

ADOÇÃO DE CRITÉRIOS FLEXIBILIZADOS PARA SUPRIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SIN

© 2021/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS NT-ONS DPL 0090/2021

ADOÇÃO DE CRITÉRIOS FLEXIBILIZADOS PARA SUPRIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SIN

Agosto de 2021

ADOÇÃO DE CRITÉRIOS DIFERENCIADOS PARA
SUPRIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SIN - VF

Sumário

1	Introdução	5
2	Objetivo	9
3	Conclusões	10
4	Avaliação dos Impactos no SIN em Virtude da Flexibilização dos Critérios de Confiabilidade	13
4.1	Definição dos Critérios de Confiabilidade Adotados na Operação do Sistema Interligado Nacional	13
4.2	Flexibilização dos Limites Elétricos	14
4.3	Impactos associados à adoção do Critério N-1 ao invés do Critério N-2 para as linhas de interligação das regiões Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste	16
5	Ganhos Energéticos Mediante à Adoção da Flexibilização do Critério.	19
6	Análise Estatística de Desligamento das Linhas de Transmissão e Instalações Críticas	21
6.1	Resultados das Análises Estatísticas	23
6.1.1	LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2	23
6.1.2	Bipolo em corrente contínua ± 800 kV Xingu – Estreito	29
6.1.3	Bipolo em corrente contínua ± 800 kV Xingu – Terminal Rio	35
6.1.4	LT 500 kV R. Gonçalves - Colinas C1 e C2	35
6.1.5	LT 500 kV R. Gonçalves - S. J. do Piauí C1 e C2	35
6.1.6	LT 500 kV S. J. do Piauí - Sobradinho C1 e C2	35
6.1.7	LT 500 kV Marabá - Itacaiúnas C1 e C2	36
6.2	Principais causas de desligamentos de linhas de transmissão no 2º semestre de cada ano, período 2016 a 2020	36
7	Outras ações coordenadas pelo ONS relacionadas com a segurança operativa do SIN	40
7.1	Implantação de Sistemas Especiais de Proteção – SEPs	40

7.2	Troca do sistema de proteção da LT 500 kV circuito duplo Tucuruí – Xingu	41
7.3	Aprimoramento da regulação primária das principais usinas hidroelétricas e termoelétricas conectadas ao SIN	43
7.4	Otimização dos estabilizadores de potência (PSS) da UHE Belo Monte	47
8	Anexo	48
8.1	Anexo 2 – Descrição de Fluxos	48
8.2	Anexo 2 – Resultados de análises estatísticas	49
8.2.1	LT 500 kV R. Gonçalves - Colinas C1 e C2	49
8.2.2	LT 500 kV R. Gonçalves – S. J. do Piauí C1 e C2	49
8.2.3	LT 500 kV S. J. do Piauí – Sobradinho C1 e C2	50
8.2.4	LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C1 e C2	50

1 Introdução

Para cumprir as atribuições de execução do planejamento e da programação da operação elétrica, bem como do despacho centralizado da geração do Sistema Interligado Nacional – SIN, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS realiza uma cadeia de estudos elétricos e energéticos de médio e curto prazos no sentido de preservar a segurança operativa do SIN e promover a otimização da operação do sistema eletroenergético buscando o menor custo para a operação.

Nesse contexto, o Planejamento da Operação Energética tem por objetivo avaliar as condições de atendimento à carga prevista de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN. Especificamente para o horizonte de curto prazo, o ONS desenvolve estudos prospectivos de cunho conjuntural, cujo objetivo é realizar uma prospecção de evolução dos níveis de armazenamento dos subsistemas do SIN, até o final do período seco (novembro de cada ano) ou final do período úmido (abril de cada ano). Os resultados desse estudo subsidiam as deliberações do CMSE sobre a necessidade da adoção de medidas operativas adicionais ao despacho por ordem de mérito, visando garantir o equilíbrio conjuntural de curto prazo da operação do SIN.

O Planejamento Elétrico, por sua vez, subsidia os estudos energéticos, tanto no médio quanto no curto prazo, bem como a programação eletroenergética e a operação de tempo real, com a definição da máxima capacidade de transferência de energia entre os subsistemas, para todas as condições operativas do SIN. Tais condições contemplam diferentes patamares de carga, configurações e cenários de geração e os intercâmbios máximos calculados são denominados limites de transmissão nas interligações inter-regionais do SIN.

Essa atividade se reveste de particular importância quando se considera que a expansão recente da capacidade instalada do SIN tem se dado por meio de usinas a fio d'água localizadas na bacia do rio Amazonas e pela inserção de fontes eólicas e fotovoltaicas, majoritariamente situadas na região Nordeste. Em comum, essas usinas compartilham a característica de estarem distantes dos principais centros de carga do país e de apresentarem vertimento no caso de limitações no sistema de transmissão.

Neste contexto, cabe ressaltar que, por razões alheias ao setor elétrico brasileiro, o sistema de transmissão planejado para o escoamento da UHE Belo Monte ainda não entrou em operação na sua configuração final, o que aumenta o desafio do Planejamento Elétrico de encontrar soluções que permitam o melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis no SIN. Acrescente-se a esse desafio o excelente desempenho observado nos parques eólicos implantados

no SIN, com destaque para a sucessiva quebra de recordes de produção registrada em julho de 2021.

Todavia, a despeito de todos os esforços conduzidos nos ambientes do planejamento e da programação da operação, com alguma frequência não tem sido possível aproveitar todo o potencial de geração das centrais eólicas e fotovoltaicas por esgotamento da capacidade de transmissão. O impacto do não aproveitamento completo desta geração de baixo custo é amplificado tendo em vista a situação hídrica bastante adversa observada no período 2020/2021 sobretudo nas principais bacias do Sudeste.

De fato, a gestão da situação hídrica tem merecido a atenção de todo o setor elétrico brasileiro, sendo imperativa a utilização de todos os recursos energéticos disponíveis.

Neste sentido, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), em reunião extraordinária, realizada em 16/10/2020, autorizou o ONS a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação de energia sem substituição a partir da Argentina e do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018, medida esta que permanece em vigor desde então.

Além dessa importante medida de aumento das disponibilidades energéticas, foram também implementadas pelo ONS, em articulação com o MME, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os agentes de geração hidroelétrica, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), órgãos ambientais e outros setores usuários de recursos hídricos, um conjunto de flexibilizações de restrições operativas que se tornaram importantes para a preservação das condições de armazenamento no SIN.

No entanto, mesmo com a manutenção das deliberações do CMSE, os níveis de armazenamento dos reservatórios localizados na bacia do rio Paraná não se recuperaram de forma satisfatória, resultando na pior sequência de aflúências do histórico observada nessa bacia para o período de setembro a junho.

Por sua vez, os estudos prospectivos, realizados pelo ONS para subsidiar o permanente monitoramento das condições de operação conduzido pelo CMSE, apesar de todas as medidas adotadas, indicam uma trajetória de importante degradação dos níveis de armazenamento no subsistema Sul ao longo do período.

Diante de tal cenário, percebe-se a importância de se promover medidas operativas adicionais, onde se enquadra o aumento da transferência dos excedentes de energia da região Nordeste, que tem batido recordes contínuos, para preservar o armazenamento dessa energia na região Sul e contribuir na

recuperação desses reservatórios. Observa-se na região Sul uma degradação do nível de armazenamento verificado no mês de julho de cerca de 16 p.p, provocada pela redução dos totais de precipitação previstos para essa região.

Portanto, para aumentar o montante de energia a ser transferido para armazenamento na região Sul será necessário a utilização de critérios operativos mais flexíveis. Para pronta referência, segue um breve descritivo dos critérios de estudos elétricos, conforme Procedimentos de Rede, adotados para subsidiar a operação do SIN:

- a) Os estudos de planejamento da operação elétrica têm como base o critério de perda simples de um elemento da rede sem corte de carga, denominado critério “N-1”. Essa análise contempla a saída de linhas em corrente alternada e contínua, transformadores ou unidades geradoras, bem como equipamentos de controle de tensão. Esses estudos também consideram que o elemento em contingência, por um curto-circuito, por exemplo, deve retornar à operação em uma determinada quantidade de horas, a depender do equipamento, sendo possível, durante esse período, utilizar a capacidade de emergência dos equipamentos do Sistema Interligado Nacional – SIN afetados pela contingência.

Esse critério foi consolidado nos Procedimentos de Rede que regem as atividades do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, sendo aplicado tanto para a operação do SIN quanto para a proposição das obras de ampliações e reforços na Rede Básica, constantes no Plano Elétrico de Médio Prazo do SIN, elaborado anualmente pelo ONS. O critério N-1 também é adotado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE na elaboração do Plano de Expansão da Transmissão – PET.

Adicionalmente, também faz parte do escopo do planejamento da operação, como estabelecido nos Procedimentos de Rede, a análise da perda simultânea de circuitos de transmissão da Rede de Operação que compartilhem estruturas ou a mesma faixa de passagem (critério “N-2”). Nesse caso, admite-se corte de carga controlado, automático ou não, para evitar risco de instabilidade de potência, frequência ou tensão em uma região, estado ou capital, com consequente corte descontrolado de carga. Portanto, para mitigar os riscos mencionados, o ONS faz uso de todos os recursos disponíveis, tais como: despacho térmico fora da ordem de mérito, restrições de intercâmbios e utilização de Sistemas Especiais de Proteções - SEPs, que pode envolver, inclusive, o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

A adoção de critérios diferenciados de confiabilidade, em caráter excepcional, para mitigar impactos oriundos de cenários hidro energéticos desfavoráveis já foi

utilizada no passado e está prevista em Procedimento de Rede, no item 2.2.4.1.8 do SM 2.3, conforme transcrito a seguir:

*“2.2.4.1.8. Após esgotados todos os recursos disponíveis, podem ser utilizados critérios de desempenho e segurança menos restritivos, devidamente fundamentados em análise técnica ou técnico-econômica e previamente submetidos ao CMSE e à ANEEL nas seguintes situações excepcionais: (a) **cenários energéticos desfavoráveis, conforme avaliações eletroenergéticas conduzidas pelo ONS no âmbito do planejamento da operação energética**; (b) restrições do sistema de transmissão, como aqueles decorrentes de topologia incompleta, em especial relacionadas à integração de sistemas elétricos isolados ao SIN; (c) atendimento a cargas por meio de sistemas de transmissão radiais singelos ou de um único transformador; e (d) situações conjunturais decorrentes de indisponibilidades de grandes troncos de transmissão.”*

Cabe ressaltar que, como indicado no próprio texto do SM 2.3 dos Procedimentos de Rede, a adoção das medidas operativas excepcionais indicadas nesse documento requer a aprovação do Comitê de Monitoramento do Setor – CMSE.

2 Objetivo

Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar a evolução dos limites, em forma de valores referenciais, ponderando os benefícios e os riscos associados à flexibilização do atual critério de operação que considera perdas duplas de linhas de transmissão para o critério que contempla apenas perdas simples, ou seja, os limites passam a ser determinados para evitar consequências para o SIN considerando apenas eventos onde ocorra a perda de um elemento. Este estudo foi apresentado pelo ONS nas Reuniões Técnicas do CMSE, realizadas em 23 e 26 de julho de 2021.

O cenário energético avaliado neste trabalho considera a maximização da transferência de energia das regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste e Centro Oeste, considerando geração hidráulica, térmica e de fontes intermitentes, em consonância com os estudos prospectivos para a operação do SIN no segundo semestre de 2021.

Cabe ressaltar que a flexibilização de critérios constante desse relatório diz respeito ao sistema de transmissão associado às interligações Nortes/Nordeste/Sudeste/Centro-Oeste. Para as demais áreas do país são mantidos os critérios vigentes para atendimento a contingências duplas.

3 Conclusões

- a) Os estudos prospectivos para a operação do SIN durante a estação seca de 2021 indicam a possibilidade de se atingir níveis de armazenamento nas regiões Sul e Sudeste-Centro-Oeste muito reduzidos ao final do período seco, mesmo considerando todas as medidas excepcionais já adotadas para o enfrentamento da crise hídrica. Por sua vez, os recursos energéticos disponíveis no SIN que podem ser utilizados no enfrentamento da situação de escassez hídrica observada em bacias do Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão localizados nas regiões Norte e Nordeste.
- b) Diante de tal cenário, é de suma importância promover medidas operativas adicionais, de natureza elétrica, que permitam aumentar a transferência dos excedentes de energia das regiões Norte e Nordeste, particularmente aqueles de origem em fontes eólicas que têm batido recordes sucessivos de produção. Dessa forma, será possível alocar esses excedentes nos reservatórios do Sul, permitindo a sua utilização nos momentos de carga elevada que devem acontecer a partir do mês de setembro.
- c) No horizonte de curto prazo, a forma de aumentar a capacidade de transferência entre regiões se dá por meio da adoção de critérios operativos mais flexíveis, especificamente, passando do atual critério de confiabilidade que considera perdas duplas de linhas de transmissão (N-2) para o critério que considera apenas perdas simples (N-1). Essa mudança implica em que as máximas transferências de energia entre as regiões Norte/Nordeste/Sudeste-Centro-Oeste (limites de transmissão) sejam determinados para evitar consequências para o SIN, apenas em eventos que envolvem a perda de um elemento.
- d) A flexibilização do atual critério N-2 para o critério N-1, permite a elevação dos limites nas interligações das regiões Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste/Centro-Oeste, com ganho potencial de transferência de energia de até 2.850 MW.
- e) O exercício de aplicação de critérios de confiabilidade diferenciados na programação da operação do dia 21/07/2021 mostrou a possibilidade da transferência adicional de cerca de 2.000 MW_{med} do Norte e Nordeste, montante este que poderia ser alocado nos reservatórios do Sul o que representa um replecionamento dos reservatórios da região sul em cerca de 10%.
- f) Além do potencial ganho no armazenamento das usinas do subsistema Sul, a adoção dessa medida aumenta o aproveitamento da geração eólica, solar e

térmica na região Nordeste, dada a ampliação dos limites de transferência de energia pelo sistema de transmissão.

- g) A flexibilização dos critérios operativos reduz a capacidade do Sistema Interligado Nacional suportar contingências duplas de linhas de transmissão, com consequências para o atendimento à carga. Os casos de maior impacto, caso ocorram, são aqueles associados às perdas duplas das LT 500 kV Tucuruí-Xingu C1 e C2, dos Bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio.
- h) O ONS vem atuando junto às transmissoras envolvidas, desenvolvendo uma série de ações que contribuem para minimizar o impacto dessas medidas de flexibilização de critérios, com destaque para a substituição da proteção da LT 500 kV Tucuruí – Xingu, adequação do serviço auxiliar do Bipolo Xingu – Estreito, reavaliação da adequação da regulação primária, dentre outras.
- i) Nesta mesma linha, cresce em importância a ação conduzida pela ANEEL de atuar junto às transmissoras para que estas tomem as medidas necessárias para prevenir a ocorrência de queimadas.
- j) Ainda como medida para reduzir o impacto da flexibilização dos critérios na segurança da operação do SIN, o ONS adotará as seguintes providências:
- Retornará à operação em critério N-2, caso ocorra a indisponibilidade de linhas de transmissão na região Norte/Nordeste que possam comprometer a segurança elétrica.
 - Caso haja alerta de queimada ou de tempo severo nas linhas de transmissão classificadas com nível de criticidade 2, retornará para a operação com critério N-2 somente para os limites relativos à linha sob risco. Para as linhas definidas com nível de criticidade 1 serão adotadas as medidas de segurança cabíveis, caso não comprometam a otimização eletroenergética.

Estas condições serão mantidas até que se disponha de avaliação complementar específica para os casos de indisponibilidade de linhas e para os casos de alerta de queimada ou tempo severo, até que o alerta seja cancelado.

- k) Diante da flexibilização para o critério de segurança N-1, considerando a expectativa de continuidade das demandas de realização de intervenções na malha de transmissão 500kV de interligação N/NE- SE/CO, a adoção do critério de perdas duplas nas análises de desligamentos, conforme os procedimentos de rede, iria impor restrições nos limites de transferências de energia entre essas regiões. Com isso, a eficácia da flexibilização ficaria comprometida. Dessa forma, na gestão de análise e programação das intervenções serão adotadas as mesmas diretrizes consideradas neste relatório para a operação com o critério N-1.

- l) Portanto, nas análises de intervenções, serão definidos os limites para que todas as demais contingências simples e duplas, a exceção das perdas duplas das LT 500kV Tucuruí – Xingu C1 e C2 ou de um dos Bipolos que partem da SE Xingu, não acarretem aberturas das interligações.
- m) Cabe ressaltar a importância da adoção de ações por parte das transmissoras de energia responsáveis pelas linhas de interligações das regiões Norte/Nordeste/Sudeste/Centro-Oeste, em especial daquelas destacadas neste documento, para garantir a segurança das suas instalações no que diz respeito aos ajustes de proteção, limpeza das faixas de passagem, manutenções preditivas etc. Também se fazem necessárias ações fiscalizadoras por parte da ANEEL e do IBAMA.
- n) Com relação à avaliação estatística de desligamentos, destaca-se a necessidade de uma gestão específica visando a mitigação de desligamentos por 'queimadas', especialmente para alguns circuitos em 500 kV e para os dois Bipolos que partem da SE Xingu, com foco no período de agosto a outubro. Quanto ao desempenho dos sistemas de proteção e controle, registra-se que o ONS vem atuando diretamente com as transmissoras para corrigir, com a brevidade possível, todos os problemas que possam vir a ser identificados, visando mitigar os riscos de desligamentos por atuação indevida de proteção.
- o) A avaliação dos ganhos sistêmicos, particularmente importantes no contexto do enfrentamento do período crítico pelo qual estamos passando, bem como dos riscos envolvidos, justificam a proposição do ONS de adoção desse procedimento em caráter excepcional.
- p) Em caso de identificação de novos ganhos nos limites de transferência de energia ou identificada necessidade de redução desses valores, o ONS adotará os procedimentos operativos internos para implementação na operação do sistema. Entretanto, caso a alteração do limite de intercâmbio, em virtude de algum cenário específico, incorra em aumento do nível de criticidade, ou seja, outras contingências duplas possam levar o sistema ao nível de criticidade 2, a implementação se dará após anuência do Comitê de Monitoramento do Setor Elétricos - CMSE.
- q) Nas situações que caracterizem riscos iminentes para a segurança da operação do SIN, o ONS adotará as ações necessárias e comunicará à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e ao CMSE.

4 Avaliação dos Impactos no SIN em Virtude da Flexibilização dos Critérios de Confiabilidade

4.1 Definição dos Critérios de Confiabilidade Adotados na Operação do Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional é operado e planejado mediante critérios de confiabilidade chamados determinísticos, onde o nível de confiabilidade (ou de redundância) do sistema é determinado a priori, isto é, a capacidade do sistema de suportar determinadas contingências é pré-fixada e as decisões de planejamento são tomadas de forma a atender essas contingências, evitando dessa forma, a necessidade de corte de carga. Nos itens a seguir são apresentados os critérios determinísticos utilizados por este Operador.

a) Critério “N-1”

Neste critério o sistema é planejado para operar sem violações, mesmo durante a perda de um elemento da rede (contingência simples). Para tanto, torna-se necessária a existência de elementos de redundância capazes de evitar violações quando da indisponibilidade de alguma linha de transmissão, transformação ou unidade geradora. Observa-se que não se leva em conta a probabilidade de ocorrência dos eventos.

O atendimento ao critério “N-1” implica que:

- As tensões devem permanecer dentro dos limites especificados;
- Não deve ocorrer corte de carga;
- Todos os equipamentos devem operar dentro de suas capacidades de carregamento em regime contínuo ou dentro de limites de sobrecarga de curta duração;
- Os níveis de curto-circuito devem permanecer dentro das capacidades dos equipamentos existentes no sistema;
- A frequência do sistema deve permanecer dentro da faixa especificada;
- Durante o período transitório não se deve admitir a atuação de proteção de equipamentos importantes (transformadores, geradores, compensadores ou qualquer outro dispositivo de compensação reativa) da Rede Básica que não tenham sido diretamente envolvidos no distúrbio;
- Não deverá ocorrer instabilidade eletromecânica ou de tensão em nenhuma parte do sistema.

b) Critério “N-2”

Neste critério o sistema deve operar considerando a perda simultânea de circuitos de transmissão da Rede de Operação que compartilhem estruturas ou a mesma faixa de passagem (critério “N-2”). Nesse caso, admite-se corte de carga controlado, automático ou não, para evitar risco de instabilidade de potência, frequência ou tensão em uma região, estado ou capital, com consequente corte descontrolado de carga. Portanto, para mitigar os riscos mencionados, o ONS faz uso de todos os recursos disponíveis, tais como: despacho térmico fora da ordem de mérito, restrições de intercâmbios e utilização de Sistemas Especiais de Proteções - SEPs, que pode envolver, inclusive, o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

Também se considera que após um curto-circuito as linhas irão voltar à operação normal, sendo possível retornar com toda a carga, utilizando-se para tal o limite de emergência da linha, caso uma delas não retorne à operação.

4.2 Flexibilização dos Limites Elétricos

Atualmente o SIN encontra-se em condição energética desfavorável, onde se configura risco hidrológico para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante seu período seco. Projeções em relação ao histórico de vazões apresentam tendência de diminuição das afluências a valores muito reduzidos. Diante deste fato, para minimizar o risco de desabastecimento da região Sudeste/Centro-Oeste, é importante maximizar a transferência de energia através das interligações regionais, de forma que seja possível utilizar a disponibilidade de energia excedente onde houver.

Dentro do atual critério de planejamento da operação, os limites das interligações regionais já se encontram em seus máximos valores disponíveis. Assim, a elevação destes limites é possível somente a partir da flexibilização dos critérios de desempenho e segurança, que têm como consequência riscos mais elevados em situações de contingências duplas, que por sua vez possuem menor evidência estatística.

Dessa forma, foram realizadas análises referentes ao cenário específico onde há esgotamento de recursos de geração nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e ainda há capacidade de exportação de energia pelas regiões Norte e Nordeste. A seguir são apresentadas as possíveis elevações de limites e os riscos associados frente à flexibilização de critérios.

A Tabela 4-1 , a seguir, apresenta um resumo dos limites referenciais das interligações das regiões Norte/Nordeste/Sudeste/Centro-Oeste, considerando a utilização do critério N-2 e N-1, onde o “Critério N-2” refere-se ao critério atual, no

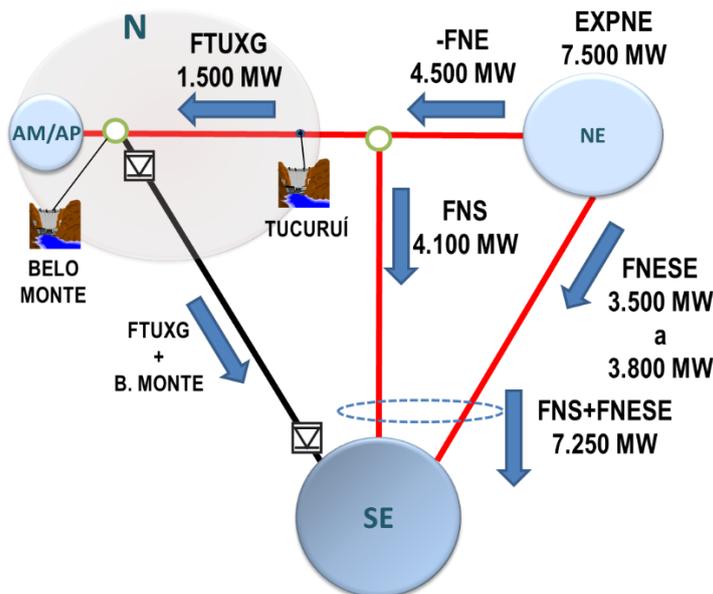
qual os limites são avaliados considerando eventos de perdas simples e duplas, conforme diretrizes apontadas nos Procedimentos de Rede, e o “Critério N-1” refere-se àquele onde os limites são determinados considerando apenas eventos onde ocorra a perda de um elemento por vez.

Tabela 4-1: Limites para os Principais Fluxos nas Interligações (Carga Média)

Intercâmbio	Limite N-2 (MW)	Limite N-1 (MW)
FNESE	3.500	3.500
FNS	4.100	4.700
FNS+FNESE	7.250	7.600
NE-->N	4.500	5.000
FTUXG	1.500	4.000
Bipolos Xingu	5.000	8.000

Os limites constantes da tabela anterior são apresentados nos diagramas simplificados das interligações entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste apresentados a seguir. A Figura 4-1, a seguir, são apresentados os limites considerando o critério de operação atual, que inclui perdas duplas de acordo com o SM 2.3 dos Procedimentos de Rede.

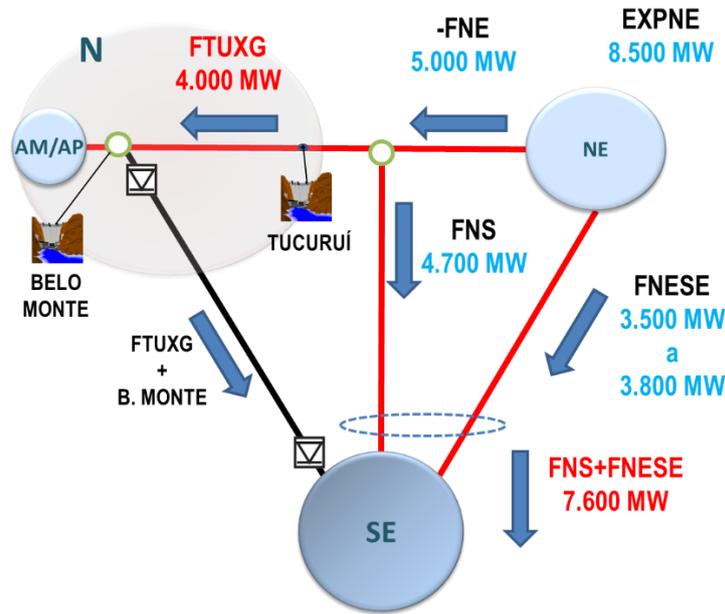
Figura 4-1: Limites das interligações considerando critério vigentes do SM 2.3



O FNESE pode chegar a valores de 4.200 MW a depender de situações específicas, através do monitoramento de inequações

A Figura 4-2, a seguir, apresenta os limites das interligações com a flexibilização do critério atual para o critério N-1. Esta flexibilização permite um potencial ganho de transferência de energia para o Sudeste/Centro-Oeste, através dos limites FTUXG e FNS+FNESE, em valores de até **2.850 MW**.

Figura 4-2: Limites das interligações considerando critério N-1



O FNESE pode chegar a valores de 4.200 MW a depender de situações específicas, através do monitoramento de inequações

4.3 Impactos associados à adoção do Critério N-1 ao invés do Critério N-2 para as linhas de interligação das regiões Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste

Para avaliação dos impactos de se desconsiderar as contingências duplas referentes às interligações Norte/Nordeste/Sudeste/Centro-Oeste foram determinados dois níveis de criticidade onde as contingências são enquadradas a depender de suas consequências para o SIN, conforme apresentado na Tabela 4-2, a seguir. O nível 1 de criticidade é aquele que a consequência da contingência são sobrecargas inadmissíveis e subtensões com algum risco de perda de carga localizada. Já o nível 2 é aquele em que as contingências têm como consequências a abertura de interligações, com possibilidade de atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), perda de sincronismo, estabilidade e, no limite, até mesmo ocorrência de blecaute nas regiões afetadas.

No que diz respeito à soma de eventos da Tabela 4-2, é considerada a soma de contingências para todos os limites em cada nível de criticidade e critério, mas são

contabilizadas as contingências de forma única não coincidentes para cada um dos níveis de criticidade. A título de exemplo: a perda dupla da LT 500 kV Xingu - Tucuruí C1 e C2 é considerada na definição dos limites para vários troncos de interligações, tais como: Fluxo Norte-Sudeste (FNS), Fluxo Nordeste-Sudeste (FNESE), Somatório de Fluxos da Norte Sudeste e Nordeste-Sudeste (FNS+FNESE) e Fluxo na Tucuruí – Xingu (FTUXG). Cabe ressaltar, no entanto, que na soma de eventos ela é contabilizada apenas uma vez.

Tabela 4-2: Mapa de Limites por critério e criticidade por contingências

Mapa de Criticidade (N° de Contingências)				
Intercâmbio	Limite N-2 (MW)	Limite N-1 (MW)	Critério N-1	
			Nível 1	Nível 2
FNESE	3.500	3.500	0	3
FNS	4.100	4.700	1	3
FNS+FNESE	7.250	7.600	1	3
NE-->N	4.500	5.000	3	0
FTUXG	1.500	4.000	0	1
Bipolos Xingu	5.000	8.000	0	2
		Eventos	4	3

O Anexo 1 apresenta o descrito dos fluxos definidos na coluna intercâmbio

Na Tabela 4-3, a seguir, são apresentadas as contingências que não serão atendidas com a flexibilização do critério e cujas consequências são classificadas segundo o nível de criticidade, conforme Tabela 4-2 anterior.

Tabela 4-3: Critério N-1 - Nível de Criticidade

Contingência	Criticidade
LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2	Nível 2
Bipolo Xingu – Estreito	Nível 2
Bipolo Xingu - Terminal Rio	Nível 2
LT 500 kV R. Gonçalves - Colinas C1 e C2	Nível 1
LT 500 kV R. Gonçalves - S. J. do Piauí C1 e C2	Nível 1
LT 500 kV S. J. do Piauí - Sobradinho C1 e C2	Nível 1
LT 500 kV Marabá - Itacaiúnas C1 e C2 (Atualmente já podem ocorrer sobrecargas inadmissíveis em linhas de 230 kV)	Nível 1
Caso a LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha aberta	
LT 230 kV Catu – Itabaianinha	Nível 1

Adicionalmente, ressalta-se que a transferência de energia da região Nordeste para o Sudeste também enfrenta restrições, ocasionadas pelo eixo em 230 kV entre as SEs Itabaiana e Itabaianinha, decorrentes de sobrecarga verificada tanto em condição normal de operação quanto em contingências simples na rede de 500 kV da região, quando se considera a geração da UTE Porto de Sergipe I concomitante com a geração eólica/solar produzida na região Nordeste.

A LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha tem uma capacidade de transmissão relativamente baixa, 174 MVA, o que limita em muito a capacidade de exportação de geração pelo Sul da Bahia. Para minorar esse problema, a CHESF liberou em caráter excepcional o aumento na capacidade de longa duração dessa linha para 210 MVA, valor este abaixo da capacidade de curta duração dessa LT que é de 247 MVA.

Ocorre que, com o grande volume de geração eólica/solar, principalmente no segundo semestre do ano, quando se observa a maior produção da geração eólica, o aumento de capacidade permitido pela CHESF para a LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha não é suficiente para evitar a sobrecarga em condição normal de operação nessa linha de transmissão.

A medida operativa cabível, diminuição da geração no Nordeste, implicaria em desotimização energética e se mostra pouco efetiva. Como exemplo, uma redução de 300 MW de geração nas usinas de UTE Porto de Sergipe I, UHE Xingó, UHEs Luiz Gonzaga e do Complexo Paulo Afonso reduz cerca de 6 MW na linha LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha. A baixa efetividade dessa manobra se mostra particularmente significativa quando se considera a atual situação hidroenergética do SIN.

Dessa forma, em virtude da condição energética atual do SIN, em caso de não atendimento da inequação que monitora o carregamento na linha, deverá ser efetuada a abertura da LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha como medida operativa prioritária, de modo a evitar reduções de geração nas usinas UTE Porto de Sergipe I, UHE Xingó, UHEs Luiz Gonzaga, Paulo Afonso I, II, III e IV, usinas eólicas e fotovoltaicas no Nordeste, que a depender do cenário energético, poderiam chegar a 3.000 MW.

Cabe ressaltar, no entanto, que tal medida operativa impõe maiores riscos, dado que diminui a confiabilidade do atendimento às cargas da SE Itabaianinha, a qual alimenta os municípios do Sul do estado de Sergipe, que ficará suprida por uma linha radial singela a partir da SE Catu. Assim, em caso de contingência desta linha, haverá corte temporário das cargas da região, até a energização da LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha, excepcionalmente não atendendo ao critério N-1. Além disso, há também risco de, na contingência dupla da LT 230 kV Catu – Camaçari IV C1 e C2 (04M1 e 04M2), ocorra superação da capacidade de curta duração da LT 230 kV Governador Mangabeira – Catu, provocando atuação da proteção de sobrecorrente da referida linha, podendo causar subtensão e corte de carga em Catu, Itabaianinha e do consumidor industrial Ferbasa.

5 Ganhos Energéticos Mediante à Adoção da Flexibilização do Critério.

A fim de avaliar o ganho energético da utilização do critério de confiabilidade N-1, foi feita uma simulação baseada na programação do dia 21/07/2021. Esse dia foi escolhido por apresentar um cenário de elevada geração eólica na região Nordeste, da ordem de 10.800 MWmed.

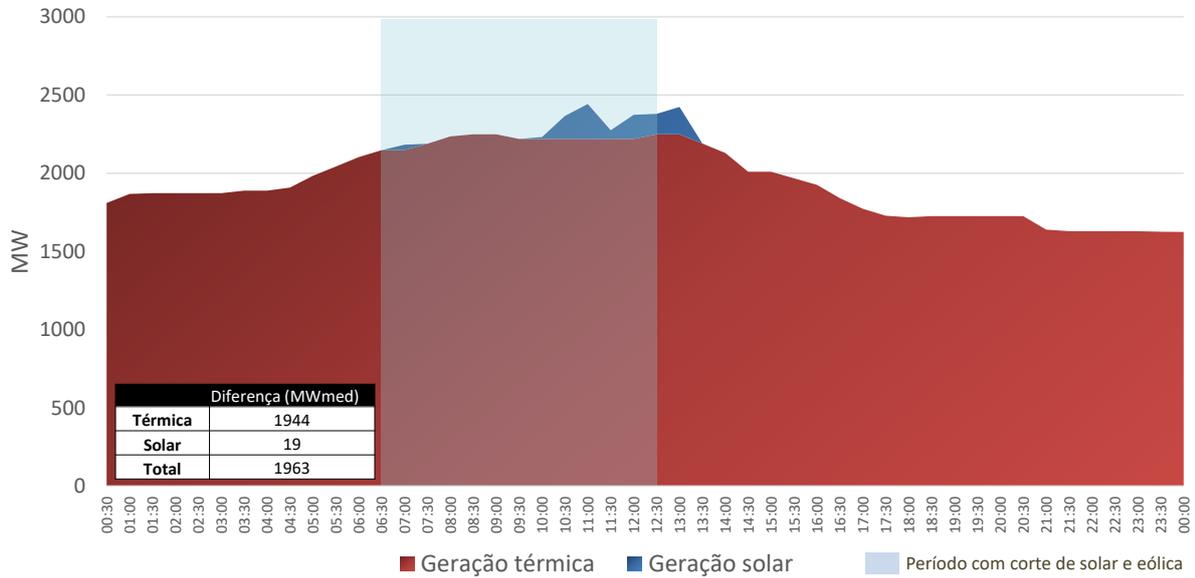
Na programação do dia 21/07/2021, devido ao não atendimento das regras operativas do Fluxo Nordeste – Sudeste (FNESE), bem como do somatório de fluxos da Norte-Sudeste (FNS) e Nordeste-Sudeste (FNS+FNESE) que é parametrizado em função do fluxo nas LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2, foi necessário realizar uma redução de geração em usinas térmicas no subsistema Nordeste, inclusive com constrained-off de térmicas, bem como realizar corte indicativo de 330 MWmed de geração eólica e fotovoltaica no subsistema Nordeste das 06:30h às 13:00h.

Dessa forma, para realizar a simulação considerando a utilização dos novos limites decorrentes da adoção de apenas do critério de confiabilidade N-1, foram maximizadas as usinas térmicas no subsistema Nordeste, conforme suas disponibilidades, e elevada a geração eólica e fotovoltaica de acordo com os totais previstos para o dia. Portanto, foi elevada a potência dos bipolos de Xingu de tal forma a respeitar o novo limite de fluxo nas LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2 de 4.000 MW. Nessa condição, ainda foi necessário corte indicativo de 280 MWmed de geração eólica e fotovoltaica, no período de 6:30h às 12:30h, para controle do fluxo FNESE em 3.800 MW.

Quando comparada as duas situações para os valores programados para o dia 21/07/2021, com a utilização dos limites decorrentes do critério N-2 versus o N-1, a elevação de geração térmica foi de 1.944 MWmed e a elevação de geração fotovoltaica foi de 19 MWmed, totalizando 1.963 MWmed. Com essa diferença transmissível de energia, foi possível contabilizar esse ganho através da redução de geração hidráulica no subsistema Sul.

A Figura 5-1, a seguir, apresenta de forma gráfica os ganhos auferidos na simulação da programação do dia 21/07 caso se utilizasse o critério de confiabilidade N-1 ao invés do N-2.

Figura 5-1: Ganhos Auferidos para a Programação do dia 21/07 com a utilização do Critério N-1



6 **Análise Estatística de Desligamento das Linhas de Transmissão e Instalações Críticas**

Visando prover informações para a mitigação dos riscos relacionados à operação na condição em N-1 preconizada nesta Nota Técnica, foram efetuadas análises estatísticas com o objetivo de identificar a taxa de falha para perda dupla e as causas origem destes desligamentos, especialmente para as linhas de transmissão e instalações listadas na Tabela 4-3, cujas contingências duplas não serão atendidas com a flexibilização do critério e cujas consequências são classificadas segundo o nível de criticidade apresentado na Tabela 4-2.

Com base nestas informações, em especial as causas origem, será elaborado um plano de ação para minimizar a probabilidade de perdas duplas, quando possível, notadamente para as causas relacionadas com queimadas, vegetação, falha humana e problemas de proteção.

Apresenta-se a seguir na Tabela 6-1, a lista das instalações para as quais foram feitas as referidas análises estatísticas, com os respectivos diagnósticos.

Tabela 6-1: Relação de linhas de Transmissão

- LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2
- Bipolo Xingu – Estreito
- Bipolo Xingu - Terminal Rio
- LT 500 kV R. Gonçalves - Colinas C1 e C2
- LT 500 kV R. Gonçalves - S. J. do Piauí C1 e C2
- LT 500 kV S. J. do Piauí - Sobradinho C1 e C2
- LT 500 kV Marabá - Itacaiúnas C1 e C2

Cumpre-nos, inicialmente, apresentar alguns conceitos e terminologias que serão utilizadas nas análises estatísticas.

As perdas múltiplas (duplas) apresentam dois tipos de características de desligamentos, conforme descrito abaixo:

- Perda múltipla por desligamentos simultâneos

Considera-se perda múltipla por desligamentos simultâneos, a perda de dois ou mais circuitos de um mesmo trecho, onde a diferença de tempo entre o início da primeira e a enésima perda for menor ou igual a 1 min.

- Perda múltipla por desligamentos sequenciais

Considera-se perda múltipla por desligamentos sequenciais, as perdas de dois ou mais circuitos de um mesmo trecho, onde a diferença de tempo entre o início da primeira e a *n*ésima perda for maior que 1 min.

Além desses critérios de classificação, também são realizados levantamentos considerando a origem da causa do desligamento. A metodologia utilizada pelo ONS referentes às “Causa origem” são:

Interna → quando a causa se relaciona com as partes principais do componente em análise, em geral energizadas, incluindo seus equipamentos terminais (Ex.: isoladores, o lado primário de transformadores de instrumentos, estator, mancal, eixo de um gerador, disjuntores, seccionadoras etc.).

Secundária → quando a causa se relaciona com os equipamentos secundários, complementares ou auxiliares do componente em análise (Ex.: fiação, proteção, controle, comando, serviços auxiliares, sistema de ventilação e resfriamento etc.).

Externa → desligamento é classificado como “Externa” quando ocorre:

- Atuação correta da proteção do componente em análise em virtude de falhas externas (atuação como proteção de retaguarda) ou por sobrecarga causada por desligamento de outro componente específico;
- Desligamento do componente em análise por atuação direta da proteção de outro componente (proteção de barra, proteção de Falha de Disjuntor etc.);
- Desligamento por configuração;
- Desligamento por atuação de SEP, quando o insumo para esta atuação tenha sido o status operativo de um ou mais componentes específicos.

Operacional → quando a causa se relaciona com naturezas elétricas sistêmicas (oscilações, sobretensões, sobrefrequência etc.).

Para subsidiar a definição dos limites da transmissão foram realizados dois tipos de levantamentos estatísticos de Perdas Duplas relacionados à Causa Origem, sendo um considerando somente “Interna” nos dois circuitos envolvidos e o outro com todos os tipos de “Causas origens”.

6.1 Resultados das Análises Estatísticas

6.1.1 LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2

As LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2 entraram em operação em 12/06/2013, possuem comprimento de 265 km, em circuito duplo, vertical, com dois para-raios (apenas um OPGW).

Tabela 6-2: Dados das Linhas de Transmissão

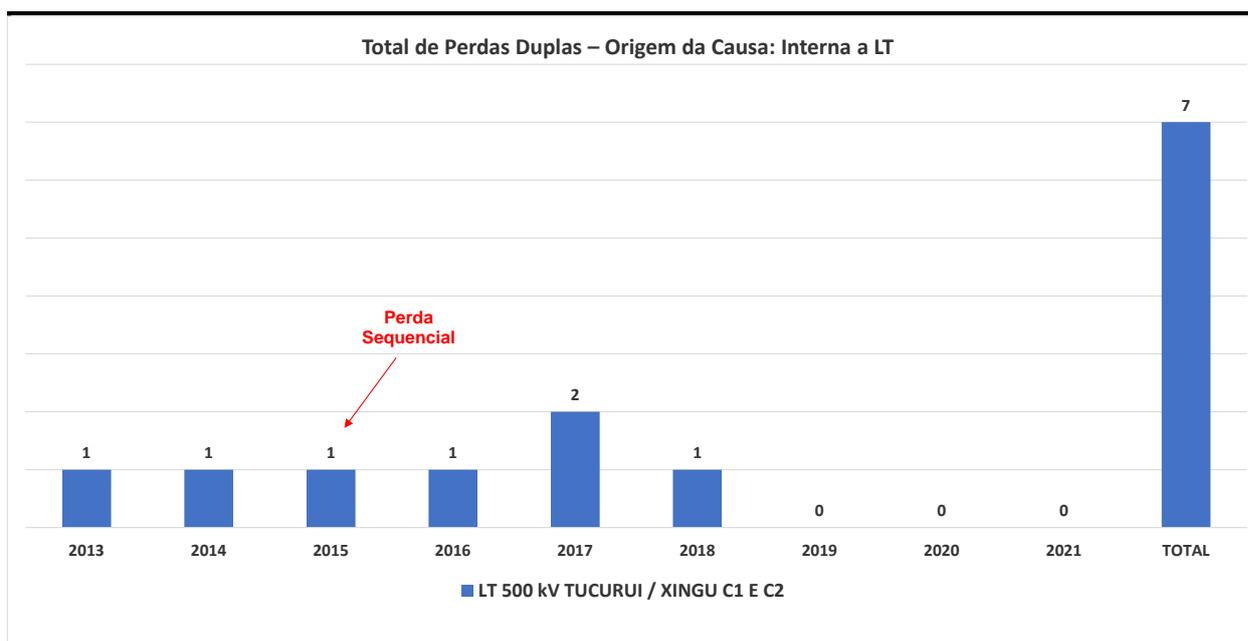
DADOS LINHAS DE TRANSMISSÃO							
Nome Longo Equipamento	Agente Proprietário	Agente Operador	Tipo (LTR ou LDC)	Tipo Rede	Tensão Nominal	Comprimento (km)	Data Entrada Operação
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 1 PA	LXTE	COTESA	LTR	BASICA	500	265	12/06/2013
LT 500 kV TUCURUI / XINGU C 2 PA	LXTE	COTESA	LTR	BASICA	500	265	12/06/2013

O desempenho de perdas duplas das referidas linhas, no período de junho/2013 a junho/2021, é detalhado abaixo.

A análise de desempenho considerando apenas falhas envolvendo os componentes da função transmissão (origem interna) em ambos os circuitos, cujas principais causas associadas são descargas atmosféricas, queimada, vegetação, queda de torre, ventos fortes etc. é apresentada a seguir.

No período de análise, de 2013 até o primeiro semestre de 2021, ocorreram 7 (sete) perturbações que levaram a perda dupla dos circuitos conforme figura abaixo:

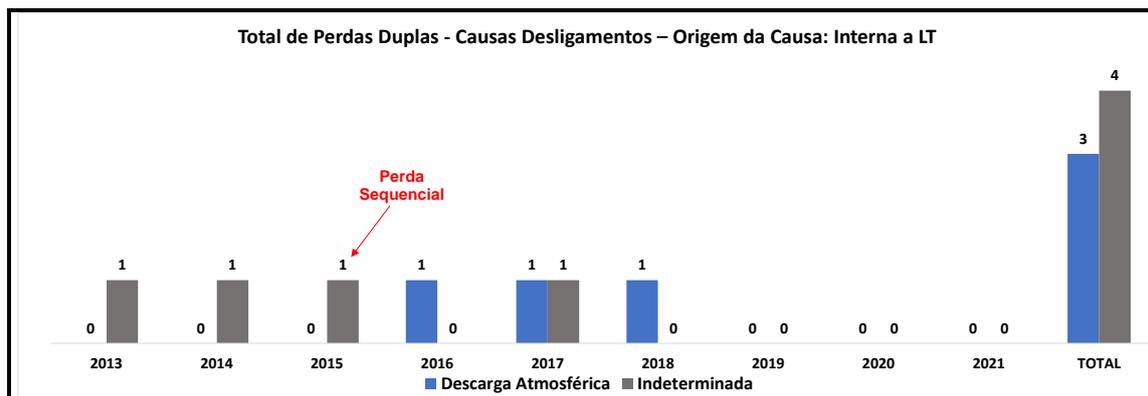
Figura 6-1 – Total de Perdas Duplas – Origem da Causa: Interna a LT



Cabe destacar que, das 7 (sete) perturbações que se caracterizaram como perdas duplas das LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2, a perturbação do dia 09/02/2015 foi do tipo “Sequencial”, com intervalo de 4 minutos entre os horários dos desligamentos dos circuitos (C1 → 3h18min e C2 → 03h22min).

As principais causas associadas a esses eventos foram “Descargas Atmosféricas” e “Indeterminada”. Cabe esclarecer que, a causa “Indeterminada” caracteriza-se por não ter sido encontrado vestígio que possibilitasse a identificação da causa que provocou o desligamento da linha, mesmo com a utilização dos recursos de registros oscilográficos e de localizadores de falta, sistemas de identificação de descargas atmosféricas e focos de calor (queimada) e através de inspeções em campo. A figura abaixo apresenta a distribuição das causas no período.

Figura 6-2 – Total de Perdas Duplas – Origem Interna - Causas Desligamentos



A distribuição dessas perturbações considerando os períodos de sazonalidade, seco (abril a outubro) e úmido (novembro a março), é mostrada a seguir:

Figura 6-3 -Total de Perdas Duplas – Período Seco

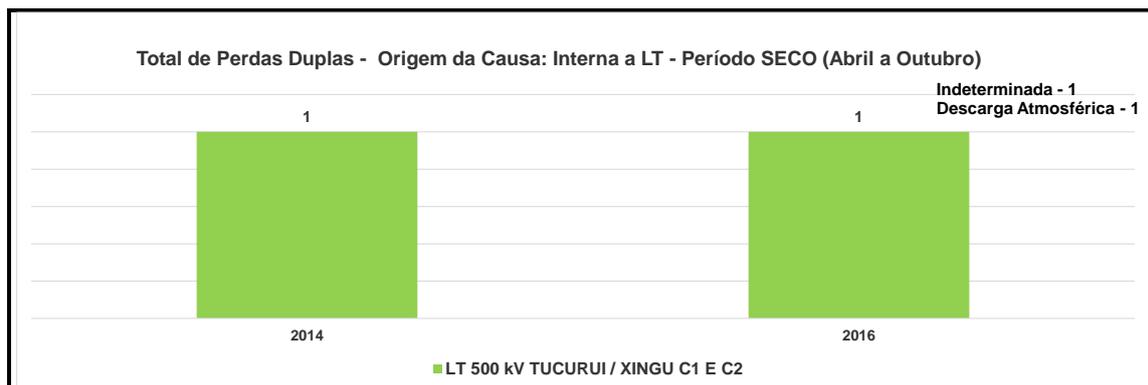
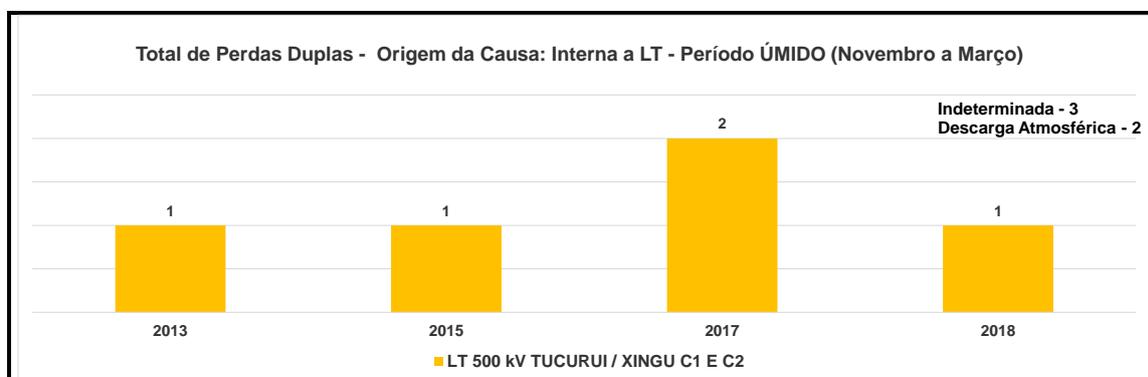


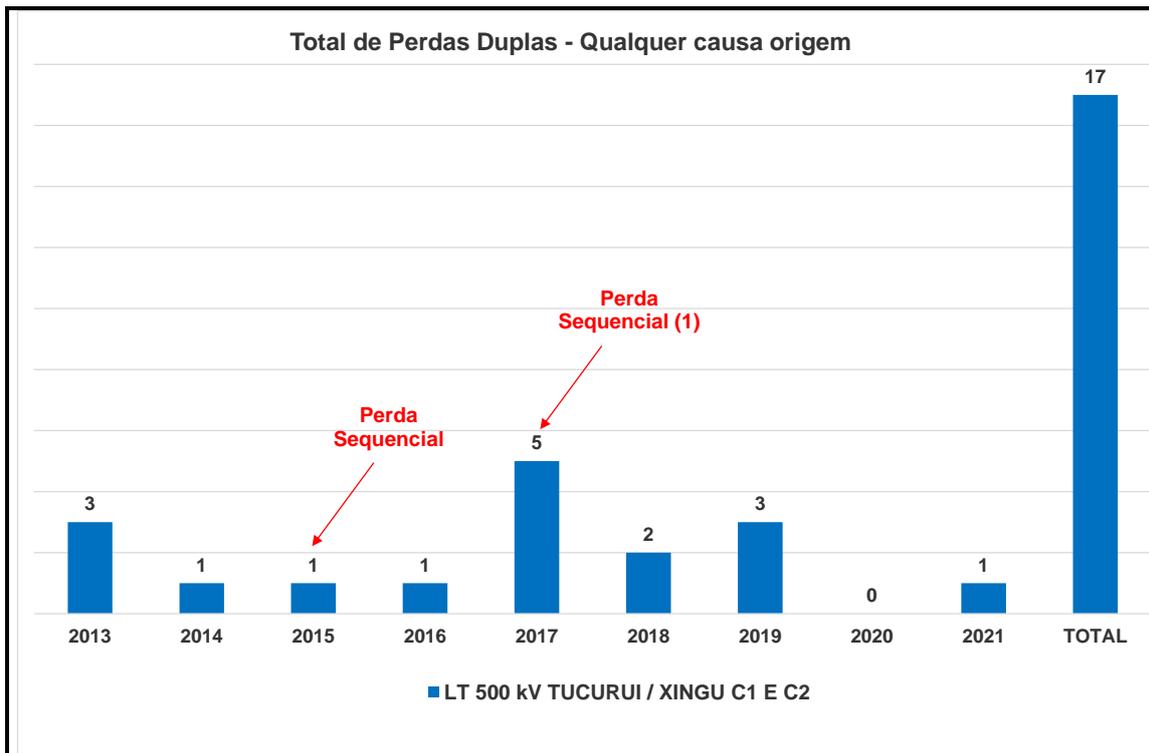
Figura 6-4 – Total de Perdas Duplas – Período Úmido



A análise mais ampla de desempenho considera o desligamento dos circuitos por qualquer tipo de causa origem, cujas causas associadas são bem diversificadas: descargas atmosféricas, queimada, vegetação, queda de torre, falha de proteção, falha humana, ocorrência em outros equipamentos.

No período de análise, de 2013 até o primeiro semestre de 2021, ocorreram 17 perturbações de perdas duplas dos circuitos, cujos resultados são apresentados na figura abaixo:

Figura 6-5 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem



Cabe destacar que, das 17 (dezesete) perturbações que se caracterizaram como perdas duplas das LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2, duas foram do tipo “Sequencial”. A do dia 09/02/2015 com causa origem “Interna” já comentada anteriormente e a do dia 10/06/2017 com intervalo de 24 minutos entre os horários dos desligamentos dos circuitos (C2 → 14h06min e C1 → 14h30min).

As principais causas associadas a esses eventos foram bem diversificadas, uma vez que envolvem desligamentos de qualquer causa origem. A tabela abaixo apresenta a distribuição das causas associadas aos desligamentos de perdas duplas.

Tabela 6-3: Principais Causas de Desligamento – Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem

Principais Causas de Desligamento - Perdas Duplas / Ano Qualquer Causa Origem											
Ano	Descarga Atmosférica	Indeterminada	Erro de Ajuste Cálculo	Erro de Config. de Lógica - Implementação	Outras - Proteção, Medição, Controle	Vegetação + Indeterminada	Vegetação + Erro de Config. de Lógica (Concepção)	Queimada + Erro de Config. de Lógica (Concepção)	Harmônicas na LT + Ocorr. Circ. Adjacente	Câmara ou Polos + Ocorr. Circ. Adjacente	Total
2013	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	3
2014	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2015	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2016	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2017	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	5
2018	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2
2019	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	3
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Total	3	4	2	1	2	1	1	1	1	1	17

Cabe esclarecer que, as causas “Erro de Ajuste – Cálculo”, “Erro de Configuração de Lógica – Concepção” e “Erro de Configuração de Lógica – Implementação” estão associadas a ações humanas incorretas, enquanto a causa “Outras Proteção, Medição, Controle” está relacionada ao mau desempenho do sistema de proteção (relé e acessórios).

As ações corretivas são tratadas pelos agentes e acompanhadas pelo ONS, durante a realização das análises das perturbações registradas nos relatórios de Síntese Gerencial ou no Relatório de Análise de Perturbação – RAP.

A causa “Harmônicos na LT” foi decorrente de uma condição sistêmica que se estabeleceu após a eliminação do defeito na barra de 500 kV da SE Belo Monte, que devido à proximidade dos Transformadores Conversores do Elo CC de Xingu – Estreito, provocou a injeção de harmônicos nas linhas adjacentes. Essa perturbação ocorreu no dia 18/10/2018 às 20h54min e foi emitido o relatório do RAP nº DGL-REL-0008-2018 em 29/12/20218.

A distribuição dessas perturbações considerando os períodos de sazonalidade, seco (abril a outubro) e úmido (novembro a março), é mostrada abaixo:

Figura 6-6 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Período Seco

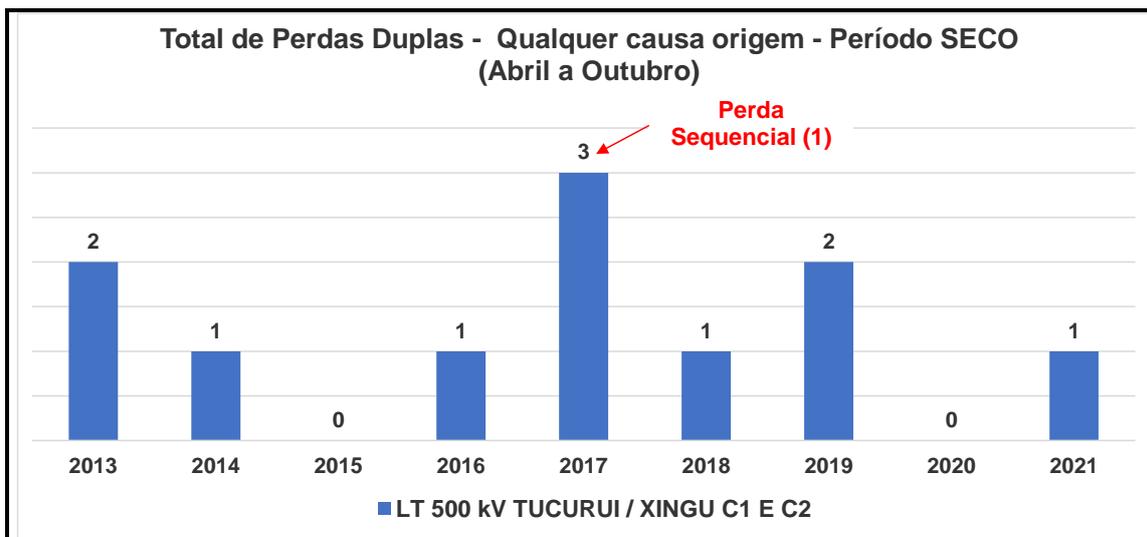
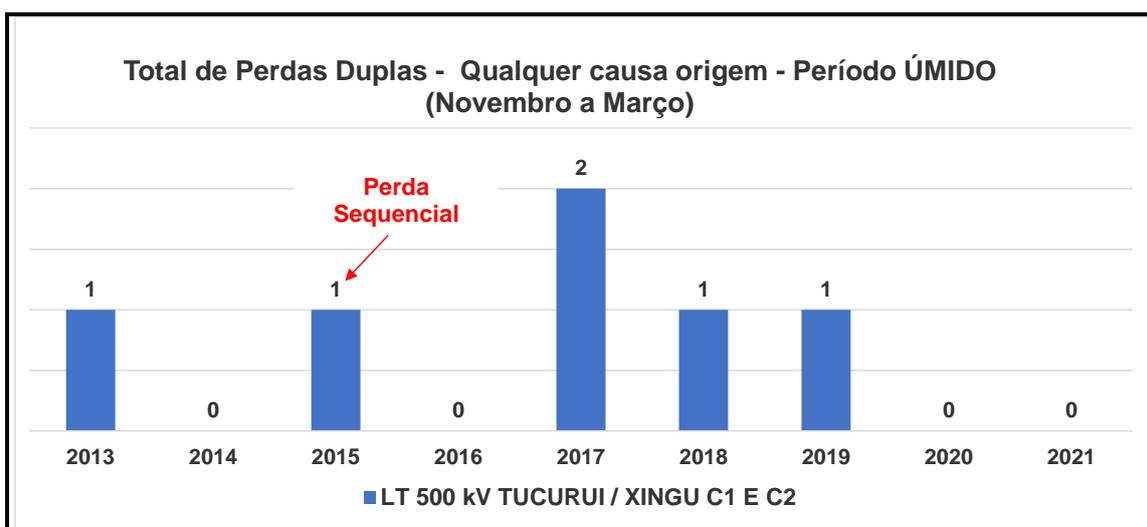
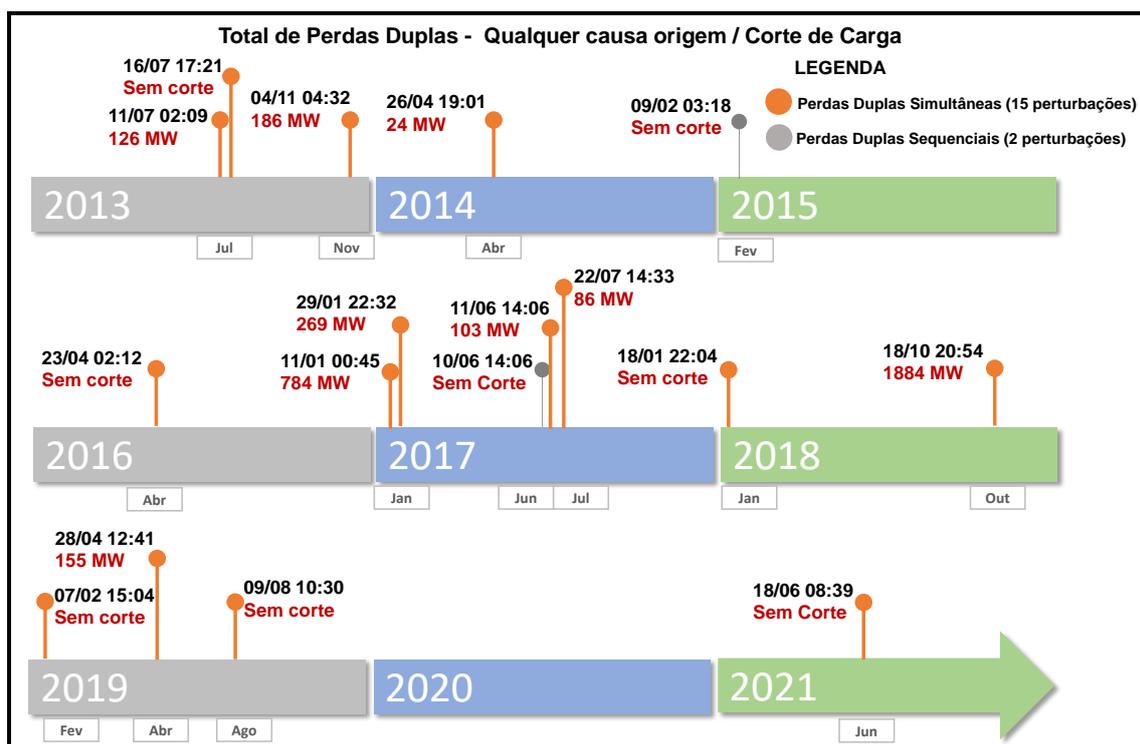


Figura 6-7 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Período Úmido



O impacto provocado por perturbações que levaram a perdas duplas pode ser visualizado na figura a seguir.

Figura 6-8 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem / Corte de Carga



Como pode ser observado, das 17 perturbações de Perda Dupla, no período de análise, 8 (47%) provocaram corte de carga, sendo duas com corte superior a 500 MW.

As perturbações com corte de carga superior a 500 MW, foram objeto de análise e reunião de RAP, e estabelecidas recomendações, conforme procedimento usual, tendo estas recomendações já sido atendidas pelos agentes responsáveis.

6.1.2 Bipolo em corrente contínua ±800 kV Xingu – Estreito

O Elo CC 800 kV Xingu – Estreito C1 e C2 entrou em operação em 12/12/2017, com um comprimento de 2.084 km, em circuitos simples.

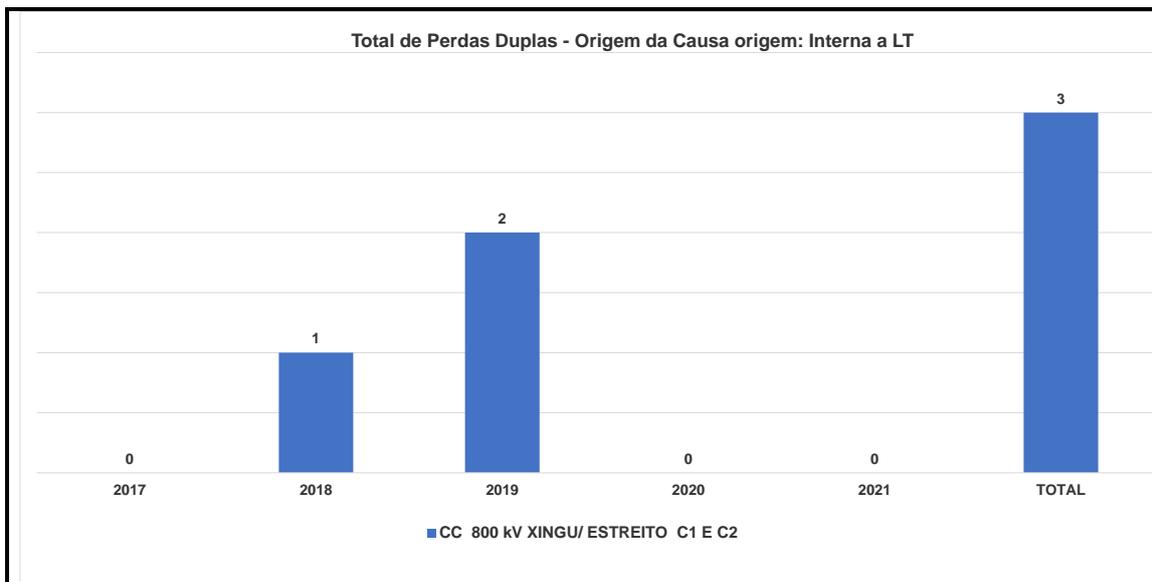
Tabela 6-4: Dados de Linhas de Transmissão

DADOS LINHAS DE TRANSMISSÃO							
Nome Longo Equipamento	Agente Proprietário	Agente Operador	Tipo (LTR ou LDC)	Tipo Rede	Tensão Nominal	Comprimento (km)	Data Entrada Operação
CC 800 kV XINGU / ESTREITO C 1 PAMG	BMTE	BMTE	LDC	BASICA	800	2084	12/12/2017
CC 800 kV XINGU / ESTREITO C 2 PAMG	BMTE	BMTE	LDC	BASICA	800	2084	12/12/2017

A análise de desempenho considerando apenas falhas envolvendo os componentes da função transmissão (origem interna) em ambos os circuitos, aponta como principais causas as descargas atmosféricas, queimada, vegetação, queda de torre, ventos fortes etc.

No período de análise, dezembro/2017 a junho/2021, ocorreram 3 (três) perturbações que levaram a perda dupla dos circuitos, conforme apresentado na figura abaixo:

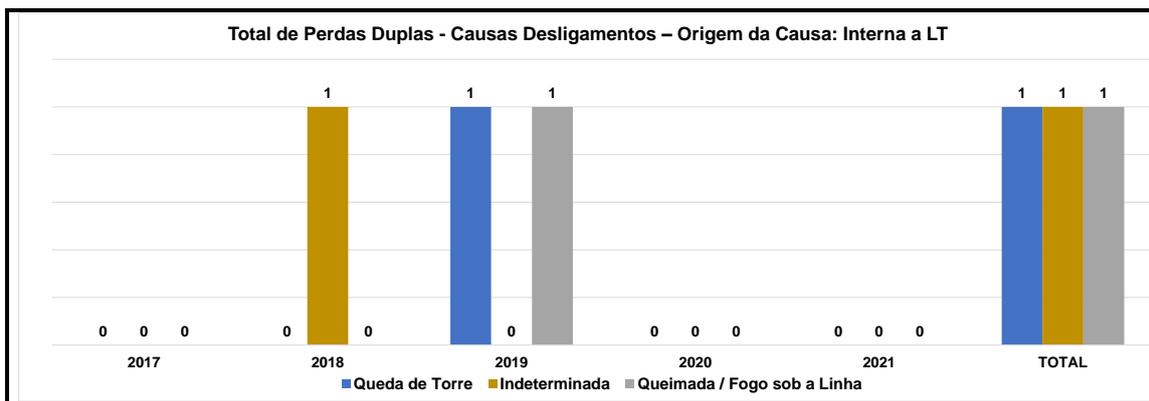
Figura 6-9 – Total de Perdas Duplas – Origem da Causa Origem – Interna a LT



Cabe destacar que todas as perturbações que se caracterizaram como perdas duplas das LT 500 kV Xingu - Estreito C1 e C2 foram do tipo "Simultâneo".

A causas associadas a esses eventos foram "Queimada", "Queda de torre" e "Indeterminada". Como já mencionado anteriormente, a causa "Indeterminada" caracteriza-se por não ter sido encontrado vestígio que possibilitassem a identificação pelo Agente da causa que provocou o desligamento da linha, mesmo com a utilização dos recursos de registros oscilográficos e de localizadores de falta, sistemas de identificação de descargas atmosféricas e focos de calor (queimada) e através de inspeções em campo. A figura abaixo apresenta a distribuição das causas no período.

Figura 6-10 – Total de Perdas Duplas – Causas de Desligamentos



A distribuição dessas perturbações considerando os períodos de sazonalidade, seco (abril a outubro) e úmido (novembro a março), é mostrada abaixo:

Figura 6-11 – Total de Perdas Duplas – Origem Interna – Período Seco

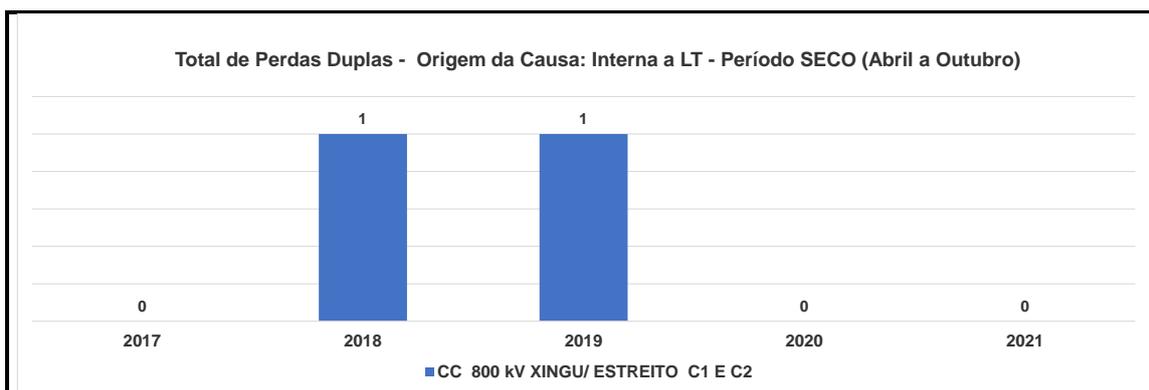
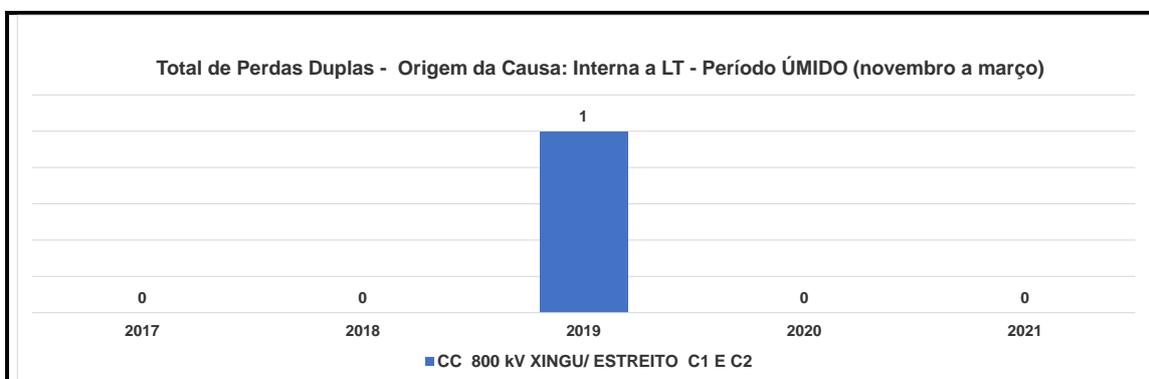


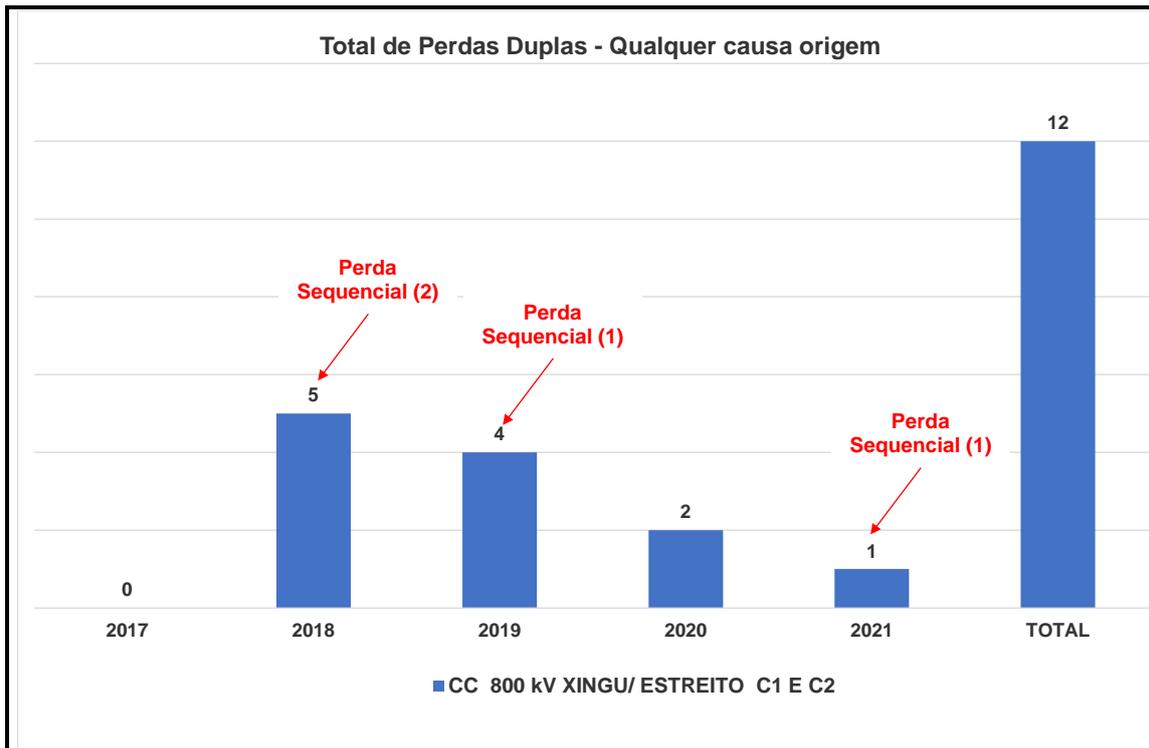
Figura 6-12 – Total de Perdas Duplas – Origem Interna – Período Úmido



A análise mais ampla de desempenho considera o desligamento dos circuitos por qualquer tipo de causa origem, as quais são bem diversificadas: descargas atmosféricas, queimada, vegetação, queda de torre, falha de proteção, falha humana, ocorrência em outros equipamentos.

No período de análise ocorreram 12 perturbações de perdas duplas dos circuitos, cujos resultados são apresentados na figura abaixo:

Figura 6-13 – Total de Perdas Duplas – Qualquer causa Origem



Cabe destacar que, das 12 (doze) perturbações que se caracterizaram como perdas duplas das LT 800 kV Xingu – Estreito C1 e C2, quatro foram do tipo “Sequencial”, sendo a do dia 27/01/2018 com intervalo de 13 minutos entre os desligamentos (C1 → 14h03min e C2 → 14h19min), a do dia 28/01/2018 com intervalo de 6 minutos entre os horários dos desligamentos dos circuitos (C1 → 11h50min e C2 → 11h56min), a do dia 03/02/2019 com intervalo de 4 minutos (C2 → 05h21min e C1 → 05h25min) e a do dia 28/05/2021 com intervalo de 20 minutos (C1 → 11h06min e C2 → 11h26min).

As principais causas associadas a esses eventos foram bem diversificadas, uma vez que envolvem desligamentos de qualquer causa origem. A tabela abaixo apresenta a distribuição das causas associadas aos desligamentos de perdas duplas.

Tabela 6-5: Principais Causas de Desligamentos – Perdas Duplas / Ano – Qualquer causa Origem

Principais Causas de Desligamentos - Perdas Duplas / Ano							
QQ Causa Origem							
Anos	Conversor AC/DC	Indeterminada	Queda de Torre	Queimada / Fogo sob a Linha	Conversor AC/DC + Outras - Prot., Med., Contr.	Conversor AC/DC + Detetor de Temperatura	Total
2017	0	0	0	0	0	0	0
2018	3	1	0	0	1	0	5
2019	2	0	1	1	0	0	4
2020	2	0	0	0	0	0	2
2021	0	0	0	0	0	1	1
TOTAL	7	1	1	1	1	1	12

Cumpra esclarecer que a causa “Conversor AC/DC” está relacionada ao bloqueio do polo que provoca o desligamento da linha, considerado com um desligamento por configuração.

As ações corretivas são tratadas pelos agentes e acompanhadas pelo ONS, no âmbito das análises das perturbações registradas nos relatórios de Síntese Gerencial ou no Relatório de Análise de Perturbação – RAP.

A distribuição dessas perturbações, considerando os períodos de sazonalidade, seco (abril a outubro) e úmido (novembro a março), é mostrada abaixo:

Figura 6-14 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Período Seco

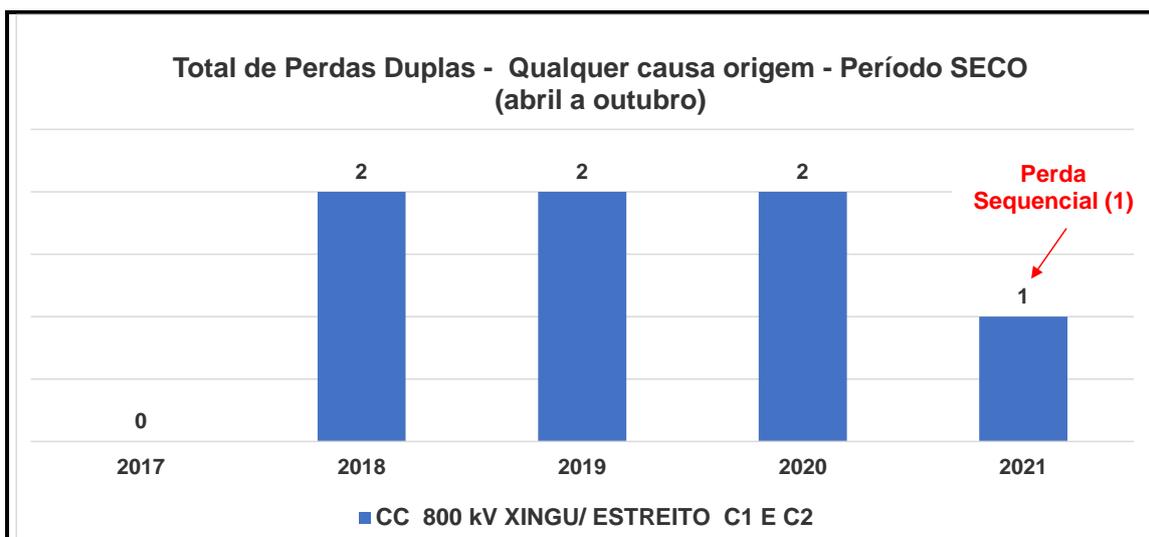
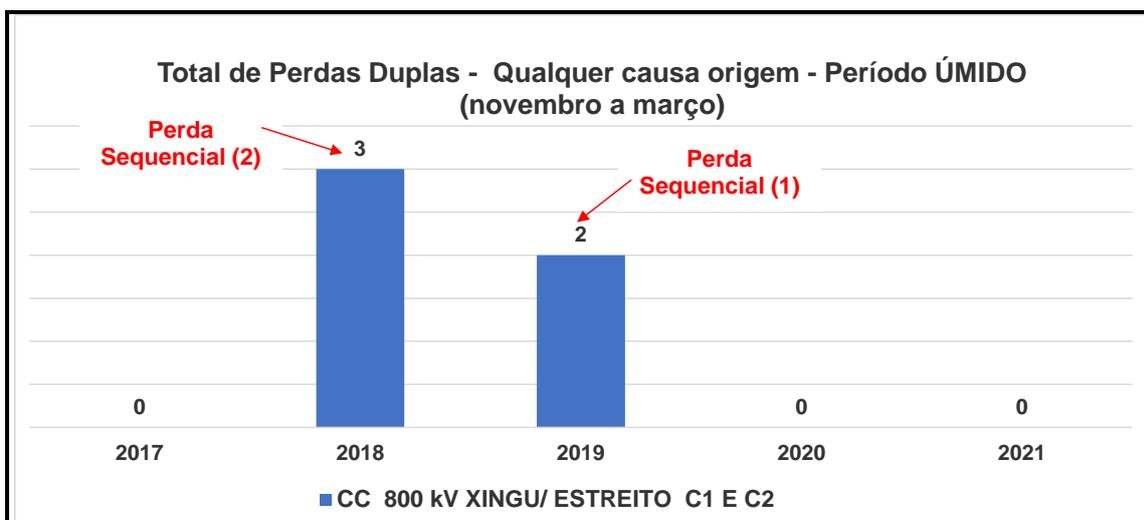
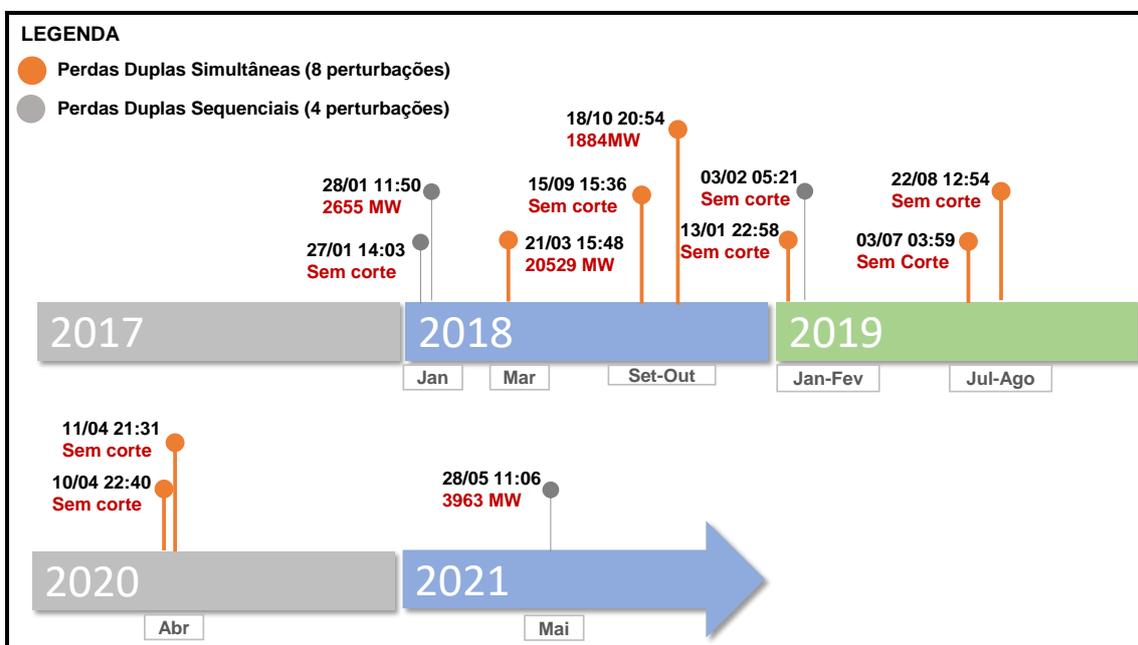


Figura 6-15 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Período Úmido



O impacto provocado por perturbações que levaram a perdas duplas pode ser visualizado na figura abaixo.

Figura 6-16 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Corte de Carga



Como pode ser observado, das 12 perturbações de Perda Dupla, no período de análise, 4 (33,3%) provocaram corte de carga, sendo todas com corte superior a 500 MW.

As perturbações com corte superior a 500 MW foram objeto de reunião de RAP, tendo os problemas sido identificados e resolvidos ou fase final de conclusão pelos agentes.

6.1.3 Bipolo em corrente contínua ±800 kV Xingu – Terminal Rio

Não foram identificadas perdas duplas desta instalação no período de análise, desde a sua entrada em operação comercial, em 22.08.2019, até esta data.

6.1.4 LT 500 kV R. Gonçalves - Colinas C1 e C2

O resultado da análise estatística de Perdas Duplas das LT 500 kV R. Gonçalves – Colinas C1 e C2 é apresentado a Tabela 8.2.

No período de análise janeiro/2014 a junho/2021 ocorreram 8 perturbações de perdas duplas.

Cabe destacar que a causa Origem “Interna” correspondeu a 75% (6 perturbações) do total de perturbações de Perdas Duplas desses circuitos, sendo 3 do tipo Simultâneo e 3 do tipo Sequencial e a causa “Queimada foi a de maior incidência (83,3% - 5 perturbações).

6.1.5 LT 500 kV R. Gonçalves - S. J. do Piauí C1 e C2

O resultado da análise estatística de Perdas Duplas das LT 500 kV R. Gonçalves – S. J. do Piauí C1 e C2 é apresentado a Tabela 8.3.

No período de análise janeiro/2014 a junho/2021 ocorreram 11 perturbações de perdas duplas.

Cabe destacar que a causa Origem “Interna” correspondeu a 63,6% (7 perturbações) do total de perturbações de Perdas Duplas desses circuitos, sendo todas do tipo Sequencial e a causa “Queimada foi a de maior incidência (85,7% - 6 perturbações).

6.1.6 LT 500 kV S. J. do Piauí - Sobradinho C1 e C2

O resultado da análise estatística de Perdas Duplas das LT 500 kV S. J. do Piauí – Sobradinho C1 e C2 é apresentado a Tabela 8.4.

No período de análise janeiro/2014 a junho/2021 ocorreram apenas 2 perturbações de perdas duplas provocadas por explosões de TC no setor de 500 kV da SE S. João do Piauí em vão de outra LT (LT 500 kV S. João do Piauí – Curral Novo do Piauí). Este defeito foi eliminado pelas atuações corretas das proteções de retaguarda dos referidos circuitos.

6.1.7 LT 500 kV Marabá - Itacaiúnas C1 e C2

O resultado da análise estatística de Perdas Duplas das LT 500 kV Marabá - Itacaiúnas C1 e C2 é apresentado a Tabela 8.5.

No período de análise janeiro/2014 a junho/2021 ocorreram 4 perturbações de perdas duplas.

Cabe destacar que a causa Origem “Interna” ocorreu em apenas uma perturbação, do tipo Simultâneo, e a causa foi Indeterminada.

As duas perdas duplas ocorridas nos dias 20/05/2016 e 24/05/2016 foram ocasionadas por mistura de AC/DC de circuitos auxiliares durante intervenção associada a erro de implementação de lógica da proteção de barra/BF (falha de disjuntor) no setor de 500 kV da SE Itacaiúnas.

6.2 Principais causas de desligamentos de linhas de transmissão no 2º semestre de cada ano, período 2016 a 2020

Considerando o fato de que os critérios diferenciados têm potencial de aplicação no período seco atual, ao longo do 2º semestre de 2021, período do ano com maior incidência de queimadas, bem como os riscos mais elevados para operação nestas condições, foi realizada uma avaliação específica para a causa origem ‘queimadas’, de 2016 a 2020, cujos resultados são apresentados a seguir:

Figura 6-17 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2016

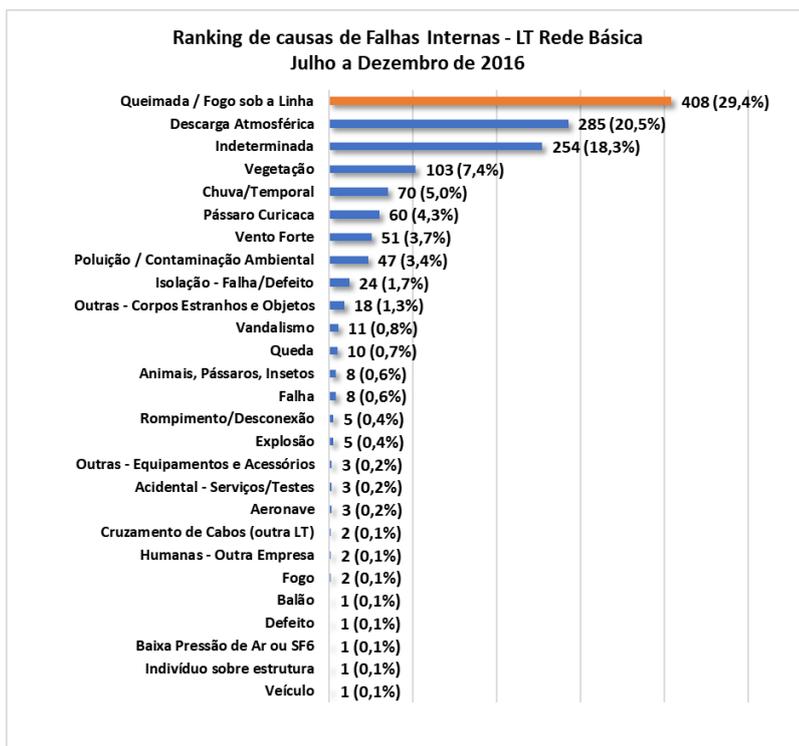


Figura 6-18 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2017

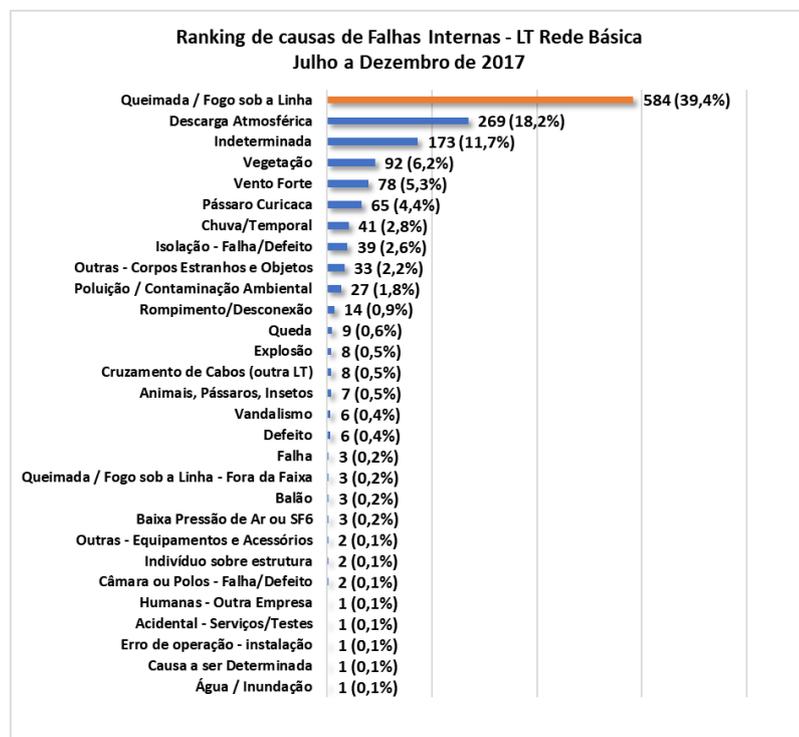


Figura 6-19 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2018

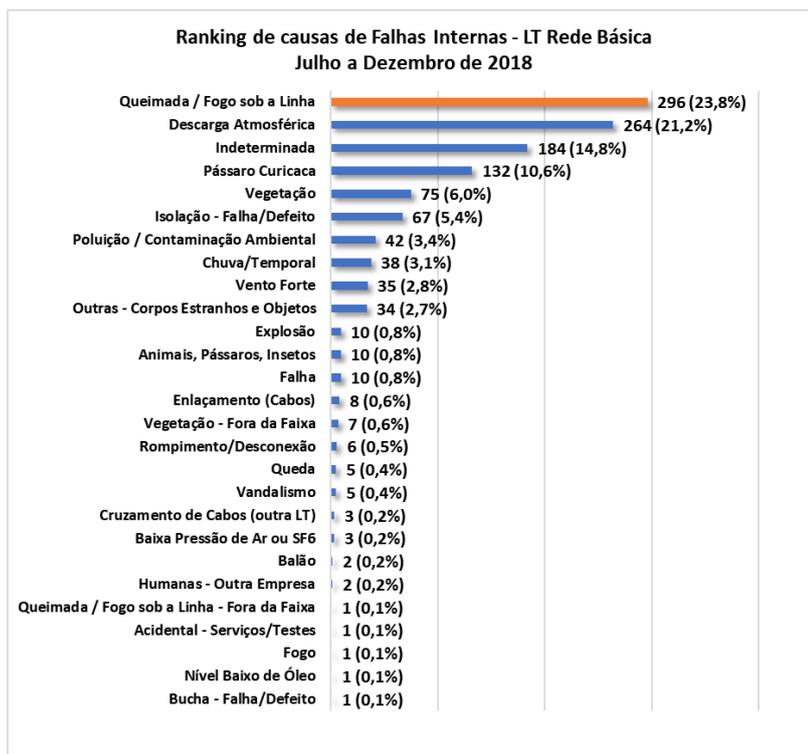


Figura 6-20 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2019

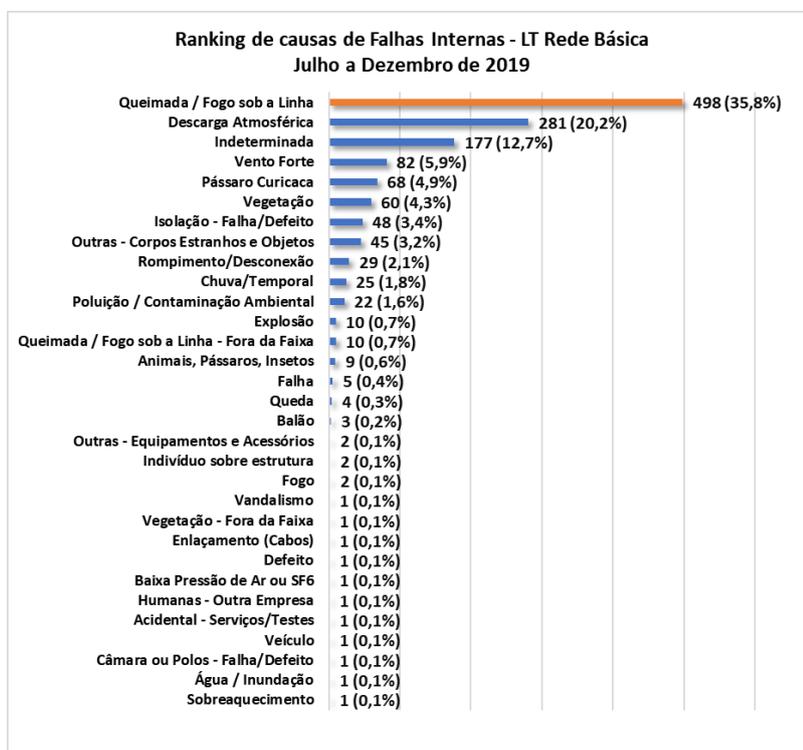
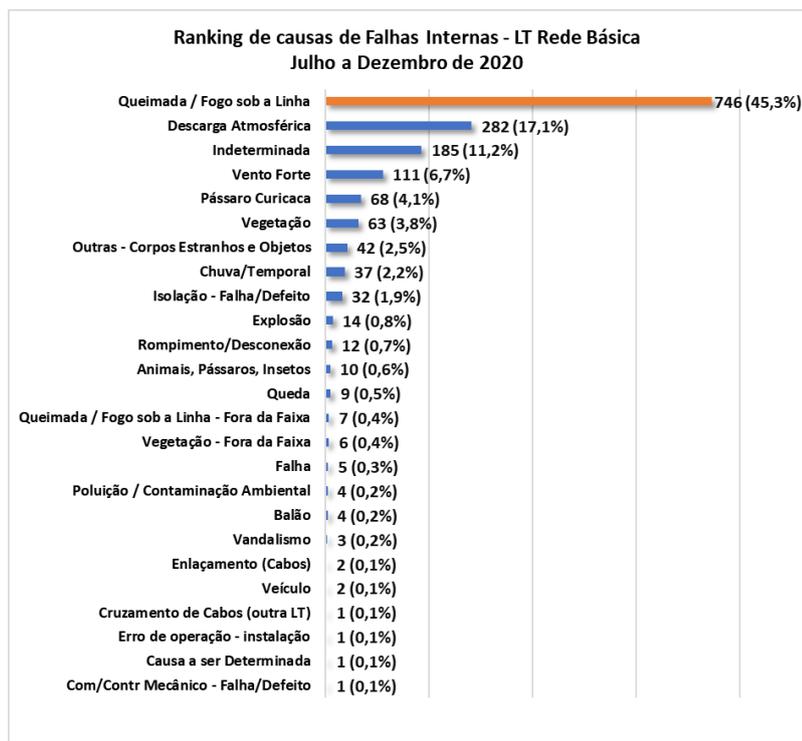


Figura 6-21 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2020



Com base nesta avaliação, verifica-se que, neste período, a causa principal de desligamentos são ‘queimadas’, destacando que em 2020, a incidência desta causa é bem superior aos anos anteriores.

7 Outras ações coordenadas pelo ONS relacionadas com a segurança operativa do SIN

Visando aumentar a segurança operativa do SIN, bem como a disponibilidade de geração e a capacidade de transmissão, em especial para as condições especiais e excepcionais de flexibilização de critérios para o suprimento eletroenergético apresentadas nesta Nota Técnica, o ONS vem coordenando outras ações específicas para esse fim, com destaque para as abaixo relacionadas:

7.1 Implantação de Sistemas Especiais de Proteção – SEPs

a) SEP referente à UTE GNA I

A UTE GNA I é uma usina termelétrica em implantação no Complexo Portuário do Açú, localizado no município de São João da Barra, RJ, composta por 04 (quatro) unidades geradoras, sendo 03 (três) a gás natural de 290,7 MW cada e 01 (uma) a vapor de 466,2 MW, em ciclo combinado, totalizando 1.338,3 MW de potência instalada. Essa usina está conectada no tronco 345 kV, entre as subestações de Adrianópolis e Vitória, e, em conjunto com a UTE Termomacaé (911 MW) e com a UTE Norte Fluminense (861 MW), totalizará 3.111 MW de potência injetada no SIN.

Ocorre que o sistema de 345 kV entre as subestações de Adrianópolis e Vitória não foi planejado para suportar uma injeção de potência da ordem de 3.100 MW.

Nesse sentido, para permitir a integração da UTE GNA I, bem como o despacho pleno da própria GNA I, da UTE Termomacaé e da UTE Norte Fluminense, em grande parte dos cenários enérgicos, foram necessárias as seguintes ações:

- Flexibilizações de limites operacionais, em regime normal de operação, de diversas linhas no sistema de 138 kV, de concessão da ENEL;
- Adoção de medidas operativas de abertura de transformadores;
- Desenvolvimento de um Sistema Especial de Proteção (SEP) para evitar perda de sincronismo e/ou sobrecarga em situações de perda simples de dupla no sistema de 345 kV entre Adrianópolis e Vitória.

b) SEPs para usinas eólicas na região Nordeste

Foi identificada pelo ONS a possibilidade de implantar SEPs que cortam, de forma automática, geração eólica derivada das subestações de 230 kV Senhor do Bonfim II e Campo Formoso, situadas no Sudoeste da Bahia, e na SE de 230 kV Lagoa Nova II, localizada no estado do Rio Grande do Norte. Estes esquemas

visam eliminar a necessidade de cortes prévios de geração eólica em condição normal de operação, que seriam necessários para prevenir carregamentos acima dos limites em linhas de transmissão derivadas destas subestações, no caso de perdas intempestivas de outras linhas de transmissão na região, elevando assim a disponibilidade energética para o SIN. As filosofias destes esquemas foram definidas pelo ONS, que está acompanhando a sua implantação com os agentes responsáveis.

7.2 Troca do sistema de proteção da LT 500 kV circuito duplo Tucuruí – Xingu

A LT 500 kV Tucuruí-Xingu C1 e C2 apresenta as seguintes características, relevantes e de grande influência para o desempenho dos sistemas de proteção:

- É uma linha longa (265 km), levando à uma grande abrangência no diagrama RX das funções de proteção de distância utilizadas nas linhas;
- É composta de circuito duplo, com torres compartilhadas, apresentando um forte acoplamento mútuo entre seus circuitos, o que pode induzir em erros de medição das proteções de distância, para falhas envolvendo a terra, além de problemas na distinção de direcionalidade de faltas;
- Possui capacitores série no terminal de Xingu, com elevado grau de compensação (70%) e linhas adjacentes em 500 kV, também compensadas, propiciando a ocorrência de fenômenos de inversão de tensão e corrente, que afetam a direcionalidade, além de sobrealcançe transitório das proteções de distância em função da presença de frequências sub-harmônicas;
- Seus circuitos atravessam a região amazônica, onde a vegetação é composta por árvores muito altas e de rápido crescimento, ocasionando faltas com altas resistências, necessitando de funções de proteção de sobrecorrente residuais com alta sensibilidade;
- Na SE Xingu estão instalados dois bipolos HVDC (± 800 kV) que ocasionam correntes e tensões desequilibradas e com grande conteúdo de harmônicos após a eliminação de curtos-circuitos externos (fenômeno de *recovery inrush* dos transformadores conversores).

Diante destas características bastante complexas para os sistemas de proteção, foi verificado o desempenho inadequado desses sistemas nos circuitos da referida linha em diversas perturbações, sendo as mais relevantes descritas a seguir.

Em 2018, uma perturbação iniciada com um curto-circuito monofásico localizado na seção de barra de 500 kV, provocou a atuação da proteção diferencial de barra e abertura do disjuntor de interligação de barras da UHE Belo Monte. Nesta ocorrência foram verificadas as atuações incorretas das proteções de

sobrecorrente residuais associadas à teleproteção (67N) da LT 500 kV Tucuruí-Xingu, causada pela inversão de tensão na fase B e da tensão de sequência zero por influência da presença de compensação série, além da inversão de potência na fase sã, relacionada à composição de corrente de carga e corrente de defeito, associada à característica da rede elétrica em questão, e ainda foi verificado um grande desequilíbrio e circulação de correntes harmônicas, que pode ser atribuído ao fenômeno de *recovery inrush*, dos transformadores conversores da estação de Xingu, quando da eliminação da falta.

Como proposta de solução foi recomendado, e realizado pelo Agente LMTE, a alteração da grandeza de polarização das funções de sobrecorrente residuais (67N) de sequência zero para sequência negativa e foram realizados testes para validar novos ajustes implementados em abril de 2019.

No ano de 2019, numa perturbação onde um curto-circuito na LT 345 kV Estreito – L.C.Barreto provocou uma falha de comutação no Bipolo Xingu/Estreito, ocorreu também o desempenho inadequado das proteções das LTs 500 kV Tucuruí-Xingu, sendo verificado um sobrealcance transitório das proteções de distância em Zona 1, como efeito associado à presença da compensação série em conjunto com a falha de comutação do elo HVDC e configuração da rede. E ainda agravado pelo desequilíbrio e presença de correntes harmônicas gerados pelo fenômeno de *recovery inrush*, dos transformadores conversores da SE Xingu.

Como fruto da análise desta perturbação foi recomendada, de forma paliativa, introdução de uma temporização de 50 ms nas unidades de medida em zona 1 das proteções de distância e nas lógicas de teleproteção associadas à estas proteções, o que foi implementado ainda em 2019.

Como solução definitiva dos problemas anteriormente apontados, foi recomendada pelo ONS a troca do sistema de proteção dos circuitos da referida linha por outra solução imune aos problemas apresentados nas perturbações, cujo desempenho deveria ser comprovado através de testes por simulação digital em tempo real utilizando RTDS.

O Agente LMTE realizou testes em RTDS das proteções RED670 da ABB, cuja função principal é diferencial de linha, sendo apenas a função de distância em Zona 1 mantida com a temporização de 50 ms, como função de retaguarda, nas duas cadeias de proteção, principal e alternada, nos circuitos C1 e C2 da LT 500 kV Tucuruí-Xingu. A implantação em campo destas novas proteções foi efetuada no C1 em 26/07/2021, e do C2 no dia 30/06/2021.

7.3 Aprimoramento da regulação primária das principais usinas hidroelétricas e termoelétricas conectadas ao SIN

Durante ocorrências severas, a exemplo de perda de grandes blocos de geração e contingências múltiplas de elementos de transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN), nas quais se observam variações de frequência significativas, a regulação primária realizada pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras desempenha um papel fundamental para o restabelecimento da frequência do SIN, minimizando eventuais riscos de corte de carga pela atuação de esquemas especiais, a exemplo do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

Nesse contexto, a partir da análise de eventos recentes de grande relevância, onde foram verificadas grandes excursões de frequência, o ONS identificou a necessidade de aprimorar a resposta da regulação primária de algumas usinas hidrelétricas e termoelétricas do SIN, bem como a sua representação nos programas de simulação de transitórios eletromecânicos. Sendo assim, foi iniciado um trabalho voltado para a regulação primária das usinas mais relevantes do SIN (38 hidrelétricas e 38 termelétricas), com ações de diagnóstico do desempenho atual dos reguladores de velocidade das unidades geradoras, verificação junto aos agentes proprietários em relação às possibilidades de melhorias, e indicação de providências a serem atendidas. Dentre as etapas que compõem esta ação, destacam-se:

- a) Avaliação do desempenho da regulação primária das principais unidades geradoras do SIN, a partir da análise individual da resposta de cada unidade nos eventos sistêmicos com grande excursão de frequência.
- b) Comparação da resposta dos modelos matemáticos dos reguladores de velocidade das unidades geradoras quando submetidos às mesmas condições sistêmicas de frequência de eventos reais, em relação a resposta real das unidades geradoras observada em campo.
- c) Interação com os proprietários de usinas hidroelétricas e termoelétricas para apresentação dos resultados das análises do desempenho de campo das unidades geradoras e dos modelos matemáticos, sendo abordados os seguintes tópicos:
 - i. identificação preliminar das possíveis causas de respostas inadequadas observadas em campo;
 - ii. alinhamento de ações para correção das inconsistências verificadas, com ênfase naquelas possíveis de serem atendidas de imediato; e
 - iii. avaliação sobre a necessidade de validação de modelos matemáticos.

- d) Elaboração de um guia de ensaios de campo para a verificação do desempenho da regulação primária de unidades geradoras.
- e) Solicitação de realização de testes da regulação primária de frequência aos agentes proprietários de usinas hidrelétricas e termoelétricas, a partir do guia de ensaios, com posterior envio ao ONS de Relatório Técnico com o registro dos resultados e validação do modelo matemático.
- f) Alinhamento das ações em curso junto à ANEEL, com a criação de uma sistemática de acompanhamento dos trabalhos e dos pontos de atenção que demandem de ação da agência reguladora.
- g) Proposição de melhorias nos modelos matemáticos e nas ferramentas de simulação de transitórios eletromecânicos junto ao CEPEL, para melhor reproduzir o impacto das condições hidrológicas desfavoráveis, em particular da altura de queda dos reservatórios, no desempenho da regulação primária de frequência das unidades geradoras.

Atualmente as etapas descritas acima estão em distintos estágios de desenvolvimento. Conforme informado, a partir da interação com os agentes concessionários e proprietários das usinas, buscou-se identificar ações que pudessem ser atendidas de imediato para aprimorar o desempenho da regulação primária, antes mesmo da realização dos ensaios específicos. Neste sentido, algumas ações em campo já foram realizadas pelos agentes, dentre as quais se destacam:

- Correção da implementação em campo no regulador de velocidade da UHE Itá, o qual estava atuando inversamente ao esperado, reduzindo potência ativa frente a um evento de subfrequência.
- Eliminação da limitação de taxa de resposta da regulação primária da UHE Água Vermelha, que impedia que ela aportasse o montante de potência devido durante eventos de subfrequência.
- Habilitada a regulação primária de frequência na UTE Pampa Sul, aproveitando ensaios já em curso pelo agente proprietário no contexto do relatório de comissionamento.
- Bloqueio da comutação do modo de controle na UHE Emborcação devido a problemas identificados no processo da comutação do regulador de velocidade (ação já realizada em uma das unidades e com previsão para conclusão das demais no mês de agosto);
- Correção da banda morta de frequência no regulador de velocidade da UHE Três Marias. Os ajustes até então utilizados comprometiam a resposta dessas

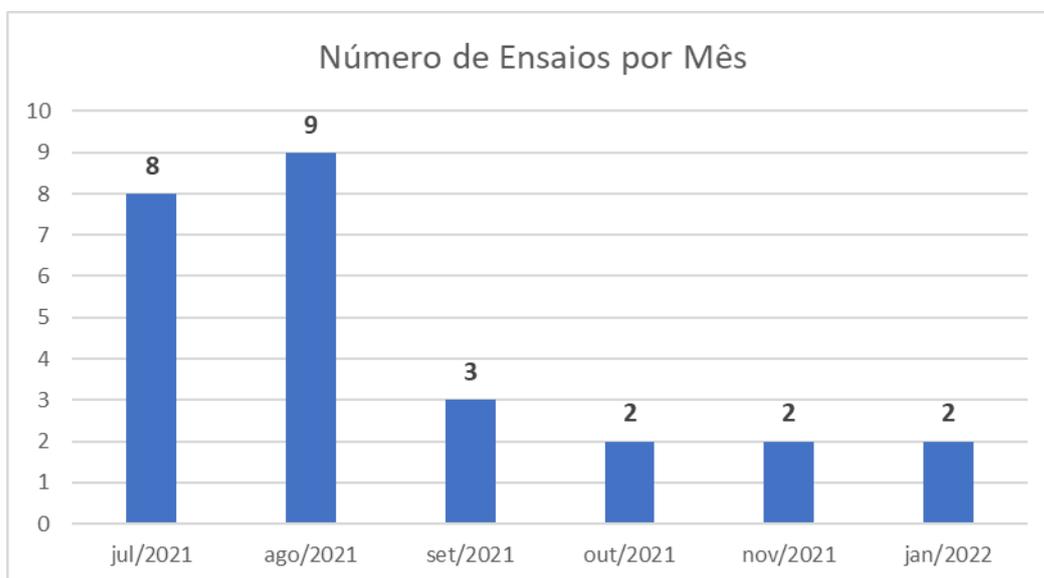
unidades durante os eventos com variação de frequência. Está também indicada esta correção para as UHE Ilha Solteira, UHE Jupia e UHE Rosana, e o cronograma dos ensaios encontra-se em fase de conclusão pelo agente.

Adicionalmente, destacam-se as seguintes ações, já indicadas pelo ONS para serem atendidas com celeridade, as quais se encontram em andamento pelos agentes:

- Reajuste da parametrização do regulador de velocidade das UHEs Xingo, Estreito, Paulo Afonso e Luiz Gonzaga, para que apresentem respostas de regulação primária mais efetivas.
- Habilitação da regulação primária nas UTEs Itaqui e Pecém II, cujos ensaios associados estão previstos para o mês de agosto/2021.

A comprovação da efetividade das ações acima, bem como a identificação de novas melhorias a serem implementadas, depende da realização dos ensaios de campo, cujos cronogramas estão sendo consolidados pelos agentes. A Figura 7-1 apresenta a distribuição dos ensaios ao longo dos próximos meses, a partir dos cronogramas já recebidos pelo ONS.

Figura 7-1: Previsão, por mês, de ensaios de regulação primária nas usinas hidrelétricas e termoeletricas



Por fim, a Tabela 7-1 apresenta a lista das usinas hidrelétricas e termelétricas contempladas nas ações de regulação primária aqui apresentadas.

Tabela 7-1: Usinas hidrelétricas e termelétricas contempladas nas ações de regulação primária

UHE	UTE
Água Vermelha	Araucária
Cana Brava	Atlântico - TKCSA
Capivara	Baixada Fluminense
Chavantes	Candiota III
Colíder	Canoas
Emborcação	CMPC
Estreito	CSP
Furnas	Cubatão
Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto	Cuiabá
Gov. Jayme Canet Junior	Eldorado Brasil
Gov. José Richa	Fibria MS
Gov. Ney Aminthas de Barros Braga	Fibria MS - II
Ilha Solteira	Fortaleza
Irapé	Ibirité
Itá	Jorge Lacerda A1
Itumbiara	Jorge Lacerda A2
Jaguara	Jorge Lacerda B
Jupia	Jorge Lacerda C
L. C. Barreto	Klabin Celulose
Luiz Gonzaga	Maranhão III
Machadinho	Maranhão IV
Marimbondo	Maranhão V
Miranda	Mauá III
Nova Avanhandava	Muricy
Nova Ponte	Norte Fluminense
Paulo Afonso IV	Nova Piratininga
Promissão	Nova Venécia II
Rosana	Porto Itaquí
Salto Osório	Porto Pecém I
Salto Santiago	Porto Pecém II
São Simão	Porto Sergipe
Serra da Mesa	Santa Cruz
Sobradinho	Suzano
Taquaruçu	Termobahia
Três Marias	Termopernambuco
Tucuruí Grupo 1	Termorio
Tucuruí Grupo 2	Vale do Açu
Xingo	Veracel

7.4 Otimização dos estabilizadores de potência (PSS) da UHE Belo Monte

No sentido de garantir maior segurança operativa para a Interligação Norte – Sudeste, principalmente em situações de perda de um dos bipolos associados ao escoamento da energia proveniente da UHE Belo Monte, o ONS, em conjunto com a Norte Energia S.A. (NESA), concessionária da UHE Belo Monte, realizaram ensaios na usina com a finalidade de reajustar os estabilizadores de potência das unidades geradoras. Esses ensaios tiveram como objetivo principal garantir uma maior participação da UHE Belo Monte no amortecimento dos modos Norte-Sul e Norte-Nordeste.

Dessa forma, espera-se reduzir as oscilações de potência entre as regiões Norte-Nordeste e Sul-Sudeste, em situações de contingências no sistema HVDC associado à UHE Belo Monte ou nos troncos de 500 kV das Interligações Norte – Sudeste e Norte – Nordeste, o que irá proporcionar maior confiabilidade e segurança para o SIN.

8 Anexo

8.1 Anexo 2 – Descrição de Fluxos

Tabela 8-1: Descrição dos Fluxos e Intercâmbios Considerados

Fluxos	Descrição
FNS (Fluxo Norte Sudeste)	Somatório do fluxo de potência ativa nas LTs: LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C1 e C2 LT 500 kV Peixe 2 - Serra da Mesa 2.
FNESE (Fluxo Nordeste Sudeste)	Somatório de fluxo de potência ativa nas LTs: LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Rio das Éguas; LT 500 kV Luziânia - Rio das Éguas; LT 500 kV Rio das Éguas - Arinos 2; LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2 C1 e C2.
-FNE (Fluxo Nordeste)	Somatório do fluxo de potência ativa nas instalações: LT 500 kV Teresina II - Presidente Dutra C1 e C2; LT 500 kV Boa Esperança - Presidente Dutra; LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas C1 e C2; LT 500 kV Parnaíba III - Bacabeira C1 e C2; LT 230 kV Teresina - Coelho Neto.
F _{XGET} (Fluxo Xingu Estreito)	Fluxo no Bipolo do Elo CC Xingu, sentido Xingu → Estreito
F _{XGTR} (Fluxo Xingu Terminal Rio)	Fluxo no Bipolo do Elo CC Xingu, sentido Xingu → Terminal Rio
FTUXG (Fluxo Tucuruí Xingu)	Fluxo de potência ativa nas LTs: LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2.
RMT (Recebimento do Mato Grosso)	Somatório do fluxo de potência ativa nas instalações: LTs 500 kV Rio Verde Norte – Ribeirãozinho C1, C2 e C3 LT 230 kV Rio Verde – Rondonópolis LTs 230 kV Rio Verde - Barra do Peixe C1 e C2
FACRO (Fornecimento da área Acre e Rondônia)	Somatório do fluxo de potência ativa nas instalações: LT 230 kV Jauru - Vilhena C1, C2 e C3
FPOTPPA (Fluxo na LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2)	Fluxo na LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso 2, no sentido Poções III para Padre Paraíso 2

8.2 Anexo 2 – Resultados de análises estatísticas

8.2.1 LT 500 kV R. Gonçalves - Colinas C1 e C2

Tabela 8-2: Levantamento estatístico da LT 50 kV R. Gonçalves – Colinas C1 e C2

Resumo Perdas Duplas – Todos os tipos de Causas

Tipo de Perda	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Simultânea	0	0	1	2	2	0	0	0	5
Sequencial	0	2	0	0	0	0	1	0	3
Total	0	2	1	2	2	0	1	0	8

Resumo Perdas Duplas – Falhas Internas nas duas LT

Tipo de Perda	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Simultânea	0	0	1	1	1	0	0	0	3
Sequencial	0	2	0	0	0	0	1	0	3
Total	0	2	1	1	1	0	1	0	6

Observações:

- Perda Simultânea: Desligamentos ocorridos no mesmo minuto
- Perda Sequencial: Desligamentos ocorridos com intervalo superior a 1 min

Eventos de Perdas Duplas

Tipo de Perda	Deslig.	Restab.	LT	Origem	Causa
Sequencial	21/09/2015 17:32	21/09/2015 17:54	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	21/09/2015 17:36	21/09/2015 17:59	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
Sequencial	23/09/2015 12:09	23/09/2015 13:19	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	23/09/2015 13:01	23/09/2015 13:16	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
Simultânea	05/07/2016 11:16	05/07/2016 11:16	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	Interna	Incêndio em veículo
	05/07/2016 11:16	05/07/2016 11:42	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	Interna	Incêndio em veículo
Simultânea	19/09/2017 13:49	19/09/2017 13:49	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	19/09/2017 13:49	19/09/2017 13:49	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
Simultânea	13/11/2017 02:37	13/11/2017 03:02	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	Secundária	Erro de Ajuste - Cálculo
	13/11/2017 02:37	13/11/2017 02:59	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	Interna	Descarga Atmosférica
Simultânea	14/01/2018 17:13	14/01/2018 17:22	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	Interna	Indeterminada
	14/01/2018 17:13	14/01/2018 17:13	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	Interna	Descarga Atmosférica
Simultânea	21/03/2018 15:48	21/03/2018 18:34	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	Operacional	Condições Anormais de Operação
	21/03/2018 15:48	21/03/2018 19:24	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	Operacional	Condições Anormais de Operação
Sequencial	08/09/2020 15:08	08/09/2020 15:20	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 2 TO/PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	08/09/2020 15:11	08/09/2020 15:11	LT 500 kV COLINAS / RIB.GONCALVES C 1 TO/PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha

8.2.2 LT 500 kV R. Gonçalves – S. J. do Piauí C1 e C2

Tabela 8-3: Levantamento estatístico da LT 500 kV R. Gonçalves – S. J. do Piauí C1 e C2

Resumo Perdas Duplas – Todos os tipos de Causas

Tipo de Perda	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Simultânea	0	1	0	0	1	1	1	0	4
Sequencial	0	0	0	1	1	2	3	0	7
Total	0	1	0	1	2	3	4	0	11

Resumo Perdas Duplas – Falhas Internas nas duas

Tipo de Perda	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Simultânea	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sequencial	0	0	0	1	1	2	3	0	7
Total	0	0	0	1	1	2	3	0	7

Observações:

- Perda Simultânea: Desligamentos ocorridos no mesmo minuto
- Perda Sequencial: Desligamentos ocorridos com intervalo superior a 1 min

NOTA 1: Os desligamentos de origem Externa e com causa "Atuação Direta Prot. Outros Componentes" estão associados às falhas em outros equipamentos, cuja atuação da proteção desliga a LT (proteção de barra, BF e etc.)

NOTA 2: Os desligamentos de origem Externa e com causa "Perturbação em Outra Empresa Interligada" estão associados às falhas em outros equipamentos, sendo necessária a atuação da proteção do equipamento em análise para a eliminação do defeito.

Eventos de Perdas Duplas

Tipo de Perda	Deslig.	Restab.	LT	Origem	Causa
Simultânea	28/08/2015 15:56	28/08/2015 15:56	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	28/08/2015 15:56	28/08/2015 16:41	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Externa	Atuação Direta Prot. Outros Componentes
Sequencial	15/10/2017 16:38	15/10/2017 16:47	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	15/10/2017 16:43	15/10/2017 16:43	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
Simultânea	21/03/2018 15:48	21/03/2018 20:12	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Externa	Perturbação em Outra Empresa Interligada
	21/03/2018 15:48	21/03/2018 18:53	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Operacional	Condições Anormais de Operação
Sequencial	07/08/2018 14:49	07/08/2018 14:54	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	07/08/2018 14:51	07/08/2018 14:51	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
Sequencial	18/08/2019 16:33	18/08/2019 17:24	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	18/08/2019 16:54	18/08/2019 16:54	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
Sequencial	25/09/2019 13:34	25/09/2019 13:41	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	25/09/2019 13:35	25/09/2019 13:46	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
Simultânea	10/12/2019 02:58	10/12/2019 03:22	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Interna	Explosão
	10/12/2019 02:58	10/12/2019 03:24	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Externa	Perturbação em Outra Empresa Interligada
Sequencial	20/04/2020 18:06	20/04/2020 18:06	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Interna	Descarga Atmosférica
	20/04/2020 18:06	20/04/2020 18:06	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Interna	Descarga Atmosférica
Simultânea	25/04/2020 23:29	26/04/2020 01:39	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Externa	Perturbação em Outra Empresa Interligada
	25/04/2020 23:29	26/04/2020 01:28	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Externa	Perturbação em Outra Empresa Interligada
Sequencial	30/09/2020 13:19	30/09/2020 14:29	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	30/09/2020 14:02	30/09/2020 14:24	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
Sequencial	30/09/2020 17:08	30/09/2020 17:39	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 14 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha
	30/09/2020 17:13	30/09/2020 17:17	LT 500 kV RIB.GONCALVES / S.JOAO PIAUI C 13 PI	Interna	Queimada / Fogo sob a Linha

8.2.3 LT 500 kV S. J. do Piauí – Sobradinho C1 e C2

Tabela 8-4: Levantamento estatístico da LT 500 kV– S. J. do Piauí – Sobradinho C1 e C2

Resumo Perdas Duplas – Todos os tipos de Causas

Tipo de Perda	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Simultânea	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Sequencial	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Total	0	0	0	0	0	1	1	0	2

Eventos de Perdas Duplas

Tipo de Perda	Deslig.	Restab.	LT	Origem	Causa
Sequencial	10/12/2019 02:58	10/12/2019 03:31	LT 500 kV U.SOBRADINHO / S.JOAO PIAUI C C2 BA/PI	Externa	Perturbação em Outra Empresa Interligada
	10/12/2019 02:59	10/12/2019 03:13	LT 500 kV U.SOBRADINHO / S.JOAO PIAUI C C5 BA/PI	Externa	Perturbação em Outra Empresa Interligada
Simultânea	25/04/2020 23:29	26/04/2020 01:03	LT 500 kV U.SOBRADINHO / S.JOAO PIAUI C C2 BA/PI	Externa	Perturbação em Outra Empresa Interligada
	25/04/2020 23:29	26/04/2020 01:19	LT 500 kV U.SOBRADINHO / S.JOAO PIAUI C C5 BA/PI	Externa	Ocorr. em Outro Componente da Empresa

Resumo Perdas Duplas – Falhas Internas nas duas LT

Tipo de Perda	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Simultânea	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sequencial	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0								

Observações:

- Perda Simultânea: Desligamentos ocorridos no mesmo minuto
- Perda Sequencial: Desligamentos ocorridos com intervalo superior a 1 min

NOTA: Os desligamentos de origem Externa e com causas "Perturbação em Outra Empresa Interligada" ou "Ocorr. em Outro Componente da Empresa" estão associados às falhas em outros equipamentos, sendo necessária a atuação da proteção do equipamento em análise para a eliminação do defeito.

8.2.4 LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C1 e C2

Tabela 8-5: Levantamento estatístico da LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C1 e C2

Resumo Perdas Duplas – Todos os tipos de Causas

Tipo de Perda	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Simultânea	0	0	2	1	0	0	0	0	3
Sequencial	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Total	0	0	2	1	0	1	0	0	4

Eventos de Perdas Duplas

Tipo de Perda	Deslig.	Restab.	LT	Origem	Causa
Simultânea	20/05/2016 10:06	20/05/2016 17:08	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 1 PA	Externa	Atuação Direta Prot. Outros Componentes
	20/05/2016 10:06	20/05/2016 17:19	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 2 PA	Externa	Atuação Direta Prot. Outros Componentes
Simultânea	24/05/2016 15:49	24/05/2016 16:03	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 1 PA	Externa	Atuação Direta Prot. Outros Componentes
	24/05/2016 15:49	24/05/2016 16:11	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 2 PA	Externa	Atuação Direta Prot. Outros Componentes
Simultânea	01/11/2017 03:35	01/11/2017 03:35	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 1 PA	Interna	Indeterminada
	01/11/2017 03:35	01/11/2017 03:38	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 2 PA	Interna	Indeterminada
Sequencial	28/06/2019 01:27	28/06/2019 02:57	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 1 PA	Interna	Explosão de TC
	28/06/2019 01:30	28/06/2019 02:27	LT 500 kV MARABA / ITACAIUNAS C 2 PA	Secundária	Risco isolamento Faço AC/DC

Resumo Perdas Duplas – Falhas Internas nas duas

Tipo de Perda	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Simultânea	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Sequencial	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	1	0	0	0	0	1

Observações:

- Perda Simultânea: Desligamentos ocorridos no mesmo minuto
- Perda Sequencial: Desligamentos ocorridos com intervalo superior a 1 min

NOTA: Os desligamentos de origem Externa e com causa "Atuação Direta Prot. Outros Componentes" estão associados às falhas em outros equipamentos, cuja atuação da proteção desliga a LT (proteção de barra, BF e etc.).

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 4-1: Limites das interligações considerando critério vigentes do SM 2.3	15
Figura 4-2: Limites das interligações considerando critério N-1	16
Figura 5-1: Ganhos Auferidos para a Programação do dia 21/07 com a utilização do Critério N-1	20
Figura 6-1 – Total de Perdas Duplas – Origem da Causa: Interna a LT	24
Figura 6-2 – Total de Perdas Duplas – Origem Interna - Causas Desligamentos	25
Figura 6-3 -Total de Perdas Duplas – Período Seco	25
Figura 6-4 – Total de Perdas Duplas – Período Úmido	25
Figura 6-5 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem	26
Figura 6-6 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Período Seco	28
Figura 6-7 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Período Úmido	28
Figura 6-8 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem / Corte de Carga	29
Figura 6-9 – Total de Perdas Duplas – Origem da Causa Origem – Interna a LT	30
Figura 6-10 – Total de Perdas Duplas – Causas de Desligamentos	31
Figura 6-11 – Total de Perdas Duplas – Origem Interna – Período Seco	31
Figura 6-12 – Total de Perdas Duplas – Origem Interna – Período Úmido	31
Figura 6-13 – Total de Perdas Duplas – Qualquer causa Origem	32

Figura 6-14 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Período Seco	33
Figura 6-15 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Período Úmido	34
Figura 6-16 – Total de Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem – Corte de Carga	34
Figura 6-17 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2016	37
Figura 6-18 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2017	37
Figura 6-19 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2018	38
Figura 6-20 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2019	38
Figura 6-21 – Falhas Internas – LT Rede Básica – Julho a Dezembro de 2020	39
Figura 7-1: Previsão, por mês, de ensaios de regulação primária nas usinas hidrelétricas e termoelétricas	45

Tabelas

Tabela 4-1: Limites para os Principais Fluxos nas Interligações (Carga Média)	15
Tabela 4-2: Mapa de Limites por critério e criticidade por contingências	17
Tabela 4-3: Critério N-1 - Nível de Criticidade	17
Tabela 6-1: Relação de linhas de Transmissão	21
Tabela 6-2: Dados das Linhas de Transmissão	23
Tabela 6-3: Principais Causas de Desligamento – Perdas Duplas – Qualquer Causa Origem	27
Tabela 6-4: Dados de Linhas de Transmissão	29
Tabela 6-5: Principais Causas de Desligamentos – Perdas Duplas / Ano – Qualquer causa Origem	33

Tabela 7-1: Usinas hidrelétricas e termelétricas contempladas nas ações de regulação primária	46
Tabela 8-1: Descrição dos Fluxos e Intercâmbios Considerados	48
Tabela 8-2: Levantamento estatístico da LT 50 kV R. Gonçalves – Colinas C1 e C2	49
Tabela 8-3: Levantamento estatístico da LT 500 kV R. Gonçalves – S. J. do Piauí C1 e C2	49
Tabela 8-4: Levantamento estatístico da LT 500 kV– S. J. do Piauí – Sobradinho C1 e C2	50
Tabela 8-5: Levantamento estatístico da LT 500 kV Marabá – Itacaiúnas C1 e C2	50