÍNDICES OPERACIONAIS	UTE ITAPUÃ	UTE JARU	LD 34,5 kV	CERON
DEC (horas/ano)	341,64	305,34	82,14	80,21
FEC (interrup./ano)	168,00	190,02	57,04	91,56
TMR (hora/interrup./ano)	2,03	1,61	1,44	0,88
TF (falhas/km/ano)	xxx	xxx	0,62	xxx
Cpc	0,9610	0,9651	0,9906	0,9908

Comparando-se os dados das tabelas V e VI, observa-se que os índices operacionais do PRE são significativamente melhores em relação aos índices das Usinas Térmicas compostas por grupos geradores diesel. É certo, porém, que a alternativa convencional mais semelhante com a tecnologia

PRE é o sistema de média tensão em 34,5 kV, composto pelas respectivas subestações e a linha aérea. Como visto na tabela VI, a LD 34,5 kV apresenta o índice DEC bem superior aos índices da tecnologia PRE. Em contrapartida, o índice FEC da linha de média tensão convencional é menor. Esses dois fatos revelam que, embora a LD 34,5 kV tenha frequência de saídas menor que o PRE, tais ocorrências demandam o deslocamento de equipes de manutenção para localização e correção da falha, alongando o tempo de restabelecimento e, conseqüentemente, aumentando os índices operacionais DEC, TMR e Cpc. De maneira oposta, como a maioria das falhas do Sistema PRE é advinda de descargas atmosféricas, a prática operacional deste sistema resulta em tempo de restabelecimento menor.

Em relação aos índices globais da Ceron, vale ressaltar que seu sistema elétrico, no período estudado, ainda possuía várias localidades atendidas através de UTEs compostas por grupos geradores diesel, além de outras localidades com características semelhantes a Itapuã e Jaru, que apresentaram índices de desempenho operacional bem piores em relação ao Sistema PRE. Assim, no aspecto comparativo, o desempenho operacional do Sistema PRE é bem superior ao das UTEs, e praticamente equivalente ao de uma LD 34,5 e, na comparação com os valores globais da Ceron, seus índices operacionais são bem melhores.

VIII. INTERRUPÇÕES DA LT 230 kV OPERANDO COM O PRE

Como visto na tabelas IV, o número de interrupções da LT 230 kV, representado pelo FEC (códigos 1.2 e 2.2), é igual a 122, sendo 5 desligamentos programados e 117 interrupções não-programadas. Neste total estão consideradas as interrupções simultâneas do PRE Jaru e PRE Itapuã para uma mesma saída da LT. Assim, visando discriminar somente as interrupções não-programadas da linha, um criterioso levantamento foi realizado, separando as interrupções atribuídas às descargas atmosféricas (DA) das interrupções associadas a outras causas, tais como: falhas nas subestações, falhas de proteção, saídas intempestivas de usinas que compõem o parque gerador hidrotérmico, etc. Os resultados estão mostrados na tabela VII.

Tabela VII. Interrupções não-programadas da LT 230 kV verificadas no período de 1996 a 21/09/1997 (P1), período de 22/09/1997 a 14/11/2000 (P2) e período de 15/11/2000 a 2007 (P3)

Causas	PRE Jaru (P1)	PRE Jaru e PRE Itapuã (P2)	PRE Itapuã (P3)	Total
DA	7	21	33	61
Outras	7	8	11	26
Total	14	29	44	87

A LT 230 kV, entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, possui uma extensão aproximada de 316 km. Assim, tomando-se como referência o número de interrupções totais mostrado na tabela VII, a taxa de desligamentos da LT é equivalente a 2,3 desligamentos/100km/ano. Se forem consideradas somente as interrupções por descargas atmosféricas, tem-se como resultado 1,6 desligamentos/100km/ano.

A referência [17] apresenta o desempenho das linhas de transmissão da Eletronorte cobrindo o período de 1988 a 1998, ou seja, durante 11 anos. Segundo esse levantamento as LTs compostas por estruturas de aço, tipo autoportantes convencionais, operando em 230 kV na Região Norte, apresentaram um desempenho equivalente a 5,91 desligamentos/100km/ano. Em relação às descargas atmosféricas, o desempenho apresentado foi equivalente a 1,25 desligamentos/100km/ano. Vale ressaltar, que as linhas associadas ao projeto da UHE Samuel já foram construídas admitindo-se desempenho frente a descargas atmosféricas equivalente a 2 desligamentos/100km/ano. Outro ponto considerado neste trabalho diz respeito à redução no ângulo de blindagem da linha. Essa redução foi em consequência da alteração na cabeça da torre para isolar os cabos para-raios. Com isso, o ângulo de blindagem reduziu de 19° para 14°, melhorando a proteção da linha contra descargas atmosféricas diretas.

Vale salientar, que durante todo o período de operação do PRE, cobrindo mais de 180 meses de registros operacionais, não foi relatado nenhuma saída da LT 230 kV associada com a operação do PRE. Esses resultados, permitem constatar que o desempenho operacional da LT 230 kV, operando em conjunto com a tecnologia PRE, não foi deteriorado.

IX. AVALIAÇÃO ECONÔMICA

A partir de levantamento feito no contrato celebrado para construção das obras associadas à LT 230 kV para o interior de Rondônia, foi possível apurar o custo de implantação do sistema PRE de Rondônia relacionado apenas ao PRE Jaru e Itapuã, composto por: a) duas SE supridoras de 7 MVA e duas SE distribuidoras de 4 MVA e 2 MVA nas localidades de Jaru e Itapuã, respectivamente; b) aproximadamente 160 km de linha através dos cabos para-raios da LT 230 kV e derivações; c) malhas de terra independentes. O valor total foi de R\$ 2.984.374,00 ou US\$ 3,174,866.00 considerando-se a cotação do dólar americano referente a julho/1994.

Comparativamente, uma LD 34,5 kV em poste de concreto duplo T, cruzeta de madeira padrão 2,40m, cabo e alumínio 4/0 (código Penguin), com respectivas subestações supridora e distribuidora, tem um custo aproximado de US\$ 5,490,000.00. Esta diferença está relacionada ao custo bem menor da linha PRE [18].

No período de 1996 a 14 de novembro de 2000 o montante de energia elétrica suprida a Jaru através do PRE foi equivalente a 111.254 MWh. Da mesma forma, no período de 22 de setembro de 1997 a 2007 Itapuã do Oeste demandou um total de 142.682 MWh. Como dito anteriormente, o suprimento de energia a Jaru e Itapuã do Oeste era feito através de usinas térmicas compostas por grupos geradores diesel. A UTE de Jaru possuía uma potência instalada de 10.000 kW e um consumo específico médio de óleo diesel equivalente a 0,329 l/kWh. Por sua vez, a UTE de Itapuã em 1997 totalizava 1.056 kW de potência nominal instalada e um consumo específico médio de óleo diesel equivalente a 0,306 l/kWh.

Com base nos respectivos valores de consumo específico, seria necessário queimar 36.602.566 litros de óleo diesel na UTE de Jaru e 43.660.692 litros de óleo diesel na UTE Itapuã. Ou seja, caso não fosse instalado o PRE, e fosse manti-

da a geração de energia elétrica pelas UTEs, teriam sido queimados 80.263.258 litros de óleo diesel nas respectivas localidades.

Tomando-se como referência o preço médio do litro de óleo diesel com ICMS igual a R\$ 2,2808, colocado em Jaru e R\$ 2,2267, colocado em Itapuã do Oeste, sendo estes valores equivalentes à média de 2007 [19], a economia, somente com óleo diesel, foi igual a R\$ 83.483.132,53 em relação a Jaru e R\$ 97.219.262,88 em relação a Itapuã do Oeste. Ou seja, se não fosse feita a substituição das usinas térmicas pela tecnologia PRE, teriam sido gastos, apenas com óleo diesel, R\$ 180.702.395,41 ou US\$ 102,062,917.49 para gerar o montante de energia nos períodos aqui considerados.

Além da economia por deixar de queimar óleo diesel para suprir as duas localidades com energia elétrica, o PRE Jaru permitiu à Eletronorte postergar por dois anos o investimento em um subestação convencional 230/69/13,8 kV. No caso da Ceron, foi postergado por cinco anos o investimento em uma subestação de 69/34,5/13,8 kV [18].

X. ÍNDICES OPERACIONAIS DE REFERÊNCIA

Na seção VII, mostrou-se que, de fato, as interrupções por DA são as principais causadoras de interrupções no sistema PRE de Rondônia. Além disso, o comportamento das duas instalações PRE frente a descargas atmosféricas são bem semelhante, possibilitando o estabelecimento de índices operacionais característicos capazes de representar todo o sistema PRE. Esses índices, obtidos a partir dos dados de interrupções de origem interna, ou seja, que dizem respeito somente ao desempenho operacional do PRE, são apresentados na tabela VIII

Tabela VIII. Índices operacionais de referência para o PRE de Rondônia

Código	DEC (ho-)	FEC (Inter-)	TMR (ho-)
Ocorrências Programadas			
3			
3.1	2,59	1,29	2,01
3.2	2,87	1,93	1,49
3.3	0,33	0,24	1,34
Subtotal 3	5,79	3,46	4,84
Ocorrências Não-Programadas			
4			
4.1	17,34	47,22	0,37
4.2	0,97	0,46	2,11
4.3	0,34	0,44	0,76
4.4	0,11	0,25	0,45
4.5	7,86	3,84	2,05
4.6	0,11	0,43	0,24
4.7	0,37	0,30	1,24
4.8	3,29	8,54	0,38
Subtotal 4	30,37	61,48	0,49
Total	36,16	64,94	0,56

Para obtenção dos índices apresentados na tabela VIII, foram adotados os seguintes procedimentos:

a) os dados das interrupções de origem interna, que dizem respeito somente ao desempenho operacional de cada instalação PRE, foram somados e totalizados em cada mês;

b) extração da média aritmética dos índices DEC e FEC mensais de cada instalação PRE. Até esse ponto, tem-se como resultado os valores médios mensais de DEC e FEC representativos de cada instalação PRE;

c) os valores médios mensais de DEC e FEC representativos de cada instalação são somados e, em seguida, são extraídas as médias aritméticas, resultando nos índices operacionais de referência.

Os índices operacionais anuais de referência apresentados na tabela VIII são semelhantes às médias aritméticas dos índices DEC, FEC e TMR anuais das duas instalações PRE. Em consequência, a taxa de falhas e a confiabilidade por consumidor também são praticamente iguais às respectivas médias. Assim, os índices operacionais anuais de referência, representativos do Sistema PRE de Rondônia, são os seguintes:

- DEC = 36,16 horas/ano;
- FEC = 64,94 interrupções/ano;
- TMR = 0,56 hora/interrupção/ano;
- TF = 0,82 falha/km/ano;
- $TF_{(NIDA)} = 0,60$ falha/km/ano;
- $C_{pc} = 0,9959$.

É importante salientar que os índices operacionais de referência obtidos nesta pesquisa são resultantes de mais de 180 meses de efetiva operação do Sistema PRE de Rondônia. Portanto, podem ser utilizados com segurança para estimar o desempenho de futuros projetos PRE suportados por linhas de transmissão com as mesmas características da LT 230 kV aqui estudada, e características ambientais semelhantes.

A propósito, para suprir as necessidades de expansão, melhorias ou reformas em seus sistemas, as empresas do setor elétrico, através de suas áreas de engenharia e planejamento, têm como procedimento padrão o estudo prévio de viabilidade técnica e econômica das alternativas disponíveis. Entre os componentes fundamentais deste tipo de análise estão os índices de desempenho operacionais verificados. A prática usual consiste em utilizar os registros históricos de índices como o DEC, FEC TMR e outros. Desse modo, a utilização dos índices operacionais de referência resultantes de longa série histórica de desempenho do PRE se enquadra na lógica desta prática.

XI. CONCLUSÕES

Neste artigo foram apresentados e discutidos os resultados obtidos com uma tecnologia não convencional, pioneira no Brasil e implantada para atender as localidades de Jaru e Itapuã do Oeste no estado de Rondônia. São utilizados para análise os dados de mais de 180 meses de operação do PRE Jaru e PRE Itapuã.

Uma vez que a terceira fase da tecnologia PRE no esquema trifásico é o solo, atenção especial foi dada à realização de medições no sistema de aterramento. O maior valor de resistência de terra foi igual a 33,08 Ω , medido na subestação distribuidora do PRE Itapuã. Entretanto, esse valor está abaixo do previsto em projeto. Por sua vez, os maiores valores encontrados para V_p e V_t foram iguais a 19,4 V e 27,3 V, respectivamente. Esses valores foram verificados na torre 164, cuja malha de terra é o seu próprio contrapeso. Vale ressaltar, que foram registradas correntes circulando

pela fase conectada ao solo com valor superior a 70 A sem, contudo, resultar em V_p e V_t elevados. Ou seja, todos os valores estão abaixo do limite de 50 V estabelecido em projeto. Esses resultados são de extrema relevância na viabilização de futuros projetos da tecnologia PRE na região.

Quanto ao desequilíbrio de tensão, todos os valores medidos foram abaixo dos 2% admitidos em norma. Esse é um resultado bastante relevante, uma vez que foi possível atender cargas até 4.500 kVA.

Comparativamente, os índices operacionais médios anuais do Sistema PRE, conforme tabelas V e VI, indicam desempenho operacional bem superior ao das usinas térmicas à base de grupos geradores diesel. Na comparação com LD 34,5 kV, o PRE apresenta menor DEC e maior FEC. Ou seja, as interrupções do PRE são mais frequentes, porém o retorno à operação é feito com maior rapidez, visto que a maioria das interrupções é em consequência de descargas atmosféricas.

A realização desta pesquisa permitiu avaliar, também sob o ponto de vista econômico e ambiental, o quanto foi acertada a decisão de implantar a tecnologia PRE nas localidades de Jaru e Itapuã do Oeste, ou seja:

- no período estudado, deixou-se de queimar mais de 80 milhões de litros de óleo diesel, cuja economia, somente com esta rubrica, foi equivalente a mais de 180 milhões de reais. Comparando-se esse valor com o custo do investimento feito na implantação das duas instalações do PRE, elas foram pagas mais de 60 vezes;
- além da economia por deixar de queimar óleo diesel, o PRE Jaru permitiu à Eletronorte postergar por dois anos a construção de uma subestação 230/69/13,8 kV. No caso da Ceron, foi postergado o investimento em uma subestação 69/34,5/13,8 kV por cinco anos;
- se a substituição das usinas térmicas fosse através de um sistema convencional em 34,5 kV, o investimento seria 80 % maior em relação ao Sistema PRE. A diferença está relacionada ao custo bem menor da linha PRE, que por usar as torres da LT 230 kV, é quase 10 vezes inferior ao custo de uma LD 34,5 kV construída na região;
- a opção pelo PRE ao invés de uma LD 34,5 kV convencional evitou a realização de mais desmatamentos para abertura da faixa de servidão da linha.

Outras conclusões sobre a implantação da tecnologia PRE em Rondônia são relacionadas a seguir:

- a isolação dos cabos para-raios exigiu modificações na cabeça da torre. Por conseguinte, o ângulo de blindagem dos cabos PRE em relação aos condutores foi reduzido, contribuindo, dessa feita, para um melhor desempenho da LT 230 kV em relação às descargas atmosféricas;
- os resultados práticos obtidos da operação do Sistema PRE de Rondônia no período de 1996 a 2007 comprovam que a isolação e energização dos cabos para-raios em alguns trechos da LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, não introduziu qualquer anormalidade no desempenho da linha. Conclui-se, portanto, que a tecnologia PRE não deteriora o desempenho operacional da LT 230 kV.

Um dos principais produtos resultantes desta pesquisa está relacionado à obtenção de índices operacionais de referência para a tecnologia PRE. Esses índices poderão ser utilizados para ampliação das instalações PRE da atual Eletrobras Distribuição Rondônia. Também podem ser utilizadas em regiões cujas características ambientais sejam semelhantes às de Rondônia e a LT possua características similares à analisada nesta pesquisa.

XII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. D'Ajuz, E. H. Rose, M. L. B. Martinez, W. S. Pinto, A. N. R. Araújo, M. N. Takai, H. P. Oliveira Júnior, V. A. Pires, and E. A. Cursino, "Linhas de transmissão com cabos pára-raios energizados - uma solução econômica para o suprimento a comunidades isoladas", in *SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, XII SNTPEE, RE/GPL/19, Recife, 1993.
- [2] F. Iliceto, E. Cinieri, L. Casely-Hayford, and G. Dokyi, "New concepts on MV distribution from insulated shield wires of HV lines: operation results or an experimental system and applications in Ghana," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, n.º. 4, pp. 2130-44, Oct. 1989.
- [3] F. Iliceto, F. M. Gatta, G. O. Dokyi. "Three-phase and single-phase electrification in developing countries using the insulated shield wires of HV lines energized at MV. Operation experience in Ghana", *IV International Conference on Power Systems Operation and Planning*, Accra, Ghana, July-August, 2000, paper n.º 20-2E01.
- [4] A. D'AJUZ, Eber Hávila Rose, Manuel L. B. Martinez, Wanderley S. Pinto, Marcos C. Araújo, Mário N. Takai, Hélio Pessoa de Oliveira Júnior, Valdemir A. PIREZ, Edmilson Cursino "Implantação de cabos pára-raios energizados em linhas de 230 kV do Sistema de Rondônia". In: *SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, 13, 1995, Florianópolis. Anais. SNTPEE. Grupo XI: Sobretensão, coordenação de isolamento e interferências - GSI. Florianópolis, 1995.
- [5] ABB; MARTE. "Dimensionamento do sistema de aterramento do sistema elétrico de atendimento às pequenas cargas via cabos para-raios energizados - PRE de Rondônia: Parte III - Dimensionamento das malhas de terra independentes das subestações distribuidoras". [S.l.].1995. Relatório final consolidado - MTE - ABB. 001.08/94. Rev. 17/02/1995
- [6] *IEEE Recommended practice for monitoring electric power quality*. IEEE 1159, New York, 1995.
- [7] Edmundo Montalvão, Ary D'Ajuz; Eber Hávila ROSE, Wanderley de Souza Pinto, Edmilson A. Cursino, José Ezequiel. Ramos. "Estudos de proteção de para-raios energizados (PRE); um sistema pioneiro no Brasil". In: *V SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE*, Curitiba, 1995.
- [8] Osmar Pinto Júnior, Iara R. Cardoso de Almeida Pinto. *Relâmpagos*. São Paulo, Brasiliense, 1996.
- [9] ELETROBRAS. CODI. Desempenho de *sistemas de distribuição*. Rio de Janeiro, Campus/Eletrobras, 1982, coleção distribuição de energia elétrica, v.3.
- [10] Rachel Ifanger Albrecht., "Eletrificação dos sistemas precipitantes na região Amazônica: processos físicos e dinâmicos do desenvolvimento de tempestades". São Paulo, 2008. 197f. Tese (Doutorado em Ciências) – Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas – Departamento de Ciências Atmosféricas. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- [11] CERON. "Relatório de Gestão 1997". Porto Velho: CERON, mar. 1998
- [12] CERON. "Acompanhamento do número de clientes e energia faturada dos exercícios de 2000 a 2008". Comissão especial de assuntos regulatórios, mercado e tarifa. Porto Velho, 2009.
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. "Evolução do desempenho do indicador de qualidade global. Região Norte. Estado de Rondônia -. CERON - Indicador de qualidade anual". Disponível: <http://cfx.aneel.gov.br/VisualizarGraficos.asp?Empresa=CERON&Periodo=An>.

- [14] CERON. “Relatório anual 2002”. Porto Velho, 2003.
- [15] CERON. “Relatório anual 2004”. Porto Velho, 2005.
- [16] CERON. “Relatório da administração 2008”. Porto Velho, 2009
- [17] José Henrique Machado Fernandes, Vanderlei Guimarães Machado. *In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE INOVAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO. CIGRÉ – SC 22. Rio de Janeiro: abr. 1999.*
- [18] José Ezequiel Ramos. “Avaliação técnico-econômica da tecnologia de cabos pára-raios energizados – PRE, em Rondônia: Caso particular do PRE Jaru”. Porto Velho, 2000. 452f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2000.
- [19] CERON. “Sistema de óleo diesel: planilha de demonstrativo anual de preço médio unitário com ICMS”. Porto Velho CERON, 2007.