



GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

UM PANORAMA DA PARCELA VARIÁVEL APLICADA AO ELO HVDC DA ELETRONORTE - DESAFIOS E PERSPECTIVAS DA NOVA REGULAMENTAÇÃO

**JADER ALVES DE OLIVEIRA (1); VITOR NUNES NISHIYAMA (2)
ELETROBRAS - ELETRONORTE (1); ELETROBRAS ELETRONORTE (2)**

RESUMO

O presente artigo tem como objetivo apresentar o panorama do desempenho operacional e da Parcela Variável (PV) dos Elos de Corrente Contínua operados pela Eletronorte, desde o início de operação comercial e avaliar os impactos decorrentes das indisponibilidades programadas ou imprevistas das FT (Função de Transmissão) após a vigência, em 1º de janeiro de 2020, da regulamentação específica dos sistemas de corrente contínua atualmente estabelecida no Módulo 4 - Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica da ANEEL, aprovado pela ReN 906/2020. Neste contexto, ressalta-se o método utilizado tendo como base a apuração e detalhamento das perdas técnicas por parcela variável assim como simulação de cenários típicos que podem vir a ocorrer ao longo da concessão e seus impactos empresariais.

PALAVRAS-CHAVE

HVDC, Desempenho da Transmissão, Impacto das Indisponibilidades, Parcela Variável.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os Sistemas HVDC possuem características técnicas especiais que fazem com que sejam alternativas interessantes para a transmissão de grandes blocos de potência por longas distâncias, como o caso das usinas hidrelétricas na Amazônia. Além disso, trazem vantagens operativas que aumentam a confiabilidade e o controle do sistema.

No Brasil, o primeiro sistema de transmissão em corrente contínua foi o sistema de Itaipu, que entrou em operação em 1984, responsável por escoar a energia produzida pela usina hidrelétrica de Itaipu até a subestação de Ibiúna (SP). Entretanto, esse sistema não foi contratado por meio de licitação, não estando sujeito aos descontos regulatórios estabelecidos, inicialmente, pela Resolução Normativa (ReN nº 270/2007), conhecidos por Parcela Variável (PV).

Recentemente novos sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC) foram incorporados ao SIN. Após a entrada em operação comercial dos Bipolos 1 e 2 do Complexo do Madeira em novembro/2013 e outubro/2014 respectivamente, para escoar a energia produzida pelas hidrelétricas Santo Antônio (RO) e Jirau (RO), da Estação Retificador Conversora Porto Velho (RO) até a Inversora de Araraquara (SP). Posteriormente, entraram em operação comercial os Bipolos para escoar a energia produzida pela usina de Belo Monte, sendo o primeiro em 2017 entre as subestações de Xingu (PA) e Estreito (MG) e o segundo, em 2019, entre Xingu (PA) e Terminal Rio (RJ).

2.0 – MOTIVAÇÃO

Após muitas análises dos impactos regulatórios por meio de consultas públicas e audiências promovidas pelo regulador, em 1º de janeiro de 2020 entrou em vigor a regulamentação da qualidade do serviço de transmissão associada à disponibilidade e à capacidade operativa de instalações de transmissão em corrente contínua.

Aprovado pela ReN 853/2019, criou-se regras específicas como forma de incentivo regulatório para melhoria do desempenho dos complexos HVDC existentes, que se aplicam aos elos HVDC do Madeira (Usinas de Santo Antônio e Jirau), Belo Monte e interligações internacionais, nas estações conversoras de Garabi e Uruguaiana e para futuras interligações que utilizarem essa tecnologia em suas instalações.

As novas regras buscaram respeitar condições previstas no edital de leilão das instalações existentes, no que diz respeito ao indicador de disponibilidade, que trata do desempenho, e ao sinal econômico, relacionado à aplicação da Parcela Variável por Indisponibilidade e atender a apuração adequada da qualidade do serviço prestado.

Nesse sentido, vale destacar a inclusão dos incentivos à realização de manutenções preventivas, como a isenção da aplicação da PVI no período preferencial de manutenção, caracterizado pela baixa hidraulicidade (poucas chuvas) e baixa utilização da instalação da transmissora. Nessa janela temporal, as concessionárias de Elos de Corrente Contínua (CC) estão isentas de até 80 horas equivalentes para a indisponibilidade programada.

Além das 80 horas de manutenção, as instalações adquiriram também mais 20 horas equivalentes em janelas móveis de 12 meses. Neste caso, durante esses períodos, eventuais indisponibilidades das instalações não sofreriam cobrança de parcela variável. Tal fato, simplificou a norma em relação à aplicação da PVI conforme previsto Resolução Normativa 729/2016. A figura 01, seguir ilustra as curvas de hidraulicidade do Rio Madeira, demonstrando, anualmente, uma janela de oportunidade para realização de manutenções nos meses de agosto e setembro.

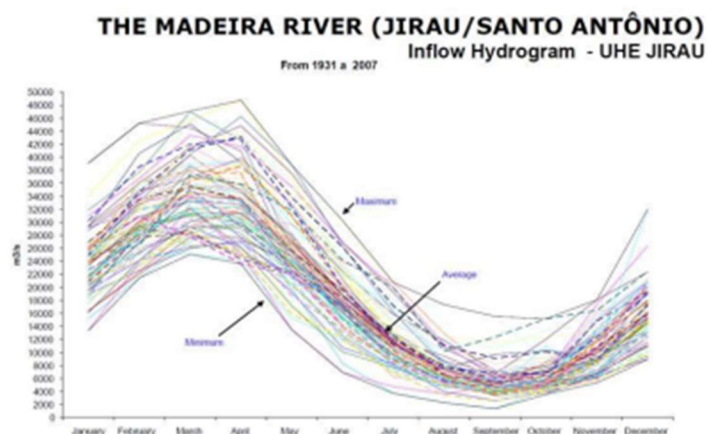


FIGURA 1 – Histórico de hidraulicidade do Rio Madeira (1931-2007)

Nesse contexto, de forma a atender as especificidades e características especiais de um sistema HVDC, faz-se necessário estudos e análises regulatórias após o novo marco, assim como, na medida do possível, compartilhar para os agentes do setor e investidores, os desafios a serem superados pelas concessionárias de transmissão em corrente contínua para garantir a confiabilidade e o fornecimento de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

3.0 - CONTEXTO REGULATÓRIO - COMPLEXO DO MADEIRA

Em 2008 a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), realizou o Leilão de Transmissão do Complexo Madeira (nº 007/2008), o qual foi subdividido em 7 lotes, um importante marco inicial para implantação dos empreendimentos de transmissão responsáveis por escoar e transmitir da energia gerada pelas usinas de Santo Antônio e Jirau. Após celebrar os contratos de concessão em 2009 e passado o período de construção e comissionamento, ocorrido principalmente entre os anos de 2010 e 2012, nos anos 2012 e 2013 deram-se início à operação comercial dos primeiros empreendimentos licitados. A figura 2 ilustra uma visão geral da composição em 2021 das concessionárias responsáveis pela operação e manutenção lotes licitados em 2008.

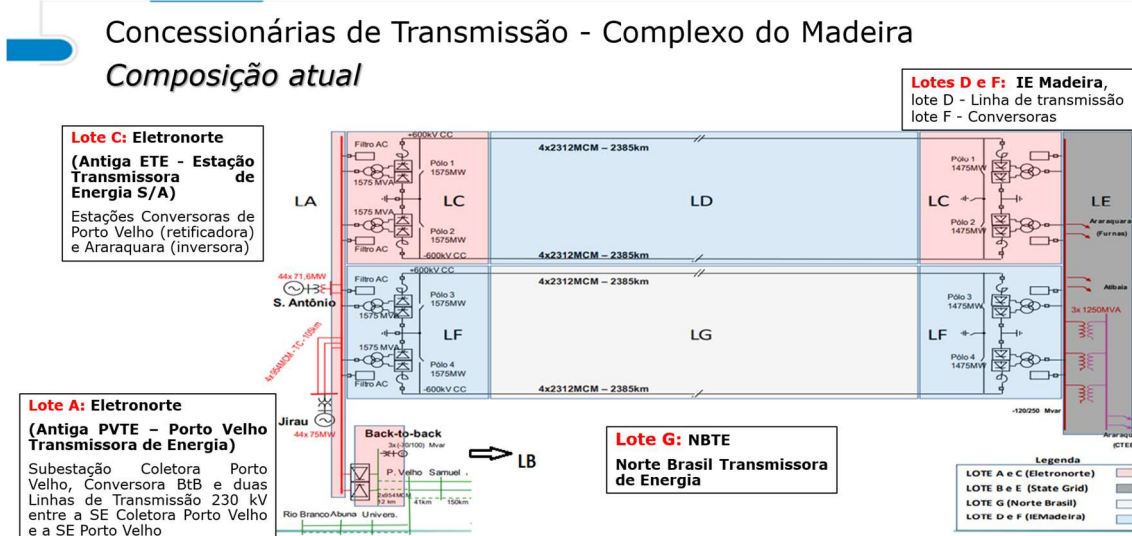


FIGURA 2 – Concessionárias de Transmissão – Complexo do Madeira

Este artigo, teve como objeto de estudo as estações conversoras de Araraquara-SP e Porto Velho-RO (contrato de concessão nº 010/2009), com a Liberação para Operação Comercial (LOC) em novembro/2013, e a conversora Back-to-Back (contrato de concessão nº 012/2009) com início de operação comercial em 2012. Vale destacar a incorporação integral pela Eletronorte das estações retificadora e inversora do Bipolo 1, em 2014 (lote C) e do empreendimento relativo ao Back-to-Back (lote A) em 2015.

Para o período compreendido desde o início da operação comercial das concessões de transmissão do complexo madeira (2012-2014) até o final de 2019, e na ausência de uma norma específica para os novos sistemas de corrente contínua foram aplicados os mesmos parâmetros de apuração de indicadores das instalações de corrente alternada. As aplicações deveriam estar de acordo com a regulação estabelecidas nos contratos de concessão celebrados junto à Aneel e garantir o atendimento dos requisitos dos editais de licitação.

No entanto, principalmente a partir de 2018, com o objetivo principal de analisar os impactos regulatórios o assunto passou a ser bastante discutido entre os Agentes, por meio de consulta pública seguida de audiências e em 13 de agosto de 2019 foi então publicada pela Aneel a Resolução Normativa nº 853, com a entrada em vigor em 1º de janeiro de 2020. Um importante marco regulatório após cerca de 10(dez) anos das celebrações de contrato ocorridas em 2009, estabelecendo as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade e à capacidade operativa de Funções Transmissão Conversora (FT Conversora).

Um marco regulatório que teve como objetivo buscar garantir maior aderência com a especificidade da tecnologia de transmissão em corrente contínua, e ao mesmo tempo incentivar a máxima disponibilidade em plena capacidade das instalações de transmissão em CCAT e a adequada manutenção dos ativos concedidos e/ou equiparados, mantendo a viabilidade e a atratividade dos empreendimentos com essa tecnologia.

No ano seguinte, 8 de dezembro de 2020, em continuidade a consolidação da regulação específica do corrente contínua, foi publicada a Resolução Normativa Aneel nº 906, a qual aprovou o Módulo 4 - Prestação dos Serviços das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, revisou o Módulo 1 - Glossário das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. Adicionalmente, a resolução que em entrou em vigor em janeiro/2021 permitiu simplificar as regras por meio da revogação de várias resoluções normativas: Resolução nº 513, de 16 de setembro de 2002; Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005; Resolução Normativa nº 669, de 14 de julho de 2015; Resolução Normativa nº 729, de 28 de junho de 2016; Resolução Normativa nº 782, de 19 de setembro de 2017; Resolução Normativa nº 853, de 13 de agosto de 2019.

Para melhor observar a linha do tempo do contexto regulatório do Complexo do Madeira com os principais marcos, desde a licitação, em 2008, até os dias atuais com a regulação vigente para a corrente contínua, segue a figura 3 com a linha do tempo.

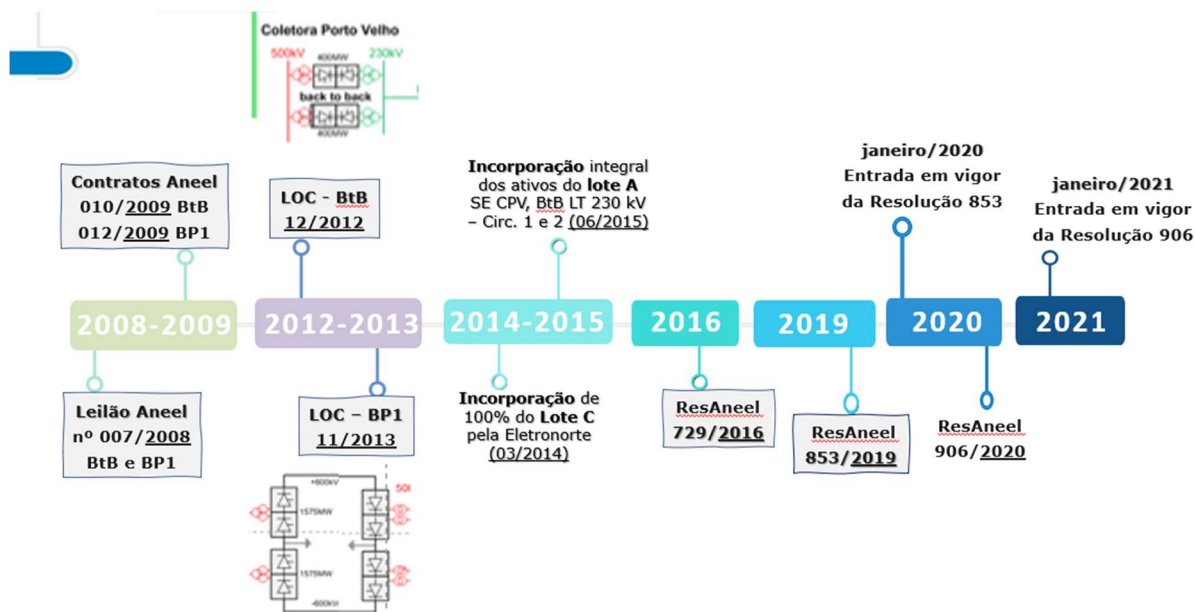


FIGURA 3 – Contexto regulatório – Complexo do Madeira (Eletronorte)

A figura 4 ilustra, por meio de fotos panorâmicas, a Estação Conversora Retificadora Porto Velho-RO e a Estação Inversora Araraquara-SP.



FIGURA 4 – Visão das Subestações Conversoras Retificadora Porto Velho-RO (esquerda) e Inversora Araraquara-SP (direita)

A figura 5, abaixo, demonstra as principais mudanças ocorridas com a nova regulamentação. Inicialmente, eram considerados 4 Funções Transformação e aplicado Parcela Variável por analogia a uma FT Transformação de corrente alternada. Após a vigência da ReN 853/2019, unificou-se a Função Transmissão, definindo-se a nova FT Conversora. Para o Back-to-Back, não houve alteração na FT em função da nova regulamentação, sendo mantido a FT Bloco 01 e a FT Bloco 02.

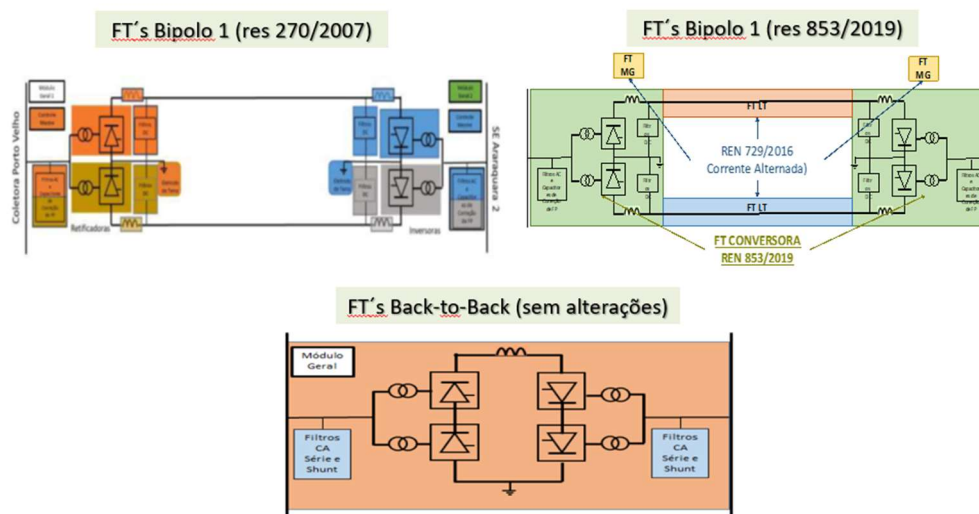


FIGURA 5 – Funções Transmissão antes e após a nova regulamentação (AIR / ANEEL)

4.0 - ANÁLISE HISTÓRICA DA PARCELA VARIÁVEL

O Desempenho do Sistema de Transmissão Corrente Contínua (DST-CC) é avaliado por meio da razão entre os descontos por Parcela Variável e as receitas anuais permitidas (RAP's) relativas aos respectivos ciclos tarifários. O período de análise abrange o período entre os anos de 2014 e 2021 (este último ainda em fase de consolidação, por se tratar do ano em curso). A figura a seguir apresenta um comparativo entre os Bipolos e os Back-to-Back.

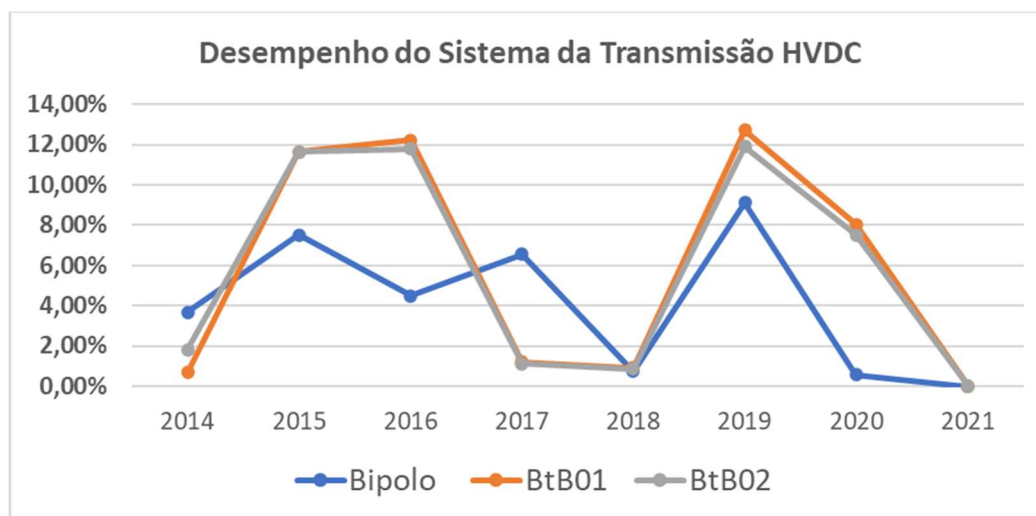


FIGURA 5 – Desempenho dos Sistemas de Transmissão HVDC

Conforme se observa, há poucas divergências entre o desempenho dos Back-to-Back nº 01 e 02. No entanto, ao comparar essas funções com a FT Bipolo, evidencia-se que em média, os equipamentos do back-to-back apresentaram desempenho abaixo do Bipolo.

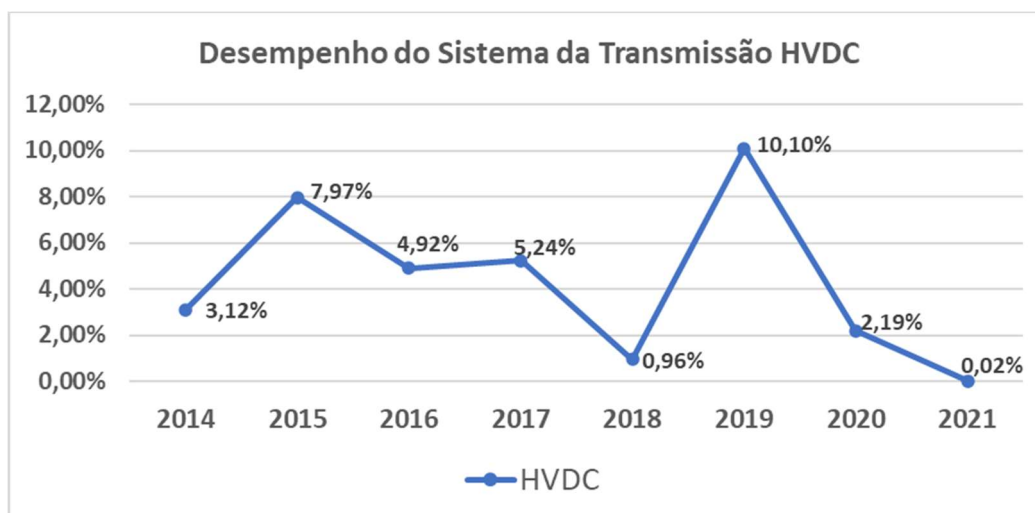


FIGURA 6 – Desempenho do Sistema de Transmissão HVDC Geral

Conforme apresentado na figura 6, até o final do ano de 2019, apurou-se perdas técnicas significativas ao longo dos anos desde o início da operação comercial dos sistemas HVDC. No entanto, juntamente com a nova regulamentação que entrou em vigor a partir de janeiro de 2020, é possível constatar uma tendência de melhoria no Desempenho do Sistema de Transmissão consolidado nos resultados obtidos de 2020 (consolidado) e 2021 (até agosto/2021).

As características construtivas e tecnológicas dos elos de corrente contínua possuem especificidades que impactam nas indisponibilidades. Relatórios do Cigré B4, “A Survey of The Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2011 – 2012”, evidenciam que os sistemas HVDC ao serem comparados com os sistemas CA demandam períodos maiores de indisponibilidades, tanto para as forçadas como as programadas.

Para melhor ilustrar os eventos com indisponibilidades que geraram parcela variável no período analisado, a figura 7 apresenta na linha do tempo, eventos que geraram perdas técnicas significativas para as FT's do Back-to-Back e do Bipolo 1.

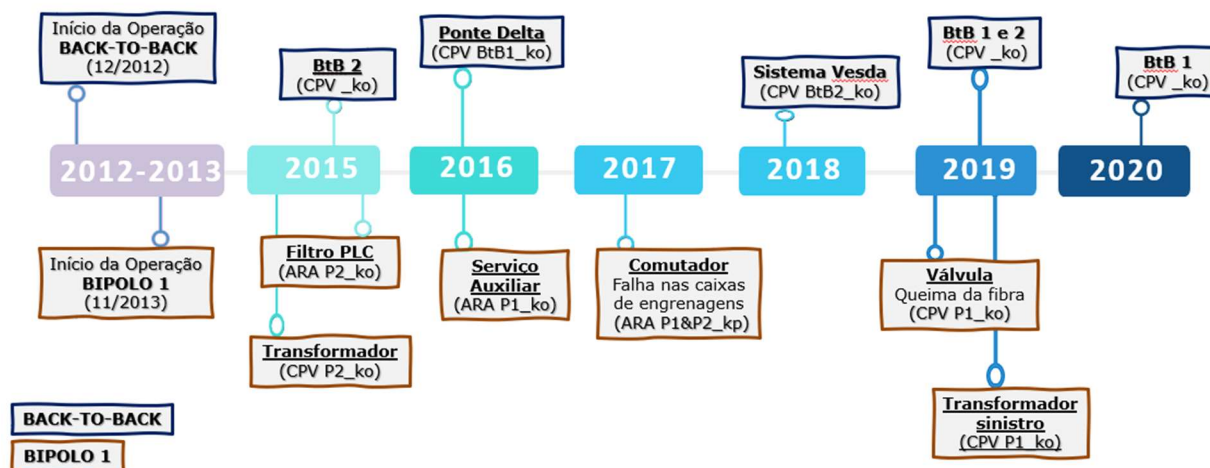


FIGURA 7 – Histórico de Indisponibilidades com parcelas variáveis de grande impacto no HVDC (Eletronorte)

5.0 - SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS NA NOVA REGULAÇÃO

Com a entrada em vigência da nova regulamentação de sistemas HVDC, e considerando-se a experiência da Eletronorte e de agentes operadores de sistemas HVDC ao redor do mundo, sabe-se que há a possibilidade de indisponibilidades prolongadas em razão de falhas internas que envolvam os transformadores conversores. Dessa forma, os editais de leilões previram a necessidade de se ter transformadores reservas, para atendimento de emergências, apesar da regulamentação não ter contemplado essa situação.

Assim, os Planos de Contingência da concessionária são elaborados no sentido de reduzir ao máximo os tempos necessários para possibilitar a substituição desses transformadores conversores, que requerem uma complexa e específica logística para sua realização, tais como: (i) movimentação do Trafo sinistrado e do novo Trafo a serem instalados (ii) tratamento de óleo, (iii) retirada da bucha de parede, (iv) desconexão das buchas e dos painéis, (v) comissionamento do trafo reserva que entrará em operação etc.

A seguir é apresentado uma tabela 1 com cenários típicos para cada Função Transmissão de responsabilidade da Eletronorte, que levam em consideração a configuração específica devido às diferenças construtivas entre back-to-back e o Bipolo. Para as simulações, foram consideradas situações programadas com todas as etapas, estruturas e providências prévias já realizadas para que a intervenção de substituição dos transformadores aconteça no menor tempo possível, ou seja, foi considerado somente o tempo de substituição que gera indisponibilidade e levando em consideração de que toda a preparação prévia tenha sido feita.

Tabela 1 – Simulações com cenários típicos para cada Função Transmissão.

	Bipolo		B2B01		B2B02	
Pagamento Base (PB)	R\$	23.732.587	R\$	3.243.047	R\$	3.468.672
Duração (h)		216		144		144
Duração (h)* com franq.		176		124		124
PV (%)		8,66%		6,48%		6,48%
PV (%)* com franq.		7,45%		5,87%		5,87%

Conforme se observa um único evento de substituição para instalação da fase reserva fria pode implicar em um considerável desconto percentual (%) da PVI, variando entre 7,45% e 8,66% em relação à RAP para o Bipolo e de 5,87% a 6,48% para o Back-to-Back, a depender da quantidade de franquia disponível.

6.0 – CONCLUSÃO

Diante das análises apresentadas neste artigo para o período compreendido entre 2014 e 2021, ficam evidenciados resultados e impactos obtidos com a nova regulação específica do HVDC, assim como demonstra a situação de Parcela Variável para situações que tipicamente podem vir a ocorrer como por exemplo a necessidade entrada em operação dos transformadores reservas.

Baseado na experiência do concessionário, foram simulados cenários típicos de indisponibilidades forçadas. Dessa forma o presente trabalho contribui para o setor elétrico nacional por meio do compartilhamento de experiências relativas às apurações das parcelas variáveis e ao mesmo tempo fornece subsídios importantes a serem mais bem trabalhados para avaliação da nova regulação do setor.

Adicionalmente, apesar da regulamentação não ter contemplado a situação específica de substituição dos trafos reservas, as simulações demonstram a necessidade de maiores estudos em relação ao atendimento dessas emergências.

Com a nova regulamentação que entrou em vigor a partir de janeiro de 2020, é possível constatar uma melhoria significativa no Desempenho do Sistema de Transmissão consolidado nos resultados obtidos de 2020 (consolidado) e 2021 (até agosto/2021).

No entanto, é importante registrar que para uma melhor avaliação é preciso verificar também as ações de gestão promovidas pela empresa em relação a estruturação do HVDC, de forma que fique mais evidenciado a significância de redução de PV relacionada ao novo marco regulatório.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório de AIR N° 002/2019-SRT/ANEEL, de 29/03/2019.
- (2) ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 513, de 16 de setembro de 2002.
- (3) ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 191, de 12 de setembro de 2005.

- (4) ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 669, de 14 de setembro de 2015.
- (5) ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 729, de 28 de setembro de 2016.
- (6) ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 782, de 19 de setembro de 2017.
- (7) ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 853, de 13 de setembro de 2019.
- (8) ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 906, de 8 de dezembro de 2020.
- (9) M.G. Bennett, N.S. Dhaliwal, A. Leirbukt, A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2011-2012, (CIGRE 2014 Report B4-113)

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) JADER ALVES DE OLIVEIRA

Jader Alves de Oliveira, nascido em 1983 em Araguari-MG. Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia - UFU (2006), Mestre em Engenharia de Produção pela EESC/USP (2017), MBA em Gestão da Qualidade e Engenharia da Produção pelo IPOG (2012) e especialista em Qualidade e Uso Racional da Energia Elétrica pela Universidade Federal do Mato Grosso - UFMT (2009). Atuou nos seguintes cargos: Superintendente de Engenharia de Manutenção da Geração e Transmissão (2020-2021), Gerente de O&M HVDC - Araraquara (2017-2020). Engenheiro Eletricista na Eletronorte desde fevereiro de 2007 e atualmente atua como Engenheiro de Manutenção Elétrica na Araraquara-SP e na coordenação do Centro de Planejamento Regional do HVDC



(2) VITOR NUNES NISHIYAMA

Vitor Nunes Nishiyama, nascido em 1981 em Brasília-DF. Graduação em Engenharia Elétrica pela UnB, em 2006. Mestre em Engenharia, na área de Engenharia de Produção, pela UFPA. MBA em Finanças Corporativas, pelo IBMEC em 2020. Ingressou na Eletronorte no ano de 2007, atuando como engenheiro de Operação de sistemas. Entre os anos de 2015 e 2016 trabalhou na área de Regulação de Energia, na Eletrobras Holding. Entre os anos de 2018 e 2019 atuou como Gerente do departamento de Coordenação Técnica da Transmissão Oeste. Atualmente atua no Departamento de Pós-Operação da Eletronorte.