

14. Requerimento nº 08700.001940/2020-92
 Requerentes: J. Malucelli Equipamentos S.A., MLR Locações de Máquinas S.A. (atual denominação de J. Malucelli Rental S.A.), Joel Malucelli e Rafael Malucelli.
 Advogados: Lauro Celidonio Gomes dos Reis Neto, Frederico Bastos Pinheiro Martins, Paloma Caetano Silva Almeida e Maria Izabella Vilas Boas.
 Decisão: O Plenário, por unanimidade, homologou a proposta de compromisso de cessação, nos termos do Despacho da Presidência nº 227/2020.
 Os itens 15, 16 e 17 da pauta foram apreciados em conjunto.
 O Conselheiro Sérgio Costa Ravagnani apresentou questão de ordem destinada ao esclarecimento do momento de eventual manifestação pelo Superintendente-Geral. O Superintendente-Geral informou intenção de fazer uso da palavra somente para esclarecimento de pontos suscitados pelos Conselheiros durante a apreciação dos Requerimentos.

Após manifestação da Presidência do Cade apresentando as propostas de acordos negociados no âmbito da Superintendência-Geral, o Conselheiro Mauricio Oscar Bandeira Maia manifestou-se pela homologação. A Conselheira Paula Azevedo apresentou voto concluindo pela rejeição das propostas e suscitando questão de fato destinada ao esclarecimento da conduta investigada nos processos relacionados aos requerimentos de TCC. O Presidente reforçou a questão de fato, esclarecida pelo Superintendente-Geral. O Conselheiro Sérgio Costa Ravagnani manifestou-se pela rejeição das propostas. O Conselheiro Luiz Augusto Azevedo de Almeida Hoffmann formulou questão sobre o conjunto probatório constante dos processos de investigação conduzidos em face das Requerentes. A Conselheira Lenisa Prado aderiu à divergência pela não homologação dos acordos. O Conselheiro Luiz Augusto Azevedo de Almeida Hoffmann manifestou-se pela homologação dos acordos. O Conselheiro Luis Henrique Bertolino Braido votou pela homologação.

15. Requerimento nº 08700.002160/2020-60
 Requerentes: Cooperativa de Coloproctologia, Cirurgia Oncológica e Cirurgia do Aparelho Digestivo da Bahia (Coopercolo)
 Advogados: Eduardo de Avelar Lamy, Anna Carolina Pereira Cesarino Faraco Lamy e outros
 Decisão: O Plenário, por maioria, homologou a proposta de compromisso de cessação, nos termos do Despacho da Presidência nº 223/2020. Vencidos a Conselheira Paula Azevedo, o Conselheiro Sérgio Costa Ravagnani e a Conselheira Lenisa Prado que se manifestaram pela rejeição da proposta.

16. Requerimento nº 08700.002174/2020-83
 Requerentes: Cooperativa de Cardiologistas Intervencionistas da Bahia (Coopercati)
 Advogados: Eduardo de Avelar Lamy, Anna Carolina Pereira Cesarino Faraco Lamy e outros
 Decisão: O Plenário, por maioria, homologou a proposta de compromisso de cessação, nos termos do Despacho da Presidência nº 222/2020. Vencidos a Conselheira Paula Azevedo, o Conselheiro Sérgio Costa Ravagnani e a Conselheira Lenisa Prado que se manifestaram pela rejeição da proposta.

17. Requerimento nº 08700.002176/2020-72
 Requerentes: Cooperativa de Angiologia e Cirurgia Vasculare Endovascular (Coopervasc)
 Advogados: Eduardo de Avelar Lamy, Anna Carolina Pereira Cesarino Faraco Lamy e outros
 Decisão: O Plenário, por maioria, homologou a proposta de compromisso de cessação, nos termos do Despacho da Presidência nº 221/2020. Vencidos a Conselheira Paula Azevedo, o Conselheiro Sérgio Costa Ravagnani e a Conselheira Lenisa Prado que se manifestaram pela rejeição da proposta.

REFERENDOS

Os despachos, ofícios e outros abaixo relacionados foram referendados pelo Plenário:

Despachos PRES nº 204 (Processo nº 08700.006675/2018-14), nº 205 (Processo nº 08012.005004/2004-99), nº 206 (Processo nº 08000.015337/1997-48), nº 208 (Processo nº 08700.003677/2016-90), nº 209 (Processo nº 08700.001880/2016-21), nº 210 (Processo nº 08700.008223/2016-13), nº 211 (Processo nº 08700.008074/2016-84), nº 212 (Processo nº 08700.008245/2016-75), nº 213 (Processo nº 08700.003679/2016-89), nº 214 (Processo nº 08700.002715/2019-30), nº 216, (Processo nº 08700.000092/2020-02), nº 217 (Processo nº 08012.009611/2008-51), nº 218 (Processo nº 08700.000827/2020-90), nº 219 (Processo nº 08700.010409/2015-43), nº 220 (Processo nº 08700.003136/2019-12), nº 228 (Processo nº 08700.004617/2013-41), nº 229 (Processo nº 08700.011995/2015-43)

Despacho Decisório nº 08/2020 (Processo nº 08700.005737/2020-95) apresentado pelo Conselheiro Mauricio Oscar Bandeira Maia.

Despacho Decisório nº 33/2020 (Processo nº 08700.002724/2020-64), Despacho Decisório nº 34/2020 (08700.009879/2015-64), o Ofício nº 8588/2020 (Processo nº 08700.009879/2015-64) e Ofício nº 8732/2020 (Processo nº 08700.009879/2015-64) apresentados pelo Conselheiro Sérgio Costa Ravagnani.

Despacho Decisório nº 27/2020 (Processo nº 08700.002193/2020-18) apresentado pela Conselheira Lenisa Prado.

Ofício nº 8360/2020 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício nº 8366/2020 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício nº 8368/2020 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício nº 8371/2020 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8378 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8379 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8380 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8381 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8382 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8383 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8384 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8385 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8386 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8387 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8388 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8389 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8390 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8391 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Despacho Decisório 17 (Processo nº 08700.004940/2020-44), Ofício 8394 (Processo nº 08700.004940/2020-44), apresentados pelo Conselheiro Luiz Augusto Azevedo de Almeida Hoffmann

As Conselheiras Paula Azevedo e Lenisa Prado manifestaram-se pela não homologação do Despacho Presidência nº 229/2020.

O Conselheiro Mauricio Oscar Bandeira Maia manifestou-se pela não homologação do Despacho Decisório nº 34/2020 e os ofícios nºs 8588 e 8732/2020, proferidos pelo Conselheiro Sérgio Costa Ravagnani.

Os Conselheiros Mauricio Oscar Bandeira Maia, Sérgio Costa Ravagnani, Luiz Augusto Azevedo de Almeida Hoffmann, Luis Henrique Bertolino Braido e o Presidente do Cade manifestaram-se pela não homologação do Despacho Decisório nº 27/2020, proferido pela Conselheira Lenisa Prado.

O Plenário, por maioria, não homologou a proposta de avocação do ato de concentração nº 08700.002193/2020-18 (Requerentes: Fiat Chrysler N. V. e Peugeot S.A.; Advogados: Lauro Celidonio Neto, Renata Zuccolo, Stephanie Scandiuzzi, Maria Izabella Vilas Boas, Paulo Luciano Junior, Paola Pugliese, Milena Mundim e Vinicius Hercos), formulada pela Conselheira Lenisa Prado.

APROVAÇÃO DA ATA

O Plenário, por unanimidade, aprovou a ata desta sessão.

Às 19:26 do dia nove de dezembro de dois mil e vinte, o Presidente do Cade, Alexandre Barreto de Souza, declarou encerrada a sessão.

Ficam desde já intimadas as partes e os interessados, na forma dos §§1º e 2º do artigo 103 do Regimento Interno do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - RICADE, quanto aos resultados dos julgamentos do Plenário do Tribunal dos seguintes itens da ata, cujas respectivas decisões foram juntadas aos autos e estão disponíveis para consulta no Sistema Eletrônico de Informação - SEI: 1, 2, 5, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 e 17.

ALEXANDRE BARRETO DE SOUZA
 Presidente do CADE

PAULO EDUARDO SILVA DE OLIVEIRA
 Secretário do Plenário

Ministério do Meio Ambiente

INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE

DIRETORIA DE PLANEJAMENTO, ADMINISTRAÇÃO E LOGÍSTICA

PORTARIA Nº 243, DE 10 DE NOVEMBRO DE 2020

Delegação de competência para representar o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade judicialmente ou extrajudicialmente.

O DIRETOR DE PLANEJAMENTO, ADMINISTRAÇÃO E LOGÍSTICA DO INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE - ICMBio, nomeado pela Portaria do Ministério do Meio Ambiente nº 528, de 2 de outubro de 2020, publicada no Diário Oficial da União em 5 de outubro de 2020, no uso das atribuições que lhe confere a Portaria ICMBio nº 96, de 13 de outubro de 2016, publicada no Diário Oficial da União em 17 de outubro de 2016, e a Portaria ICMBio nº 1.050, de 29 de outubro de 2020, publicada no Diário Oficial da União em 06, de novembro de 2020;

Considerando a competência prevista no art. 24, inciso III do Decreto nº 10.234/2020, resolve:

Art. 1º Delegar a competência para representação dos interesses do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio, ativa e passivamente, em juízo ou fora dele, no âmbito das temáticas inerentes às suas atribuições regimentais, para:

I - a Coordenação-Geral de Administração e Tecnologia da Informação (CGATI);

II - a Coordenação-Geral de Finanças e Arrecadação (CGFIN);

III - a Coordenação-Geral de Gestão de Pessoas (CGGP);

IV - a Coordenação-Geral de Planejamento Operacional e Orçamento (CGPLAN).

Parágrafo único. A competência prevista no Art. 1º estende-se para seus respectivos substitutos.

Art. 2º A competência de que trata o Art. 1º é subdelegável a servidores, por meio de carta de preposição, para atuarem como prepostos nas audiências relativas aos processos judiciais em que a Autarquia é autora, ré ou parte interessada.

Parágrafo único. A competência de que trata esta portaria será estritamente para a representação dos interesses do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), em juízo ou fora dele, sem poderes decisórios ou competência para firmar acordos.

Art. 3º Esta portaria entra em vigor a partir de sua publicação.

RONEI ALCÂNTARA DA FONSECA

Ministério de Minas e Energia

SECRETARIA DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E TRANSFORMAÇÃO MINERAL

ATOS DE 14 DE DEZEMBRO DE 2020

FASE DE REQUERIMENTO DE CONCESSÃO DE LAVRA

Outorga de Concessão de Lavra. (Cód. 4.00)

Os processos serão remetidos à Agência Nacional de Mineração, para vista e cópias.

27203.831102/1990 - Portaria Nº 105/SGM - VALE S. A., - Minério de Ferro - São Gonçalo do Rio Abaixo e Barão de Cocais - Minas Gerais, numa área de 130,49 hectares.

48412.866896/2008 - Portaria Nº 106/SGM - G. Pansani Comércio ME - Água Mineral - Juara - Mato Grosso - 50,00 hectares.

27203.832245/1999 - Portaria Nº 108/SGM - Companhia Brasileira de Alumínio - Bauxita - Poços de Caldas - Minas Gerais - 8,30 hectares.

48403.834245/2011 - Portaria Nº 109/SGM - Mineração Pico de Serra Ltda. - Quartzo - Diamantina - Minas Gerais - 11,73 hectares.

27203.830978/2003 - Portaria Nº 110/SGM - Vórtice Consultoria Mineral Ltda. - Minério de Ferro - Oliveira - Minas Gerais - 534,67 hectares.

48410.800167/2009 - Nº 111/SGM - Sigma Extração de Metais Ltda. - Minério de Manganês - Choró e Quixadá - Ceará - 254,47 hectares.

FASE DE CONCESSÃO DE LAVRA

Caducidade de Portaria. (Cód. 4.99)

O processo permanecerá nesta Secretaria durante o prazo recursal, para vista e cópias.

27211.815286/1994 - Portaria Nº 107/SGM - Valda Regina Filomeno Abreu Mineração Ltda. - Água Mineral - São José - Santa Catarina - 40,19 hectares .

ALEXANDRE VIDIGAL DE OLIVEIRA
 Secretário

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

PORTARIA Nº 437, DE 14 DE DEZEMBRO DE 2020

O SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, no uso da competência que lhe foi delegada pelo art. 1º, inciso I, da Portaria MME nº 281, de 29 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no art. 6º do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, e no art. 4º da Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018, resolve:

Processo nº 48500.005251/2020-28. Interessada: Central Energética Alta Mogiana S.A., inscrita no CNPJ sob o nº 36.328.479/0001-37. Objeto: Aprovar o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI do projeto de geração de energia elétrica da Central Geradora Termelétrica denominada Central Energética Alta Mogiana, cadastrada com o Código Único do Empreendimento de Geração - CEG: UTE.AI.SP.049301-5.01, objeto da Resolução Autorizativa ANEEL nº 9.252, de 29 de setembro de 2020, de titularidade da Interessada. A íntegra desta Portaria consta nos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico <http://www.mme.gov.br/web/guest/reidi-repeneec>.

PAULO CESAR MAGALHÃES DOMINGUES



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 903, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2020

Aprova a reestruturação e a revisão dos Procedimentos de Rede e estabelece procedimentos e critérios para alterações.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nas Leis nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, e o que consta do Processo nº 48500.001311/2017-38, resolve:

Art. 1º Aprovar a reestruturação e a revisão 2020.12 dos Procedimentos de Rede, conforme macroprocessos para operação do Sistema Interligado Nacional-SIN: Relacionamento com os Agentes, Critérios e Requisitos, Planejamento da Operação, Programação da Operação, Operação do Sistema, Avaliação da Operação, Integração de Instalações, Administração dos Contratos e Contabilização Financeira e Indicadores, conforme Quadro do Anexo I e documentos constantes no Anexo II.

Parágrafo único. Os documentos dos submódulos dos Procedimentos de Rede são classificados nos tipos: "Responsabilidades", "Procedimental", "Operacional", "Critérios", "Requisitos", "Metodologia", "Definição", "Indicadores" e "Manual de Procedimentos da Operação - MPO".

Art. 2º As alterações nos documentos dos tipos "Responsabilidades", "Critérios", "Requisitos", "Procedimental", "Metodologia" e "Indicadores" e "Definição" são aprovadas pela ANEEL. Parágrafo único. O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, deverá realizar mensuração, sempre que possível quantitativa, dos possíveis impactos da alteração proposta, contemplando os efeitos e riscos decorrentes, quando a iniciativa de revisão dos tipos de documentos citados no caput for do ONS e implicar afetação de direitos dos agentes econômicos.

Art. 3º As alterações nos documentos dos tipos "Operacional" e "MPO" podem ser aprovadas pelo ONS.

Parágrafo único. As informações dos documentos dos Procedimentos de Rede aprovados pelo ONS, incluindo as justificativas para a alteração, deverão ser apresentadas à ANEEL até 31 de março de cada ano, referente ao ano cível anterior.

Art. 4º As minutas dos documentos revisados dos submódulos, com exceção do documento tipo "MPO", deverão ser disponibilizadas pelo ONS à sociedade para contribuições por um período não inferior a 45 (quarenta e cinco) dias sempre que a proposta de alterações for de iniciativa do Operador.

§ 1º O ONS deverá disponibilizar para à sociedade as justificativas para a não aceitação ou para a aceitação parcial das contribuições recebidas até o encaminhamento da proposta de alteração para ANEEL.

§ 2º As responsabilidades, produtos, prazos e etapas referentes à criação e revisão dos documentos do MPO são estabelecidas no Submódulo 1.1 - Elaboração e manutenção do Manual de Procedimentos da Operação.

Art. 5º O ONS deverá disponibilizar em seu site os documentos dos Procedimentos de Rede por meio de ferramenta de gestão de conteúdo a partir de 1º de janeiro de 2022.

Parágrafo único. O ONS deverá garantir a rastreabilidade do processo decisório para cada versão aprovada, indicando as motivações da revisão e o início e o fim de vigência.

Art. 6º Fica revogada a Resolução nº 675, de 18 de dezembro de 2003.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor em 1º de janeiro de 2021.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO I
QUADRO - RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 903, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2020.

Módulo	Submódulo	Nome Submódulo	Tipo do Documento do Submódulo	Aprovação do documento
1. Relacionamento com Agentes	1.1	Elaboração e manutenção do Manual de Procedimentos da Operação	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	1.2	Glossário dos Procedimentos de Rede	Procedimental	ANEEL
	1.3	Identificação e tratamento das não conformidades	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
2. Critérios e Requisitos	2.1	Definição das redes do Sistema Interligado Nacional	Definição	ANEEL
	2.2	Definição das instalações estratégicas	Definição	ANEEL
	2.3	Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	Critérios	ANEEL
			Metodologia	ANEEL
	2.4	Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	Critérios	ANEEL
	2.5	Critérios para operação	Critérios	ANEEL
	2.6	Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos	Requisitos	ANEEL
	2.7	Requisitos mínimos para linhas de transmissão	Requisitos	ANEEL
	2.8	Requisitos mínimos para elos em corrente contínua	Requisitos	ANEEL
	2.9	Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	Requisitos	ANEEL
	2.10	Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	Requisitos	ANEEL
	2.11	Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção	Requisitos	ANEEL
	2.12	Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação	Requisitos	ANEEL
	2.13	Requisitos mínimos para Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores	Requisitos	ANEEL
2.14	Requisitos mínimos para Sistemas de Medição para Faturamento	Requisitos	ANEEL	
2.15	Requisitos mínimos para telecomunicações	Requisitos	ANEEL	
2.16	Requisitos operacionais para centros de operação e instalações da Rede de Operação	Requisitos	ANEEL	
3. Planejamento da Operação	3.1	Planejamento da operação elétrica de médio prazo	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	3.2	Modernização de instalações	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	3.3	Planejamento da operação energética de médio prazo	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	3.4	Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	3.5	Consolidação da previsão de carga para planejamento da operação eletroenergética	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	3.6	Estimativa do Montante Financeiro com Encargos de Serviços de Sistema	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
3.7	Planejamento anual de prevenção de cheias	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
3.8	Atualização de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos	Responsabilidades	ANEEL	
		Procedimental	ANEEL	
3.9	Validação de dados e modelos de componentes para estudos elétricos	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
3.10	Estudos para segurança operacional elétrica	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
3.11	Análise técnica dos serviços anulares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento integral	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
3.12	Estudos de curto-circuito	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
4. Programação da Operação	4.1	Planejamento da operação elétrica com horizonte mensal	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	4.2	Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	4.3	Programação mensal da operação energética	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	4.4	Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
4.5	Programação diária da operação	Responsabilidades	ANEEL	
		Procedimental	ANEEL	
4.6	Análise e tratamento dos dados hidroenergéticos e previsão e geração de cenários de vazões	Responsabilidades	ANEEL	
		Procedimental	ANEEL	
4.7	Atualização de informações sobre restrições hidráulicas dos aproveitamentos hidroelétricos	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
4.8	Acompanhamento e previsão meteorológica e climática	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	



5. Operação do Sistema	5.1	Operação do sistema e das instalações da Rede de Operação	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	5.2	Execução de intervenções	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	5.3	Controle da geração	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	5.4	Controle da transmissão	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	5.5	Operação hidráulica de reservatórios	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	5.6	Operação em contingência	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	5.7	Gerenciamento da carga	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	5.8	Recomposição da Rede de Operação	Responsabilidades	ANEEL
		Operacional	ONS	
5.9	Manutenção dos serviços de telecomunicações que atendem à operação do SIN	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
5.10	Operação teleassistida das instalações da Rede de Operação	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
5.11	Cadastro de Informações Operacionais	MPO	ONS	
5.12	Instruções de Operação	MPO	ONS	
5.13	Rotinas Operacionais	MPO	ONS	
5.14	Ajustamentos Operativos	MPO	ONS	
5.15	Regulamentos Internacionais	MPO	ONS	
6. Avaliação da Operação	6.1	Elaboração dos informes e boletins da Operação	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	6.2	Análise da operação, ocorrências e perturbações e acompanhamento das providências	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	6.3	Análise de perturbação	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	6.4	Análise de falhas em equipamentos e linhas de transmissão	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	6.5	Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	6.6	Apuração dos serviços ancilares	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	6.7	Apuração de indisponibilidade, restrição da capacidade operativa e sobrecarga nas instalações de transmissão da Rede Básica e das Interligações Internacionais	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	6.8	Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	6.9	Acompanhamento da manutenção de equipamentos e linhas de transmissão	Responsabilidades	ANEEL
		Procedimental	ANEEL	
6.10	Avaliação do desempenho dos serviços de telecomunicações que atendem à operação do SIN	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
6.11	Manutenção e avaliação dos sistemas de supervisão e controle	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
6.12	Análise estatística de desligamentos forçados e do desempenho dos sistemas de proteção	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
6.13	Diagnóstico dos sistemas de proteção e controle	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
6.14	Monitoramento dos Esquemas Regionais de Alívio de Carga	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
6.15	Gerenciamento da qualidade da energia elétrica da Rede Básica	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
6.16	Manutenção do Sistema de Medição para Faturamento	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
6.17	Coleta de dados de medição para faturamento	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
7. Integração de Instalações	7.1	Acesso às instalações de transmissão	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	7.2	Classificação da modalidade de operação de usinas	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	7.3	Verificação da conformidade das instalações de transmissão aos requisitos	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	7.4	Estudos pré-operacionais de integração de instalações da Rede de Operação	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	7.5	Implantação de Sistemas Especiais de Proteção	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	7.6	Implantação das proteções de caráter sistêmico	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
	7.7	Avaliação de enchimento de reservatório e emissão de declaração para integração de reservatório	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	7.8	Avaliação do impacto do acesso ou integração à Rede Básica de instalações que contenham elementos não lineares ou especiais	Responsabilidades	ANEEL
			Operacional	ONS
7.9	Implantação dos serviços de supervisão e controle para a operação	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
7.10	Implantação e análise do sistema de registro de perturbações	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
7.11	Implantação do Sistema de Medição para Faturamento	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
7.12	Implantação dos serviços de telecomunicações para atendimento às necessidades do Sistema Interligado Nacional	Responsabilidades	ANEEL	
		Operacional	ONS	
7.13	Emissão de declaração de atendimento aos Procedimentos de Rede para instalações de geração	Responsabilidades	ANEEL	
		Procedimental	ANEEL	
7.14	Emissão de declaração de atendimento aos Procedimentos de Rede para instalações de distribuição, autoprodutor com carga maior que geração, consumidor livre e agente de exportação ou importação de energia	Responsabilidades	ANEEL	
		Procedimental	ANEEL	
7.15	Emissão de Termo de Liberação para instalações de transmissão	Responsabilidades	ANEEL	
		Procedimental	ANEEL	
7.16	Conexão à Transmissão e Inspeções e Ensaio nas Instalações de Conexão	Responsabilidades	ANEEL	
		Procedimental	ANEEL	
8. Administração de Contratos	8.1	Administração dos Contratos	Responsabilidades	ANEEL
			Procedimental	ANEEL
	8.2	Disponibilização de dados para cálculo tarifário	Responsabilidades	ANEEL
		Operacional	ONS	
8.3	Apuração de serviços e encargos da transmissão e encargos setoriais	Responsabilidades	ANEEL	
		Procedimental	ANEEL	
9. Indicadores	9.1	Indicadores de confiabilidade da Rede Básica	Indicadores	ANEEL
	9.2	Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração	Indicadores	ANEEL
	9.3	Indicadores de desempenho dos sistemas de proteção	Indicadores	ANEEL
	9.4	Indicadores de desempenho das programações eletroenergéticas, de manutenção e de intervenção	Indicadores	ANEEL
	9.5	Indicadores de atendimento às recomendações	Indicadores	ANEEL
	9.6	Indicadores de desempenho dos sistemas de supervisão e controle e dos serviços de telecomunicações	Indicadores	ANEEL
	9.7	Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica	Indicadores	ANEEL



RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 906, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2020

Aprova o Módulo 4 - Prestação dos Serviços das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, a revisão do Módulo 1 - Glossário das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998, na Lei nº 13.726, de 8 de outubro de 2018, no Decreto nº 10.139 de 28 de novembro de 2019, no que consta do Processo nº 48500.004611/2020-74, resolve:

Art. 1º Incluir, o Módulo 4 - Prestação dos Serviços das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, anexado a essa resolução, nos Anexos da Resolução Normativa nº 905, de 2020.

Art. 2º Aprovar a revisão do Módulo 1 - Glossário das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

DA CONSOLIDAÇÃO DAS REGRAS DE TRANSMISSÃO

Art. 3º Ficam revogadas:

- I - a Resolução nº 513, de 16 de setembro de 2002;
- II - a Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005;
- III - a Resolução Normativa nº 669, de 14 de julho de 2015;
- IV - a Resolução Normativa nº 729, de 28 de junho de 2016;
- V - a Resolução Normativa nº 782, de 19 de setembro de 2017;
- VI - a Resolução Normativa nº 853, de 13 de agosto de 2019.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor no dia 1º de janeiro de 2021.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica

Revisão	Motivo da Revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Período de vigência
0	Primeira versão aprovada (após realização da CP XXX/20XX)	Resolução Normativa nº XXX/20XX	A partir de XX/XX/20XX
1	Complemento do glossário com a consolidação do Módulo 4 (após realização da CP XXX/20XX)	Resolução Normativa nº XXX/20XX	A partir de XX/XX/20XX

MÓDULO 1 - GLOSSÁRIO
SEÇÃO 1.0 - INTRODUÇÃO 3

- 1 OBJETIVO 3
- 2 ABRANGÊNCIA 3
- 3 CONTEÚDO 3
- 4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO 3
- 5 REFERÊNCIAS 3
- 6 ANEXOS 3

SEÇÃO 1.1 - GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DAS REGRAS DE TRANSMISSÃO

- 1 OBJETIVO 4
- 2 ASPECTOS GERAIS 4
- 3 GLOSSÁRIO 4
- 4 REFERÊNCIAS 16
- 5 ANEXOS 17

SEÇÃO 1.0 - INTRODUÇÃO

1 OBJETIVO
1.1 Apresentar glossário com as definições de termos empregados na regulamentação do setor de transmissão de energia elétrica.

2 ABRANGÊNCIA

2.1 Os termos e as respectivas definições colocadas neste módulo se aplicam a todos os documentos que compõem as Regras de Transmissão.

3 CONTEÚDO

3.1 O módulo é composto de duas seções:

- a) Seção 3.0 - INTRODUÇÃO;
- b) Seção 3.1 - GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DAS REGRAS DE TRANSMISSÃO;

4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

4.1 A presente versão complementa o documento anterior com as definições trazidas na consolidação do Módulo 4.

5 REFERÊNCIAS

5.1 Não há referências nesta seção.

6 ANEXOS

6.1 Não há anexos nesta seção.

SEÇÃO 1.1 - GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DAS REGRAS DE TRANSMISSÃO

1 OBJETIVO

1.1 Estabelecer as definições de siglas, termos e expressões utilizados nas Regras de Transmissão.

2 ASPECTOS GERAIS

2.1 O Glossário de Termos Técnicos das Regras de Transmissão é um documento para consulta dos usuários das Regras de Transmissão. Ele apresenta a lista de siglas, termos e expressões que são utilizados nos módulos das Regras de Transmissão, com as suas respectivas definições, de maneira a uniformizar os entendimentos e dirimir dúvidas e ambiguidades.

3 GLOSSÁRIO

3.1A Tabela a seguir apresenta os termos, siglas, expressões e suas respectivas definições, bem como os módulos em que se encontram nas Regras de Transmissão.

Tabela 1 - Glossário das Regras de Transmissão

Termo	Sigla	Definição	Módulos
ACESSANTE	----	DISTRIBUIDORA, GERADOR, autorizada de importação e/ou exportação de energia elétrica, bem como o CONSUMIDOR LIVRE.	3, 4
AMPLIAÇÃO	----	Implantação de novas INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, incluindo linhas de transmissão e subestações, determinadas pelo poder concedente, resultantes de uma nova concessão de transmissão.	3, 4

Atraso na Entrada em Operação	---	Período de indisponibilidade compreendido entre a zero hora do dia seguinte ao estabelecido para entrada em operação comercial de uma nova Função Transmissão (FT) e o início de sua operação comercial.	4
CAPACIDADE OPERATIVA	----	Capacidade de transmissão de energia elétrica de uma FT em condições de operação normal e de emergência.	3, 4
Capacidade Operativa de CR	----	Corresponde ao valor nominal da corrente estabelecida no projeto de um equipamento de controle de reativo (CR).	4
CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO	----	Capacidade de transmissão de energia elétrica de uma FT em condição de operação de emergência.	4
Capacidade Operativa de Curta Duração de LT	----	Valor da corrente que uma linha de transmissão (LT) pode transportar em condições de emergência, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR 5422:1985.	4
Capacidade Operativa de Curta Duração de TR	----	Corresponde ao ciclo de carregamento de um transformador de potência (TR) em condições de emergência de longa duração, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR5356-7:2017.	4
CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO	----	Capacidade de transmissão de energia elétrica de uma FT em condição de operação normal.	4
Capacidade Operativa de Longa Duração de LT	----	Valor especificado em projeto, para a corrente de uma linha de transmissão (LT) em condições normais de operação, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR 5422:1985.	4
Capacidade Operativa de Longa Duração de TR	----	Corresponde ao ciclo de carregamento de um transformador de potência (TR) em condições normais de operação, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR5356-7:2017.	4
Capacidade Operativa Sazonal de LT	----	Valor especificado em projeto, para a corrente de uma linha de transmissão (LT) nas condições de operação verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite.	4
Condição de emergência	----	Aquela decorrente do desligamento de uma Função Transmissão (FT) por motivo de contingência no sistema.	4
CONSUMIDOR LIVRE	----	CONSUMIDOR atendido em qualquer tensão, que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas na legislação.	3
CONTRATO DE COMPARTILHAMENTO DE INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	CCI	Contrato que estabelece os procedimentos técnico-operacionais e responsabilidades comerciais e civis para regular o compartilhamento de instalações entre TRANSMISSORAS.	3
CONTRATO DE CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	CCT	Contrato celebrado entre o ACESSANTE e a TRANSMISSORA estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos, bem como as condições comerciais, nos pontos de conexão.	3, 4
CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO	CPST	Contrato a ser celebrado entre o ONS e as TRANSMISSORAS, que estabelece os termos e as condições para prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica aos usuários, por uma concessionária detentora de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO pertencentes à REDE BÁSICA, sob administração e coordenação do ONS.	3,4
CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	CUST	Contrato celebrado entre o ACESSANTE e o ONS, estabelecendo as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das instalações de transmissão, integrantes da REDE BÁSICA incluindo a prestação de serviços de transmissão, sob supervisão do ONS, assim como a de serviços de coordenação e controle da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, pelo ONS.	3
DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	DIT	INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO destinadas ao uso exclusivo ou compartilhado de ACESSANTES, não classificadas como Rede Básica, e definidas segundo critérios estabelecidos no art. 4º da REN nº 67, de 2004.	3, 4
Desligamento Programado	----	indisponibilidade de FT, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede.	4
DISTRIBUIDORA	----	Concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, e empresa designada para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos da legislação.	3



Duração Equivalente da Indisponibilidade na FT - Conversora	----	Ponderação da Duração Real da Indisponibilidade na FT - Conversora pela redução da capacidade de transmissão de potência decorrente da Indisponibilidade na FT - Conversora.	4	MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO	MCPSE	Manual elaborado pela ANEEL com objetivo de padronizar os procedimentos de controle patrimonial adotados no setor elétrico.	3
Duração Real da Indisponibilidade na FT - Conversora	----	Tempo entre o início e o término de uma Indisponibilidade na FT - Conversora.	4	MELHORIA	----	É a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO existentes, ou a adequação destas instalações, visando preservar a prestação de serviço adequado de transmissão de energia elétrica, conforme disposto na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro.	3, 4
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA	EPE	Instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o Planejamento do Setor Energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.	3	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	MME	Órgão do Poder Executivo responsável pelos assuntos de geologia, recursos minerais e energéticos, regime hidrológico e fonte de energia hidráulica, mineração e metalurgia, indústria do petróleo e de energia elétrica, inclusive nuclear.	3
Família de FT	---	Conjunto de FT, que apresenta homogeneidade nos indicadores característicos de desempenho e que cumpre função análoga no sistema elétrico, conforme identificado no Anexo I da Seção 4.3 do Módulo 4 das Regras de Transmissão.	4	OPERAÇÃO COMERCIAL COM PENDÊNCIAS	----	Operação de uma FT ou GRUPO DE FT integrado ao SIN sem PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS e com PENDÊNCIAS NÃO IMPEDITIVAS PRÓPRIAS.	3
Fator Limitante	----	condição que impede uma Função Transmissão (FT) de garantir plenamente as capacidades operativas estabelecidas nos termos das Regras de Transmissão.	4	OPERAÇÃO COMERCIAL DEFINITIVA	----	Operação de uma FT ou GRUPO DE FT integrado ao SIN sem pendências.	3
FUNÇÃO TRANSMISSÃO	FT	Conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme disposto no Anexo I da Seção 4.1 do Módulo 4 das Regras de Transmissão.	3, 4	OPERAÇÃO EM TESTE	----	Período no qual uma FT ou Grupo de FT é energizado para que o ONS e a TRANSMISSORA verifiquem o seu comportamento para operação integrada ao SIN;	3
GERADOR	----	Titular de outorga ou registro de geração de energia elétrica nos termos da legislação.	3	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO	ONS	Agente, instituído pela Lei nº 9.648, de 1998, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004, responsável pela coordenação e controle da operação de geração e da transmissão de energia elétrica do SIN.	3, 4
GRUPO DE FT	----	Conjunto de FUNÇÕES TRANSMISSÃO - FT definido no contrato de concessão ou ato autorizativo, cuja entrada em operação comercial deve ocorrer na mesma data.	3	Outras Indisponibilidades na FT - Conversora	----	Indisponibilidades na FT - Conversora que não podem ser classificadas nem como Indisponibilidade Programada na FT - Conversora e nem como Indisponibilidade de Urgência na FT - Conversora.	4
Horas Equivalentes	----	Somatório, em horas decimais, da Duração Equivalente das Indisponibilidades na FT Conversora ocorridas em um período.	4	Outros Desligamentos	----	Quaisquer indisponibilidades de FT não considerada como Desligamento Programado.	4
IMPORTADOR E/OU EXPORTADOR DE ENERGIA	----	Titular de autorização federal para importar/exportar energia elétrica, nos termos da legislação.	3	Padrão de Frequência de Outros Desligamentos	----	Número máximo admissível de Outros Desligamentos de uma FT, no período contínuo móvel de 12 (doze) meses, conforme estabelecido no Anexo I da Seção 4.3 do Módulo 4 das Regras de Transmissão.	4
Indisponibilidade de Urgência na FT - Conversora	----	Indisponibilidade na FT - Conversora solicitada em regime de urgência e aprovada pelo ONS, em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede;	4	Pagamento Base	PB	Parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP), associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma Função Transmissão (FT).	4
Indisponibilidade na FT - Conversora	----	Condição interna à FT - Conversora em que haja redução da capacidade de transmissão de potência ou impossibilidade de utilização de seus equipamentos para manobra ou operação.	4	PARCELA VARIÁVEL	PV	Parcela a ser deduzida do PAGAMENTO BASE (PB) de uma FT devido à diminuição da qualidade do serviço prestado por essa FT.	4
Indisponibilidade Programada na FT - Conversora	----	Indisponibilidade na FT - Conversora solicitada antecipadamente e aprovada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede.	4	Parcela Variável de FT - Conversora	PVC	Parcela a ser deduzida do Pagamento Base (PB) de uma FT - Conversora devido a Indisponibilidades na FT - Conversora.	4
INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	----	Instalações para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, abrangidas pelas Resoluções nº 166 e 167, de 2000, acrescidas das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO autorizadas por resolução específica da ANEEL, aquelas integrantes de concessões de serviço público de transmissão outorgadas desde 31 de maio de 2000 e, ainda, as INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO que tenham sido cedidas, doadas ou transferidas a TRANSMISSORA.	3, 4	Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação	PVA	Parcela a ser deduzida do PB de uma FT devido a Atraso na Entrada em Operação da FT.	4
INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS A INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	II	INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO destinadas a interligações internacionais, definida segundo critérios estabelecidos em regulamento específico.		Parcela Variável por Indisponibilidade	PVI	Parcela a ser deduzida do PB de uma FT por Desligamento Programado ou Outros Desligamentos.	4
Intervenção de Urgência	----	Intervenção solicitada com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário do desligamento, ou com antecedência entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário do desligamento e sem que seja possível ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS programar as condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN).	4	Parcela Variável por Restrição Operativa	PVRO	parcela a ser deduzida do PB de uma FT por redução da capacidade operativa da FT.	4
				PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE CARÁTER SISTÊMICO	PCS	Restrições sistêmicas identificadas pelo ONS que impossibilitam a operação integrada ao SIN de uma FT ou GRUPO DE FT.	3, 4
				PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE TERCEIROS	PIT	Pendências de TRANSMISSORAS, DISTRIBUIDORAS, GERADORES, consumidores ou importadores/exportadores apontados como terceiros que impossibilitam a operação integrada de uma FT ou GRUPO DE FT ao SIN.	3, 4
				PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS PRÓPRIAS	PIP	Pendências próprias que impossibilitam a operação integrada de uma FT ou GRUPO DE FT ao SIN.	3



PENDÊNCIAS NÃO IMPEDITIVAS PRÓPRIAS	PNP	Pendências próprias que não impossibilitam a operação integrada de uma FT ou GRUPO DE FT ao SIN, mas impossibilitam a entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL DEFINITIVA.	3
Período Noturno	----	intervalo de tempo entre o horário do crepúsculo e do amanhecer, conforme disposto nos Procedimentos de Rede.	4
Período Preferencial de Manutenção	----	Janela temporal preferencial para a realização de manutenções preventivas, dentro do período de baixa utilização da FT - Conversora, previamente definida pelo ONS para cada ano civil.	4
PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS	PAR	Documento elaborado anualmente pelo ONS, com a participação dos agentes associados, que apresenta as ampliações, as melhorias e os reforços nas INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO do SIN, necessários para preservar ou atingir o adequado desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso aos agentes, no seu horizonte de análise.	3
PLANO DE MODERNIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES	PMI	Documento elaborado pelo ONS que relaciona intervenções classificadas como melhorias a serem implementadas em instalações sob responsabilidade de TRANSMISSORAS, e intervenções classificadas como melhorias ou reforços a serem implementadas em instalações sob responsabilidade de DISTRIBUIDORA ou GERADOR.	3, 4
PROCEDIMENTOS DE REDE	----	Documentos de caráter normativo que estabelecem os requisitos técnicos necessários para a operação, das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle do SIN.	3, 4
PROGRAMA MENSAL DE INTERVENÇÃO	----	Planejamento de intervenções, de periodicidade mensal, em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO a fim de garantir a integridade dos equipamentos e de minimizar os riscos para o sistema.	4
RECEITA ANUAL PERMITIDA	RAP	Receita anual a que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.	3, 4
REDE BÁSICA	RB	INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO do Sistema Interligado Nacional - SIN, sob concessão das TRANSMISSORAS, definida segundo critérios estabelecidos no art. 3º da REN nº 67, de 2004.	3, 4
REFORÇO	----	Conforme definido na Seção 3.1 do Módulo 3, é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do SIN, de vida útil ou para conexão de ACESSANTE.	3, 4
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	SIN	Conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente, conforme regulamentação aplicável.	3, 4
TERMO DE LIBERAÇÃO	TL	Documento emitido pelo ONS que autoriza a entrada em operação em teste, em operação comercial ou o recebimento de receita para FUNÇÕES TRANSMISSÃO - FT IMPLANTADAS PELAS TRANSMISSORAS.	3, 4
TERMO DE LIBERAÇÃO COM PENDÊNCIAS	TLP	Documento que autoriza, a partir da data especificada, a OPERAÇÃO COMERCIAL COM PENDÊNCIAS das FT ou GRUPO DE FT discriminados.	3
TERMO DE LIBERAÇÃO DEFINITIVO	TLD	Documento que autoriza, a partir da data especificada, a OPERAÇÃO COMERCIAL DEFINITIVA das FT ou GRUPO DE FT discriminados.	3
TERMO DE LIBERAÇÃO DE RECEITA	TLR	Documento que, a partir da data especificada, dá o direito ao recebimento de parcela de RECEITA ANUAL PERMITIDA - RAP das FT ou GRUPO DE FT discriminados, quando houver PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE TERCEIROS ou PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE CARÁTER SISTÊMICO e não houver PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS PRÓPRIAS.	3

TERMO DE LIBERAÇÃO PARA TESTE	TLT	Documento que autoriza a TRANSMISSORA a executar a OPERAÇÃO EM TESTE das FT ou GRUPO DE FT discriminados;	3
TRANSMISSORA	----	Concessionária de serviço público de transmissão ou equiparada a concessionária de serviço público de transmissão, conforme art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.	3, 4

4 REFERÊNCIAS
 Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992.
 Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.
 Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995.
 Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.
 Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.
 Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.
 Processo SIC nº 48500.003812/2000-67.
 Decreto nº 4.932, de dezembro de 2003, com redação dada pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004.
 Processo SIC nº 48500.001222/2004-04.
 Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004.
 Audiência Pública nº 017/2011, realizada no período de 31 de março de 2011 até 03 de maio de 2011.
 Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.
 Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.
 Processo SIC nº 48500.002258/2017-92.
 5 ANEXOS
 5.1 Não há anexos nesta seção.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
 Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica
 Módulo 4 - Prestação dos Serviços

Revisão	Motivo da Revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Período de vigência
0	Primeira versão aprovada (após realização da AP 064/2020)	Resolução Normativa nº XXX/20XX	A partir de XX/XX/20XX

MÓDULO 4 - Prestação dos Serviços
 SEÇÃO 4.0 - INTRODUÇÃO 4
 1 OBJETIVO 4
 2 ABRANGÊNCIA 4
 3 CONTEÚDO 4
 4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO 5
 5 REFERÊNCIAS 5
 6 ANEXOS 5
 SEÇÃO 4.1 - CAPACIDADE OPERATIVA 6
 1 OBJETIVO 6
 2 ASPECTOS GERAIS 6
 3 CAPACIDADE OPERATIVA DE LINHA DE TRANSMISSÃO (LT) 7
 4 CAPACIDADE OPERATIVA DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (TR) 8
 5 FATORES LIMITANTES 11
 6 CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST) 12
 7 REFERÊNCIAS 13
 8 ANEXOS 14
 SEÇÃO 4.2 - REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO 31
 1 OBJETIVO 31
 2 ASPECTOS GERAIS 31
 3 PLANO DE MANUTENÇÃO 31
 4 MANUTENÇÃO BASEADA NA CONDIÇÃO OU NA CONFIABILIDADE 33
 5 REFERÊNCIAS 33
 6 ANEXOS 34
 SEÇÃO 4.3 - QUALIDADE 43
 1 OBJETIVO 43
 2 ASPECTOS GERAIS 43
 3 APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL 43
 4 CÁLCULO E LIMITES DA PARCELA VARIÁVEL 46
 5 ISENÇÕES NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL 51
 6 CRITÉRIOS ESPECIAIS NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL 55
 7 PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO 57
 8 REFERÊNCIAS 58
 9 ANEXOS 58
 SEÇÃO 4.0 - INTRODUÇÃO
 1 OBJETIVO
 1.1 Estabelecer as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no sistema elétrico brasileiro, no que diz respeito à prestação do serviço.
 2 ABRANGÊNCIA
 2.1 Os dispositivos deste módulo deverão ser observados por todos os prestadores de serviço público de transmissão do sistema elétrico brasileiro.
 3 CONTEÚDO
 3.1 O módulo é composto de quatro seções:
 a) Seção 4.0 - INTRODUÇÃO;
 b) Seção 4.1 - CAPACIDADE OPERATIVA: estabelece os procedimentos para a determinação da CAPACIDADE OPERATIVA das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO integrantes da REDE BÁSICA (RB) e das DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT), componentes do SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN), bem como define as FUNÇÕES TRANSMISSÃO (FT). Adicionalmente, estabelece os procedimentos para determinação de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO do sistema elétrico e as condições e conteúdos que devem ser incluídos nos CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST);
 c) Seção 4.2 - REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO: regulamenta os Requisitos Mínimos de Manutenção e o monitoramento da manutenção de instalações de transmissão de REDE BÁSICA; e
 d) Seção 4.3 - QUALIDADE: estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à CAPACIDADE OPERATIVA das instalações sob responsabilidade de TRANSMISSORAS integrantes da REDE BÁSICA e das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS A INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (II) que se conectam à REDE BÁSICA.
 3.2 Este Módulo e seus Anexos constam dos autos e estarão disponíveis no endereço www.aneel.gov.br/biblioteca.
 4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO
 4.1 A presente versão é a original.
 5 REFERÊNCIAS
 5.1 Não há referências nesta seção.
 6 ANEXOS
 6.1 Não há anexos nesta seção.
 SEÇÃO 4.1 - CAPACIDADE OPERATIVA

1 OBJETIVO

1.1 Estabelecer os procedimentos para a determinação da CAPACIDADE OPERATIVA das instalações de transmissão integrantes da REDE BÁSICA (RB) e das DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT), componentes do SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN), bem como definir as FUNÇÕES TRANSMISSÃO (FT).

1.2 Estabelecer os procedimentos para determinação de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO do sistema elétrico.

1.3 Estabelecer condições e conteúdos que devem ser incluídos nos CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST) celebrados entre as TRANSMISSORAS e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

2 ASPECTOS GERAIS

2.1 As FUNÇÕES TRANSMISSÃO (FT) estão dispostas no Anexo I dessa seção.

2.2 O ONS cumprirá suas atribuições com autonomia para utilizar a CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO e a DE CURTA DURAÇÃO das instalações de transmissão integrantes da REDE BÁSICA, durante o regime normal de operação e em CONDIÇÕES DE EMERGÊNCIA, observadas as limitações impostas nesta Seção.

2.2.1 Essas disposições também deverão ser observadas pelo ONS e pelas TRANSMISSORAS, no que couber, para a operação das linhas de transmissão (LT), dos transformadores de potência (TR) e das instalações de controle de reativo (CR) integrantes das DIT.

2.3 Os dados e procedimentos para uso de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, definidos nesta Seção, deverão compor documentos operativos a serem integrados aos Procedimentos de Rede ou Acordo Operativo do respectivo CONTRATO DE CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO - CCT e serão utilizados, respectivamente, pelo ONS e/ou pela TRANSMISSORA para a coordenação e operação do SIN.

2.3.1 As alterações posteriores na CAPACIDADE OPERATIVA das instalações de transmissão serão contempladas, de imediato, nos documentos operativos.

2.4 A TRANSMISSORA deverá submeter, ao ONS, relatório técnico para justificar a utilização de CAPACIDADES OPERATIVAS inferiores àquelas estabelecidas nesta Seção, disponibilizando-o aos demais agentes participantes do ONS, para manifestação, até 30 (trinta) dias após a data da respectiva entrega.

2.4.1 O ONS emitirá laudo técnico fundamentado sobre o relatório técnico, em até 90 (noventa) dias após o recebimento, disponibilizando-o à ANEEL para fins de auditoria e fiscalização.

2.5 A CAPACIDADE OPERATIVA DE CR será utilizada no âmbito do SIN, para qualquer condição de operação, nos termos da respectiva especificação técnica.

2.6 As linhas de transmissão (LT), chaves seccionadoras (CH), os disjuntores (DJ) e transformadores de corrente (TC), as bobinas de bloqueio, os equipamentos para compensação série e os barramentos e conexões não serão compensados por adicionais financeiros em decorrência de operação que ultrapasse a respectiva capacidade nominal.

2.7 As disposições estabelecidas nesta Seção aplicam-se, no que couber, à CAPACIDADE OPERATIVA das instalações de transmissão dos sistemas isolados, sem prejuízo do disposto nos respectivos Contratos de Concessão.

3 CAPACIDADE OPERATIVA DE LINHA DE TRANSMISSÃO (LT)

3.1 A CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE LT será implementada conforme modelo de cálculo de capacidade de linhas de transmissão de 69 kV até 750 kV, descrito no Anexo II dessa seção.

3.2 A CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO DE LT, admissível durante CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA, será obtida pela multiplicação do valor da CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE LT, pelo fator correspondente à temperatura especificada no projeto para a linha de transmissão, de acordo com a Tabela 1 e Anexo III dessa seção.

Tabela 1 - Fator de correção para CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA.

Fator	Temperatura de Projeto [°C]								
	50	55	60	64	65	70	75	80	90
	1,42	1,33	1,26	1,24	1,23	1,19	1,17	1,15	1,12

3.3 As CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA E DE CURTA DURAÇÃO DE LT poderão ser inferiores às definidas neste Capítulo, observado o disposto no item 2.4 desta Seção, desde que:

- a) a linha de transmissão tenha sido projetada de acordo com norma técnica diversa da ABNT NBR 5422:1985;
- b) exista FATOR LIMITANTE que impeça a utilização da capacidade plena da linha de transmissão; e/ou
- c) a linha de transmissão tenha sido objeto de licitação e o respectivo edital tenha estabelecido CAPACIDADE OPERATIVA da instalação inferior às definidas neste Capítulo.

3.4 O ONS, a partir das metodologias estabelecidas nesta Seção, tendo como base as informações e os dados meteorológicos próprios e das TRANSMISSORAS, deverá determinar as CAPACIDADES OPERATIVAS SAZONAIS DE LT, as quais serão adotadas como valores de referência para a operação das linhas de transmissão.

3.4.1 Os valores das CAPACIDADES OPERATIVAS SAZONAIS DE LT serão incorporados aos documentos operativos dos Procedimentos de Rede, para fins da coordenação e operação do SIN.

3.4.2 As CAPACIDADES OPERATIVAS SAZONAIS DE LT integrantes das DIT deverão estar contempladas no respectivo CCT, conforme a sistemática estabelecida no neste Capítulo.

4 CAPACIDADE OPERATIVA DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (TR)

4.1 A CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE TR será utilizada pelo ONS para as condições normais de operação, conforme a Norma Técnica ABNT NBR vigente quando da fabricação do equipamento.

4.2 A CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO DE TR será utilizada pelo ONS durante contingência decorrente do desligamento prolongado de uma FT, podendo repetir-se, periodicamente, o ciclo de carregamento resultante, até que a referida FT retorne à condição normal de operação.

4.3 O ONS, a partir das informações da TRANSMISSORA e conforme Anexo IV desta seção, deverá estabelecer e incorporar, aos documentos operativos dos Procedimentos de Rede, o método de cálculo, os valores e os procedimentos para aplicação de carga em transformadores de potência integrantes da REDE BÁSICA, em condições normais e em CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA.

4.3.1 A utilização dos TR com carga até a respectiva corrente nominal não dependerá do disposto no item anterior, salvo quando a TRANSMISSORA elaborar justificativa nos termos do item 2.4 desta Seção.

4.3.2 A utilização de TR com carga até 30% acima da respectiva corrente nominal, nas condições estabelecidas para CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO DE TR, deverá obedecer aos requisitos estabelecidos e incorporados aos documentos operativos dos Procedimentos de Rede.

4.3.3 O carregamento de emergência de curta duração de TR, conforme disposto na Norma Técnica ABNT vigente quando da fabricação do equipamento, será utilizado em situações de contingência no SIN como último recurso operativo antes do corte de carga, mediante monitoramento da TRANSMISSORA e acordo com o ONS, contempladas as condições estabelecidas e incorporadas aos documentos operativos dos Procedimentos de Rede.

4.3.4 O disposto no item 4.3 também deverá ser incorporado aos CCT para aplicação de carga em TR integrantes das DIT.

4.4 As CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA E DE CURTA DURAÇÃO DE TR e o carregamento de emergência poderão ter valores inferiores aos definidos neste Capítulo, observado o disposto no Capítulo 2 desta Seção, para situações em que:

- a) o equipamento tenha sido ensaiado e fabricado de acordo com condições diversas das estabelecidas nas Normas Técnicas ABNT NBR 5356:1993 e ABNT NBR 5416:1997;
- b) exista FATOR LIMITANTE que impeça a utilização plena do equipamento; e
- c) as características básicas do óleo e do papel isolantes, identificadas pela manutenção, estejam fora das especificações recomendadas pela Norma Técnica ABNT NBR 5356-7:2017 até que as medidas corretivas sejam implementadas conforme programação ajustada com o ONS.

4.4.1 A eventual declaração ou documentação emitida por fabricante, em divergência com as Normas Técnicas ABNT não exime a TRANSMISSORA da responsabilidade pelo cumprimento das normas técnicas brasileiras.

Adicional Financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em TR

4.5 Os TR poderão ser compensados por adicional financeiro quando operarem acima da potência nominal, correspondente ao último estágio do sistema de resfriamento, de acordo com as condições e procedimentos deste Subcapítulo e atendendo a premissa básica de que se trata de condição excepcional de operação que não altera os critérios praticados para expansão do sistema elétrico.

4.5.1 Os procedimentos para o cálculo do adicional financeiro ao duodécimo da receita anual permitida (RAP) das TRANSMISSORAS, por sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em TR, integrantes ou não da Rede Básica, bem como a determinação dos responsáveis pelo pagamento desse adicional, devem seguir o estabelecido neste subcapítulo.

4.6 Considerar-se-á que existe perda adicional de vida útil em TR, devido à sobrecarga, no período em que a temperatura do ponto mais quente do seu enrolamento for superior àquela que acarreta perda de vida útil equivalente a uma expectativa referencial de quarenta anos, tendo como base a "Teoria de Arrhenius".

4.7 Não será devido adicional financeiro por perda adicional de vida útil em TR nas seguintes condições:

a) quando não ocorrer ultrapassagem da potência nominal correspondente ao último estágio do sistema de resfriamento, independentemente da temperatura atingida nos enrolamentos ou no óleo; e

b) quando a sobrecarga for originada de falha em equipamento da própria TRANSMISSORA, devido a sua ação ou omissão, ou decorrente de atraso de obras de sua responsabilidade.

4.8 Quando for caracterizada condição de carregamento acima da potência nominal em TR integrantes da REDE BÁSICA, passível de adicional financeiro, as TRANSMISSORAS poderão requerer ao ONS esse adicional, em base mensal, calculado conforme a metodologia constante do Anexo IV desta Seção.

4.8.1 O requerimento deverá ser formalizado quando o Fator de Perda de Vida Útil "VS", calculado para o mês completo da(s) ocorrência(s) de sobrecarga, resultar maior que a unidade.

4.8.2 O requerimento deverá ser acompanhado de relatório, com o detalhamento do cálculo do Fator de Carregamento "S" e do adicional financeiro correspondente, utilizando os dados e parâmetros indicados, neste Subcapítulo, para análise e aprovação.

4.8.3 Os dados necessários para o cálculo do carregamento são as correntes de carga do TR, coletadas em intervalos de tempo regulares de quinze minutos, e as temperaturas ambiente em intervalos de, no máximo, uma hora.

4.8.4 Quando não se dispuser dos registros de temperatura ambiente no local de instalação do TR, poderão ser utilizados os registros de temperatura média correspondente ao mês em análise, obtidos da série de dados mais representativa de estação do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET, existente em local mais próximo do transformador em questão.

4.8.5 Para o cálculo do Fator de Carregamento "S" deverão ser utilizados os seguintes parâmetros:

- a) classe térmica de cinquenta e cinco ou sessenta e cinco graus Celsius;
- b) corrente nominal correspondente ao último estágio do sistema de resfriamento;
- c) designação do sistema de resfriamento; e
- d) características resultantes dos ensaios de elevação de temperatura, conforme a seguir:

para os transformadores de potência (TR) fabricados a partir de 17 de setembro de 2002, as TRANSMISSORAS deverão utilizar as características resultantes dos ensaios realizados pelo fabricante ou empresa especializada; e

para os demais transformadores de potência (TR) deverão ser utilizadas, preferencialmente, as características citadas no inciso anterior, ou na inexistência destas, aquelas determinadas conforme Norma Técnica ABNT NBR vigente quando da fabricação do equipamento.

4.8.6 Aprovado o requerimento, o adicional financeiro será incluído na próxima APURAÇÃO MENSAL DE SERVIÇOS E ENCARGOS (AMSE), de acordo com os Procedimentos de Rede.

4.9 O pagamento do adicional financeiro, devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil nos TR integrantes da REDE BÁSICA, não poderá ser repassado aos consumidores, devendo ser considerado como encargo de responsabilidade dos agentes, e será atribuído:

- a) ao(s) usuário(s) identificado(s), quando a condição de operação dos TR em sobrecarga for originada por demandas acima dos valores contratados, em conformidade com os Procedimentos de Rede;
- b) ao agente quando a sobrecarga for decorrente de sua ação ou omissão; e
- c) a todos os usuários da REDE BÁSICA, na proporção direta do uso contratado ao sistema de transmissão, quando a condição de operação em sobrecarga não for atribuível a agente do setor.

4.10 As TRANSMISSORAS proprietárias de TR não integrantes da REDE BÁSICA poderão requerer adicional financeiro aos usuários conectados aos equipamentos em sobrecarga, conforme as condições e os critérios estabelecidos no item 4.8, devendo o requerimento ser encaminhado ao(s) usuário(s) responsável(is) pela sobrecarga para os procedimentos de análise e liquidação do referido adicional.

4.10.1 Os critérios e os procedimentos de análise e liquidação deverão ser estabelecidos nos CCT.

4.10.2 O pagamento do adicional financeiro não poderá ser repassado aos consumidores, devendo ser considerado como encargo de responsabilidade dos usuários, sendo o rateio entre eles realizado conforme a proporção de uso dos TR acima dos valores da demanda contratada.

4.11 Os dados de carregamento dos TR serão disponibilizados ao usuário em tempo real, quando por ele solicitado, que arcará com o ônus pela implementação do sistema necessário.

4.12 A aprovação do requerimento de adicional financeiro e o respectivo pagamento somente serão efetivados se obedecidas as seguintes condições:

- a) para os TR integrantes da REDE BÁSICA: desde que as TRANSMISSORAS tenham declarado antecipadamente ao ONS os parâmetros de cada transformador, necessários ao cálculo da sobrecarga, e eventuais FATORES LIMITANTES e restrições operativas relevantes que possam ser consideradas para estabelecer uma condição operativa segura; e
- b) para os TR não integrantes da REDE BÁSICA: desde que as partes envolvidas tenham celebrado o termo aditivo aos CCT, contendo as informações indicadas na alínea a), bem como os procedimentos para análise e liquidação do adicional financeiro.

5 FATORES LIMITANTES

5.1 Os FATORES LIMITANTES das CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA e DE CURTA DURAÇÃO das instalações de transmissão podem ocorrer nas seguintes situações:

- a) superação da capacidade nominal dos equipamentos complementares de linha de transmissão, transformador de potência e equipamento de controle de reativo;
- b) interferências na faixa de servidão da linha de transmissão, tais como: obstáculos e/ou particularidades do terreno, que provoquem a redução da sua distância mínima de segurança;
- c) deficiência no estado normal de operação, com a consequente redução das CAPACIDADES OPERATIVAS de transformadores de potência, pelos motivos expostos no Capítulo 4 desta Seção.

5.2 Os FATORES LIMITANTES DAS CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA e DE CURTA DURAÇÃO das instalações de transmissão tornam-se ativos quando sua existência provocar aumento no custo de operação ou de expansão do SIN, ou, ainda, quando restringir o uso pleno da CAPACIDADE OPERATIVA declarada de uma FT.

5.2.1 Na hipótese da existência de FATORES LIMITANTES ativos, a TRANSMISSORA deverá submeter ao ONS proposta técnica contemplando a forma mais econômica para os eliminar, comparando-a com outros tipos de solução que possam ser utilizados.



5.2.2 Quando a TRANSMISSORA submeter proposta de eliminação de FATOR LIMITANTE ativo, o ONS emitirá laudo técnico fundamentado, disponibilizando-o à ANEEL para auditoria e fiscalização das instalações.

5.2.3 O ONS proporá, em documento específico, para situações que provoquem aumento de custo, as adequações a serem implementadas pela TRANSMISSORA para eliminação de FATORES LIMITANTES ativos em instalações de transmissão de interesse sistêmico, indicando o prazo necessário, após consulta à respectiva TRANSMISSORA.

5.2.4 Durante o prazo de implementação das adequações ou substituições, os FATORES LIMITANTES ativos serão considerados como restrição operativa temporária, acarretando a correspondente redução da CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO e/ou da DE CURTA DURAÇÃO das instalações afetadas.

5.2.5 Quando a eliminação de FATORES LIMITANTES for considerada pelo ONS como inviável técnica ou economicamente, a CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO e/ou a DE CURTA DURAÇÃO das instalações afetadas será permanentemente reduzida, sem prejuízo para a TRANSMISSORA.

6 CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST)

6.1 O ONS celebrará CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST) com as TRANSMISSORAS, devendo contemplar, dentre outras condições e informações:

a) administração e coordenação, pelo ONS, da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das TRANSMISSORAS aos ACESSANTES da REDE BÁSICA;

b) autorização ao ONS para representar as TRANSMISSORAS na celebração dos CONTRATOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (CUST), bem como administrar a cobrança e a liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão e a execução das garantias, por conta e ordem das TRANSMISSORAS;

c) as condições técnicas dos serviços a serem prestados;

d) os regulamentos operativos a serem observados;

e) receita anual, estabelecida pela ANEEL, referente às instalações de transmissão disponibilizadas ao ONS;

f) a sujeição aos procedimentos de rede;

g) os aspectos de qualidade e confiabilidade dos serviços;

h) a sujeição a novos procedimentos de caráter geral estabelecidos em resolução da ANEEL;

i) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA DURAÇÃO DE LT;

j) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE CURTA DURAÇÃO DE LT;

k) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA DURAÇÃO DE TR;

l) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE CURTA DURAÇÃO DE TR;

m) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE CR;

n) os FATORES LIMITANTES; e

o) as FUNÇÕES TRANSMISSÃO e respectivos PAGAMENTOS BASE (PB).

6.1.1 As alterações posteriores na CAPACIDADE OPERATIVA ou no PAGAMENTO BASE das FUNÇÕES TRANSMISSÃO serão incorporadas ao CPST ou CCT após cada reajuste tarifário da TRANSMISSORA.

7 REFERÊNCIAS

§§ 1º e 2º, art. 6º, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Arts. 3º, inciso I, e 15, § 6º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Arts. 3º, incisos I e II, e 4º, incisos VII e XVI, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

Art. 9º, parágrafo único, da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

Arts. 6º, §§ 2º e 3º, e 7º, incisos IV e V, do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

Art. 12, § 1º da Resolução nº 247, de 13 de agosto de 1999.

Resoluções nº 166 e 167, ambas de 31 de maio de 2000.

Processo SIC nº 48500.000610/1999-21.

Processo SIC nº 48500.002105/2004-78.

Nota Técnica nº 038/2005-SRT/ANEEL, de 14 de novembro de 2005.

Audiência Pública nº 046, de 24 de fevereiro de 2005.

ABNT NBR 5422:1985, de 28 de fevereiro de 1985.

ABNT NBR 5356-7:2017, de 1º de agosto de 2017.

Processo SIC nº 48500.001701/2000-25.

Audiência Pública nº 010, de 18 de dezembro de 2000.

8 ANEXOS

8.1 ANEXO I - FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT).

8.2 ANEXO II - Cálculo da Capacidade Operativa de Longa Duração de Linhas Aéreas de Transmissão

8.3 ANEXO III - Metodologia para Definição do Limite de Carregamento de Linhas de Transmissão em Regime de Curta Duração

8.4 ANEXO IV - Critérios básicos para o cálculo do fator de carregamento

ANEXO I - FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT)

FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT)	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
LINHA DE TRANSMISSÃO (LT)	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT, Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TRANSFORMAÇÃO (TR)	Transformador de potência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CONTROLE DE REATIVO (CR)	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
CONVERSORA (CV)	Conversoras e transformadores das conversoras	Equipamentos de conexão, filtros CC e CA, reatores de alisamento, eletrodos de terra, linha dos eletrodos de terra, sistemas de controle, controle mestre, equipamentos reserva, equipamentos de interligação de barra em vão contendo apenas equipamentos da função conversora e demais equipamentos associados aos equipamentos principais.

MÓDULO (MG)	GERAL	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.
	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	

ANEXO II - CÁLCULO DA CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

1.1. Apresenta-se a seguir o modelo para cálculo da capacidade operativa de longa duração de linhas aéreas de transmissão, cujos critérios estão baseados nas recomendações do WG 22-12 do CIGRÉ, publicado na Revista ELECTRA número 144 de Outubro de 1992.

1.2. O modelo desenvolvido utiliza a equação clássica do equilíbrio térmico, onde todo o calor recebido (ganho) é igual ao calor perdido (perda).

1.3. Entende-se como Ampacidade de uma Linha de Transmissão com condutores aéreos, a sua capacidade de carregamento em períodos de longa duração, com os condutores submetidos às condições geo-ambientais específicas.

1.4. Considerando a obrigatoriedade da utilização de valores normalizados, os valores de Ta, V e RS (ver definições abaixo) deverão ser definidos de acordo com o item 5.2.2 da ABNT NBR 5422:1985.

1.5. Os termos usados nas equações do modelo, descritas adiante, estão definidos nas legendas abaixo.

Tabela 2 - Definições de termos usados nas equações do modelo

Pc	Perda de calor por convecção (W/m)
Pr	Perda de calor por radiação (W/m)
Qs	Ganho de calor por aquecimento solar (W/m)
Qc	Ganho de calor por efeito Joule (W/m)
RTC	Resistência elétrica (AC ou DC) do condutor na temperatura Tc (/m)
aAC	Coefficiente de variação da Resistência DC por unidade de Grau Celsius
aDC	Coefficiente de variação da Resistência AC por unidade de Grau Celsius
V	Velocidade do vento (m/s)
Ta	Temperatura ambiente (°C)
Tc	Temperatura de projeto (°C)
RS	Radiação global (W/m²)
IAC	Corrente de projeto em CA (ampacidade) (A)
IDC	Corrente de projeto em DC (ampacidade) (A)
RDC	Resistência elétrica do condutor em DC a 20°C(/m)
RAC	Resistência elétrica do condutor em AC a 20°C(m)
D	Diâmetro do cabo (m)
e	Diâmetro dos fios de alumínio da camada externa (m)
e	Coefficiente de emissividade do condutor
as	Coefficiente de absorção do condutor
RR	Rugosidade do cabo
Tf	Média entre as temperaturas do condutor e do ar (°C)
If	Condutividade térmica do ar na temperatura Tf (W/m.K)
nf	Viscosidade cinemática do ar na temperatura Tf (m²/s)
Re	Número de Reynolds
Nu	Número de Nusselts
Gr	Número de Grashof
Npra	Número de Prandl
DRA	Densidade Relativa do Ar
H	Altura média da LT (m)
d	Ângulo de incidência (ataque) do vento (°)
G	Aceleração da gravidade (9,81 m/s²)

1. Equação de equilíbrio térmico no condutor:

1.1. A partir da equação de equilíbrio térmico, tem-se:

$$Q_j + Q_s = P_c + P_r$$

$$Q_j = P_c + P_r - Q_s$$

2. Cálculo de Qj :

2.1. Os ganhos de calor por efeito Joule (Qj) podem ser calculados a partir dos valores de Resistência fornecidos pelos fabricantes de condutores, a partir das equações seguintes:

$$Q_j = I_{CA}^2 \cdot R_{TCAC}$$

$$R_{TCAC} = R_{AC} \cdot [1 + \alpha_{AC} \cdot (T_c - 20)]$$

onde:

RTCAC: Resistência do Condutor (AC) para a temperatura de projeto (TC)

2.2. Caso se disponha apenas de valores de Resistência e Coeficiente de Variação para corrente contínua, a expressão pode ser reescrita como:

$$Q_j = I_{DC}^2 \cdot R_{TCDC}$$

$$R_{TCDC} = R_{DC} \cdot [1 + \alpha_{DC} \cdot (T_c - 20)]$$

2.3. Neste caso, deve-se proceder à conversão da Corrente em DC para Corrente em AC, conforme descrito no item 6 deste anexo.

3. Cálculo de Pc:

3.1. A perda de calor por convecção pode ser determinada através das equações seguintes:

$$P_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_c - T_a) \cdot Nu$$

$$\lambda_f = 2,42 \cdot 10^{-2} + 7,2 \cdot 10^{-5} \cdot T_f$$

$$T_f = \frac{T_c + T_a}{2}$$



3.1 Número de Nusselts para Convecção Forçada ($v > 0,5$ m/s)

3.1.1.O Número de Nusselts (Nu) é calculado em função de dois coeficientes, de acordo com a Eq.9:

$$Nu = B_2 * Re^{m_2} * H$$

onde:

Re: é o número de Reynolds.

3.1.2.O número de Reynolds pode ser calculado pela Eq.10:

$$Re = \frac{D * V * DR_A}{\nu_f}$$

onde:

$$DR_A = e^{-1.16 * 10^{-4} * H}$$

e ν_f é a viscosidade cinemática, determinada pela Eq.12:

$$\nu_f = 1,32 * 10^{-5} + 9,5 * 10^{-8} * T_f$$

3.1.3. Os coeficientes B2 e m2, usados na Eq.9, são obtidos a partir da tabela a seguir:

Tabela 3 - Coeficientes B2 e m2

Faixa de Rugosidade	Faixa de Re	B2	m2
0,05 < RR < 0,718	100 < Re < 2650	0,641	0,471
RR < 0,05	2650 < Re < 50 000	0,178	0,633
0,05 < RR < 0,718	2650 < Re < 50 000	0,048	0,800

3.1.4.Para que se possa utilizar a tabela, a rugosidade (RR) é calculada em função do diâmetro do cabo e do diâmetro do tento de alumínio:

$$RR = \frac{d}{2 * (D - 2 * d)}$$

3.1.5.O número de Nusselts (Eq.9) é calculado para um ângulo de incidência do vento sobre o eixo da LT igual a 90°. Caso se tenha valores medidos do ângulo de incidência do vento diferentes de 90°, o Número de Nusselts deve ser corrigido pela expressão:

$$Nu_{\delta} = Nu_{\delta=90} * (A_1 + B_2 * (\sin \delta)^{m_1})$$

onde:

para 0°. ≤ δ ≤ 24°. |
A₁ = 0,42, B₂ = 0,68 e m₁ = 1,08

para 24°. < δ ≤ 90°. |
A₁ = 0,42, B₂ = 0,58 e m₁ = 0,90

3.2.Número de Nusselts para Convecção natural ($v = 0$)

3.2.1.No caso de se considerar convecção natural, o Número de Nusselts passa a ser calculado em função dos Números de Prandtl e Grashof:

$$N_{PRA} = 0,715 - 2,5 * 10^{-4} * T_f$$

$$Gr = \frac{D^3 * (T_c - T_a) * g}{(T_f + 273) * \nu_f^2}$$

3.2.2.Definidos estes números, o Número de Nusselts é calculado pela Eq.17:

$$NU = A_2 * (Gr^{n_1} * N_{PRA})^{m_2}$$

3.2.3.Os valores de A2 e m2 são obtidos pelas tabelas a seguir:

Tabela 4 - Valores de A2 e m2

Gr * NPRA		A2	m2
De	Até		
100	10000	0,850	0,188
10000	1000000	0,480	0,250

3.3.Número de Nusselts para Convecção mista - a baixas velocidades do vento ($V < 0,5$ m/s)

3.3.1.Para velocidades de vento entre 0 m/s e 0,5 m/s, o valor de Pc deve ser o maior que for calculado por um dos três processos a seguir:

a)Fixa-se um ângulo de incidência igual a 45°, e calcula-se Pc conforme Eq. 6 e 14;

b)Calcula-se o valor de Pc com a Eq.6 e com NU = 0,55 * NU90;

c)Usa-se a Eq.6 com NU calculado pela Eq.17.

4.Cálculo de Pr :

4.1.Para o cálculo da perda de calor por radiação, utiliza-se a seguinte equação:

$$P_r = \sigma * \epsilon * \pi * D * ((T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4)$$

onde:

s = 5,67 x 10⁻⁸ (constante de Stefan-Boltzmann)

4.2.O valor de e varia entre 0,27 para cabos novos e 0,95 para cabos envelhecidos em ambiente industrial. O valor sugerido pelo CIGRÉ é de 0,50.

5.Cálculo de Qs:

5.1.Para calcular o ganho de calor por aquecimento, deve-se utilizar o valor da radiação incidente global na altura da LT, obtido através de medição. Este valor já engloba todas as possíveis correções, e resulta em correção zero para a altitude da LT. Caso não se tenham valores medidos, deverá ser utilizado o valor de 1000W/m2 conforme previsto no item 5.2.2 da ABNT NBR 5422:1985. A equação para o cálculo do ganho de calor por aquecimento devido à radiação solar é:

$$Q_s = \alpha_s * D * I_{gH}$$

5.2.O valor de as varia entre 0,27 para cabos novos e 0,95 para cabos envelhecidos em ambiente industrial. O valor sugerido pelo CIGRÉ é de 0,50.

6.Conversão do valor da Corrente em DC para Corrente em AC

6.1.No caso de se utilizar valores de Resistência e Coeficiente de Variação para corrente contínua, para o cálculo dos ganhos de calor por efeito Joule (Qj), conforme descrito no item 2 anterior, deve-se proceder à conversão da Corrente em DC para Corrente em AC. Este procedimento é feito conforme o tipo de condutor, conforme descrição abaixo:

6.1 Para condutores com 3 camadas de tentos de alumínio:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{\sqrt{1,0123 + 2,36 * 10^{-5} * I_{DC}}}$$

6.2.Para condutores com 1 ou 2 camadas de tentos de alumínio calcula-se:

$$Ik = \frac{I_{DC}}{A}$$

Se $Ik \leq 0,742$:

$$I_{AC} = I_{DC}$$

Se $0,742 \leq Ik \leq 2,486$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{[1 + 0,02(25,62 - 133,9/k + 288,8/k^2 - 334,5/k^3 + 226,5/k^4 - 89,73/k^5 + 19,31/k^6 - 1,744/k^7)]^{1/2}}$$

Se $2,486 \leq Ik \leq 3,908$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{[1 + 0,02(2,978 - 22,02/k + 24,87/k^2 - 11,64/k^3 + 2,973/k^4 - 0,4135/k^5 + 0,02445/k^6)]^{1/2}}$$

Se $Ik > 3,908$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{(1,1)^{1/2}}$$

7.Ampacidade

7.1.Finalmente, tendo sido calculados os valores de Pc, Pr e Ps, bem como o valor de RTc, obtém-se a ampacidade a partir da Eq.26:

$$I_{AC} = \sqrt{\frac{Q_c + Q_R - Q_S}{R_{TCAC}}}$$

ANEXO III METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DO LIMITE DE CARREGAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO EM REGIME DE CURTA DURAÇÃO

1.Conceituação de Emergência

1.1.A definição de operação em emergência encontra-se no item 3.5 da ABNT NBR 5422:1985: "situação em que a linha transporta corrente acima do valor nominal do projeto, durante período de tempo considerados curtos em relação ao período anual de operação".

1.2.As condições de emergência são conceituadas no item 10.4 da ABNT NBR 5422:1985. Segundo este item, os períodos de emergência devem obedecer aos seguintes critérios:

a)Ter duração inferior a 4 dias, e
b)O somatório das emergências em base anual não deve exceder a 5% do total de horas em regime normal de operação (aproximadamente 432 horas).

2.Delimitação da Condição de Emergência

2.1.O carregamento de linhas de transmissão (LT), na condição de emergência, não deve violar os dispositivos contidos na ABNT NBR 5422:1985. Assim, os condicionantes a serem observados na definição dos limites de carregamento de curta duração são:

a)A corrente em condição de emergência deve ser um valor superior à corrente normal, limitada em sua duração; e
b)As distâncias de segurança especificadas para as condições de emergência devem ser respeitadas durante a operação nestas condições.

3.Temperatura Máxima nos Cabos Condutores

3.1.O carregamento na LT, associado a um conjunto de variáveis meteorológicas, onde predominam a temperatura ambiente, a velocidade e direção do vento e a radiação solar, deve levar os condutores a operarem em uma temperatura estável, desenvolvendo uma determinada flecha e, conseqüentemente, uma distância vertical para o solo ou elementos conflitantes sob os condutores (máquinas agrícolas, pessoas, veículos, etc).

3.2.A temperatura máxima admissível nos cabos condutores está definida na seção 5.2.2 da ABNT NBR 5422:1985.

4.Metodologia

4.1.O projeto de uma LT deve considerar a operação em regimes de curta duração, chamados de "operação em emergência", nos quais se admite uma redução nas distâncias de segurança verticais.

4.2.Esta metodologia define fatores multiplicativos para o cálculo dos valores dos limites de corrente em regimes de operação de curta duração embasados na ABNT NBR 5422:1985.

4.3.Está sendo considerada, para todas as classes de tensão, a menor redução da distância de segurança vertical para o solo admitida na ABNT NBR 5422:1985, para regiões acessíveis apenas a máquinas agrícolas determinada para as LT da classe de 230 kV, (igual a 0,59 m, representativo do pior caso, já que todas as demais são superiores a 1,0 m).

4.4.Este valor está associado a um aumento de temperatura nos cabos condutores e, conseqüentemente, às correntes máximas admissíveis, considerando as condições ambientais determinadas para o regime de longa duração (o que torna ainda mais conservativo o resultado). Este encadeamento é ilustrado na Figura 1, abaixo:



Figura 1 - Metodologia para Determinação da Corrente de Curta Duração (TA = Temperatura Ambiente; V = Velocidade do Vento; RS = Radiação Solar)

4.5. Utilizando-se este modelo, foi determinado o aumento de temperatura associado à redução das distâncias de segurança verticais em 0,59 m, obtendo-se um valor de 16,4 °C superior ao considerado para o projeto da LT. Este valor definiu o valor da corrente a considerar na Operação em Regime de Curta Duração (emergência).

4.6. A partir desta Corrente, determinou-se um fator multiplicativo (fator de sobrecorrente), apresentado de forma generalizada e determinado pela relação entre os dois valores de corrente: o de Curta Duração e o de Longa Duração, obtidos para diversos tipos de cabos condutores e diversas temperaturas de projeto.

4.7. Considerando a necessidade da metodologia abranger todas as LT do sistema elétrico brasileiro e a inexistência de determinações para o estabelecimento das distâncias de segurança para LT de classes de tensão superiores a 230 kV na ABNT NBR 5422:1985, foi efetuada uma análise adicional baseada nos seguintes pontos principais:

a) A ABNT NBR 5422:1985, em seus itens 3.5 - caracterizador do regime de operação em emergência - e 5.2.2.1 - que determina a verificação da ocorrência de temperaturas superiores à de projeto, estabelece a existência de correntes de emergência independentemente da classe de tensão da LT;

b) O National Electrical Safety Code - NESC, em sua edição 2002, extensamente utilizado no projeto de Linhas de Transmissão em nível mundial, permite o uso de distâncias reduzidas de segurança, conforme as tabelas 232-3 e 232-4 do documento NESC;

c) Com base nestas tabelas e dados típicos relativos às classes de tensão superiores a 230 kV, determinaram-se as distâncias de segurança, aplicando-se o modelo apresentado na Figura 1;

4.8. Os valores de redução de distâncias de segurança obtidos através desta metodologia resultaram, para as classes de tensão superiores a 230 kV, em valores superiores ao de 0,59 m proposto, o que torna conservativo o seu uso.

4.9. Considerando, finalmente, que além das distâncias de segurança, nenhum outro fator envolvido no cálculo é função da classe de tensão da LT, pode-se concluir que os fatores multiplicativos (fatores de sobrecorrente) determinados para a operação das LT em regime de Operação de Curta Duração (Emergência) para as LT de classe de tensão até 230 kV, pode ser estendido para todas as classes de tensão de forma conservativa.

5. Conclusão

5.1. Com base nos resultados obtidos, são estabelecidas as seguintes determinações para a operação em Regime de Curta Duração (Emergência):

a) Os limites de carregamento das LT de qualquer classe de tensão entre 69 e 750 kV, para operação em regimes de curta duração, serão dados pelos limites de carregamento obtidos através da metodologia descrita no Anexo II dessa seção em regime normal de operação, multiplicados pelo fator multiplicativo (fator de sobrecorrente), conforme a Temperatura de Projeto (Temperatura do Conductor) utilizada para o projeto da LT, de acordo com a tabela a seguir:

Tabela 5 - Fator de correção para condição de emergência

Fator	Temperatura de Projeto (Graus Celsius)								
	50	55	60	64	65	70	75	80	90
	1,42	1,33	1,26	1,24	1,23	1,19	1,17	1,15	1,12

b) Estes fatores independem da bitola dos condutores utilizados ou do seu tipo (AAC, ACSR ou ACAR);

c) Os valores de fatores multiplicativos acima definidos devem ser considerados como valores mínimos, independentemente de qualquer outra condição de projeto ou operação.

ANEXO IV - CRITÉRIOS BÁSICOS PARA O CÁLCULO DO FATOR DE CARREGAMENTO

1. Geral

1.1. Este Anexo apresenta os critérios básicos para o cálculo do Fator de Carregamento "S" necessário ao estabelecimento de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil e aumento do risco de falha em transformadores.

2. Fator de Carregamento "S"

2.1. Este fator é suportado pelo modelo simplificado de reação química baseado na teoria desenvolvida por Arrhenius, conforme disposto na Norma Técnica ABNT NBR 5416:1997. O fator "S" resulta da média ponderada do produto dos fatores "Vs" (perda de vida útil do transformador) e "Vf" (aumento do risco de falha) pelos intervalos de tempo em que o ciclo de carga de interesse foi estratificado, dentro do mês da ocorrência de sobrecarga.

Isto é:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n V_{si} \cdot V_{fi} \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} \text{ [pu]}$$

onde:

S: fator de carregamento;

V_{si}: fator multiplicador associado à perda de vida útil, em cada um dos intervalos de tempo -t_i no qual o período do ciclo de carga foi estratificado;

V_{fi}: fator multiplicador associado ao risco adicional de falha, em cada um dos intervalos de tempo -t_i no qual o período do ciclo de carga foi estratificado;

-t_i: intervalo de tempo, de 15 minutos, no qual o período do ciclo de carga foi estratificado; e

n: número de intervalos de tempo -t_i, no período de um mês em que houve ocorrência de carregamento do transformador acima da sua potência nominal.

2.1 Fator Multiplicador "Vs"

2.1.1. O fator multiplicador "Vs" é determinado, em um intervalo do ciclo de carga, pela relação entre a perda de vida útil da isolamento do transformador na condição de carga atual e a perda de vida útil normal para uma expectativa de vida de 40 anos. As perdas de vida são calculadas conforme a "teoria de Arrhenius". Este fator, com característica exponencial, é dependente da temperatura absoluta (Kelvin) do ponto mais quente do enrolamento e das constantes A e B associadas à expectativa de vida da isolamento de celulose.

Isto é:

Perda de Vida Útil Normal (Expectativa de Vida de 40 anos):

$$PV_{40} = \frac{\Delta t_i}{24 \cdot 365 \cdot 40} \cdot 100\%$$

Perda de Vida Útil em um Intervalo do Ciclo de Carga:

$$PV_S = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta_{en}}+A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100\%$$

dividindo-se (Eq. 3) por (Eq. 2) resulta:

$$V_s = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta_{en}}+A\right)} \cdot 24 \cdot 365 \cdot 40 = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta_{en}}+A\right)} \cdot 350400 \text{ [pu]}$$

onde:

V_s: fator multiplicador associado à perda de vida útil;

A: constante da curva de expectativa de vida da isolamento de papel para transformador de classe 55°C: A=-14,133 pu;

para transformador de classe 65°C: A=-13,391 pu;

B: constante da curva de expectativa de vida da isolamento de papel B=6972.15; e

-e: temperatura (°C) do ponto mais quente do enrolamento do transformador no intervalo de tempo do ciclo de carga.

2.2. Fator Multiplicador "Vf"

2.2.1. O fator multiplicador "Vf", associado ao aumento do risco de falha de um transformador operando em sobrecarga, é derivado da análise de confiabilidade do transformador. A taxa de falha em sobrecarga é estimada a partir da taxa de falha típica, corrigida com o fator multiplicador de sobrecarga "V_{fs}" obtido a partir da "teoria de Arrhenius".

Isto é:

Taxa de Falha de Transformador em um Período de Tempo

$$F = 100 \cdot \left(1 - e^{-\Delta T \cdot \text{TXf} \cdot \left(1 - \frac{\text{TXf}}{100}\right)}\right) \text{ [%]}$$

onde:

F: taxa de falha (%/ano) do transformador no período -T considerado;

-T: período de tempo (ano) de expectativa referencial de vida útil; e

TXf: taxa de falha (%/ano) típica de transformador de potência do Sistema Elétrico Brasileiro.

2.2.2. Assim, é considerado o período de -T (ano) para a expectativa referencial de vida útil de um transformador e a taxa de falha em condição de sobrecarga proporcional ao fator multiplicador de sobrecarga "V_{fs}", para a determinação do fator multiplicador "Vf". O valor deste fator, em base mensal, representa a média ponderada dos valores de "Vf", determinados em cada intervalo de tempo do ciclo de carga.

Isto é:

$$V_f = \frac{1 - e^{-\Delta T \cdot V_{fs} \cdot \ln\left(1 - \frac{\text{TXf}}{100}\right)}}{1 - e^{-\Delta T \cdot \ln\left(1 - \frac{\text{TXf}}{100}\right)}} \text{ [pu]}$$

onde:

V_{fs}: fator multiplicador associado à perda de vida útil (relacionada àquela com a temperatura limite do ponto mais quente do enrolamento);

-T: período de tempo (ano) de expectativa referencial de vida útil; e

TXf: taxa de falha (%/ano) típica de transformador de potência do Sistema Elétrico Brasileiro.

2.2.3. O fator multiplicador V_{fs} é determinado, em um intervalo de tempo do ciclo de carga, pela relação entre a perda de vida da isolamento do transformador na condição de carga atual e a perda de vida verificada na condição de carga com temperatura limite do ponto mais quente do enrolamento.

Isto é:

Perda de Vida na Temperatura Limite:

$$PVI\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta_{en}}+A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100\%$$

Perda de Vida em um Intervalo do Ciclo de Carga:

$$PVS\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta_{en}}+A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100\%$$

2.2.4. sendo as temperaturas absolutas limite e em carga dadas, respectivamente, por:

$$T_{en} = 273 + \theta_{en} [K]$$

$$T_{es} = 273 + \theta_{es} [K]$$

2.2.5. Dividindo-se (Eq. 8) por (Eq. 7) e introduzindo (Eq. 9) e (Eq. 10) resulta:

$$V_{fs} = 10^{\left(\frac{B}{T_{en}} - \frac{B}{T_{es}}\right)}$$

onde:

B: constante da curva de expectativa de vida da isolamento de papel B=6972.15;

-e_n: temperatura (°C) limite do ponto mais quente do enrolamento, conforme

a seguir:

para transformador de classe 55°C: -e_n = 40+55+10=105°C

para transformador de classe 65°C: -e_n = 40+65+15=120°C; e

-e_s: temperatura (°C) do ponto mais quente do enrolamento do transformador no intervalo de tempo do ciclo de carga.

1.1. Adicional Financeiro por Sobrecarga

Quando houver um carregamento acima da potência nominal de um transformador, calcula-se o fator "Vs" para cada ciclo de carga dentro do mês em que foi constatada a sobrecarga. Se o fator "Vs" mensal resultante for maior que a unidade, procede-se o cálculo do correspondente Fator de Carregamento "S". Este fator será multiplicado pelo PAGAMENTO BASE (PB), resultando um valor de Receita Parcial do equipamento no mês, que, diminuído do PAGAMENTO BASE, resultará no adicional financeiro a ser creditado à TRANSMISSORA proprietária do equipamento.

Isto é:

$$\text{Adicional Financeiro} = S \cdot PB - PB = PB \cdot (S - 1)$$

onde:

S: fator de carregamento resultante no período de um mês; e

PB: PAGAMENTO BASE correspondente ao transformador em sobrecarga.

2.3. Valores Referenciais para uso deste Anexo:

a) A taxa de falha típica de transformador do Sistema Elétrico Brasileiro operando sob condições normais, sem sobrecarga, corresponde ao valor TXf = 1,73%/ano, conforme Relatório Técnico do GCOI "RT.SCM.CDE.026 - Análise Estatística de Desempenho de Transformadores - 1998"; e

b) A expectativa referencial de vida útil de transformadores -T é de 40 (quarenta) anos, conforme Resolução ANEEL nº 044, de 17 de março de 1999.

SEÇÃO 4.2 - REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO

1 OBJETIVO

1.1. Regulamentar os Requisitos Mínimos de Manutenção e o monitoramento da manutenção de instalações de transmissão de REDE BÁSICA.



2 ASPECTOS GERAIS

2.1 Ficam estabelecidos os Requisitos Mínimos de Manutenção das instalações de transmissão de REDE BÁSICA, conforme Anexo I.

2.1.1A observância dos Requisitos Mínimos de Manutenção não exime a TRANSMISSORA da responsabilidade pela qualidade da manutenção das instalações de transmissão ou de eventual responsabilização em caso de sinistro de equipamentos.

2.2A TRANSMISSORA deverá manter o histórico dos laudos técnicos e das grandezas físicas monitoradas e o registro dos resultados de comissionamento, inspeções, ensaios, medições e manutenções executadas em equipamentos e linhas de transmissão durante todo o período da concessão.

2.2.1Os registros devem conter, no mínimo, a descrição das atividades realizadas, os resultados obtidos, os eventuais problemas encontrados, os reparos realizados, o tempo de execução da manutenção e as informações funcionais da equipe que realizou os trabalhos.

2.2.2Os laudos técnicos e resultados deverão ser disponibilizados para a ANEEL por meio de acesso remoto, através de link que permita acessos simultâneos de servidores devidamente cadastrados.

2.2.3A TRANSMISSORA deverá disponibilizar para a ANEEL documento explicativo sobre o sistema no qual os relatórios e laudos estarão registrados, informando a forma de acesso, passo-a-passo, nome, telefones e endereço eletrônico do responsável pelas informações e por sanar dúvidas, assim como os dados necessários para registro e liberação de acesso remoto aos sistemas.

2.3A presente Seção será avaliada após 23 de junho de 2021.

3 PLANO DE MANUTENÇÃO

3.1As TRANSMISSORAS de energia elétrica deverão manter atualizado o plano de manutenção das instalações de transmissão sob sua responsabilidade, contendo as periodicidades e as atividades de manutenção, estabelecidas com base nas especificações dos equipamentos, nas normas técnicas, nas boas práticas de engenharia e nos conhecimentos específicos adquiridos pelas TRANSMISSORAS na manutenção dos equipamentos.

3.1.1O plano de manutenção deve conter, além das atividades de manutenção, os critérios adotados para a definição do momento da execução da manutenção, tais como, tempo, índice de desempenho e grandezas monitoradas.

3.1.2As atividades de manutenções preditivas e preventivas definidas nos planos de manutenção das TRANSMISSORAS não poderão ser inferiores às atividades mínimas estabelecidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção.

3.1.3As periodicidades das manutenções preditivas e preventivas definidas nos planos de manutenção das TRANSMISSORAS não poderão ser superiores às periodicidades estabelecidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção.

3.2As TRANSMISSORAS deverão realizar as atividades de manutenção preditiva e preventiva observando seus planos de manutenção e respeitando as atividades mínimas, periodicidades máximas e tolerâncias estabelecidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção.

3.2.1Serão consideradas atendidas as atividades estabelecidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção quando substituídas por atividades de manutenção preditiva ou preventiva tecnicamente equivalentes, desde que a substituição esteja respaldada em Laudo Técnico assinado por engenheiro de manutenção qualificado e habilitado e pelo Responsável Técnico da empresa perante o CREA.

3.2.2Serão consideradas atendidas no prazo as atividades realizadas dentro das tolerâncias definidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção, as quais já consideram eventuais reprogramações de intervenções por interesse sistêmico.

3.3A TRANSMISSORA deverá disponibilizar o plano de manutenção de suas instalações de transmissão de REDE BÁSICA para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, por meio do sistema de acompanhamento da manutenção do ONS.

3.3.1Os planos de manutenção deverão ser atualizados no sistema de acompanhamento da manutenção, anualmente, entre o primeiro dia do mês de agosto e o último dia do mês de novembro.

3.3.2Os planos de manutenção serão validados automaticamente pelo sistema de acompanhamento da manutenção e somente serão aceitos quando em conformidade com os Requisitos Mínimos de Manutenção.

3.3.3As manutenções decorrentes de manutenções preditivas ou preventivas previamente cadastradas no sistema de acompanhamento da manutenção poderão ser acrescentadas ao plano de manutenção da TRANSMISSORA desde que informadas no sistema de acompanhamento da manutenção em até 30 dias contados do término da manutenção preditiva ou preventiva originária.

3.4O ONS deverá verificar sistematicamente, por meio de registros, a execução dos planos de manutenção das instalações de transmissão de REDE BÁSICA, alertando às TRANSMISSORAS e à ANEEL sobre os desvios observados.

3.4.1Anualmente, o ONS encaminhará para a ANEEL, até o nonagésimo dia do ano corrente, relatório de acompanhamento da manutenção do ano anterior, destacando os indicadores de execução dos planos de manutenção por TRANSMISSORA.

3.4.2O banco de dados referente ao sistema de acompanhamento da manutenção deverá ser disponibilizado para a ANEEL por meio de acesso remoto, através de link que permita acessos simultâneos de servidores devidamente cadastrados.

4 MANUTENÇÃO BASEADA NA CONDIÇÃO OU NA CONFIABILIDADE

4.1Quando da adoção de técnicas de manutenção baseadas na condição ou na confiabilidade, a TRANSMISSORA deverá:

a) disponibilizar no sistema de acompanhamento da manutenção um plano de manutenção baseado no tempo, respeitando os Requisitos Mínimos de Manutenção;

b) executar atividades de manutenção preditiva com frequência igual ou superior à estabelecida nos Requisitos Mínimos de Manutenção; e

c) informar no sistema de acompanhamento da manutenção o registro de identificação do Laudo Técnico que justifique, com base nas técnicas de manutenção adotadas, a postergação da manutenção preventiva, caso ela não seja realizada até o período definido nos Requisitos Mínimo de Manutenção.

4.1.1O Laudo Técnico deverá conter as referências técnicas, os dados e as informações utilizados, os históricos de grandezas físicas utilizadas, as respectivas curvas de tendência e o detalhamento da análise da condição do equipamento que justifiquem a postergação da manutenção preventiva baseada no tempo.

4.1.2O Laudo Técnico deverá ser assinado por engenheiro de manutenção qualificado e habilitado e pelo Responsável Técnico da empresa perante o CREA.

5 REFERÊNCIAS

Arts. 6º, 29 e 31 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Art. 34 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Arts. 2º e 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Incisos IV, XIV, XV e XVI do art.4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

Processo SIC nº 48500.006738/2013-07.

6 ANEXOS

6.1 ANEXO I - REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO.

ANEXO I - REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO

1.Requisitos Mínimos de Manutenção

1.1.Os Requisitos Mínimos de Manutenção definem as atividades mínimas de manutenção preditiva e preventiva e suas periodicidades para transformadores de potência e autotransformadores, reatores de potência, banco de capacitores paralelos, disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores para instrumentos, para-raios, linhas de transmissão e para chaves de alta velocidade, medidores de tensão e corrente, filtros e válvulas de instalações de transmissão em Corrente Contínua em Alta Tensão (CCAT).

1.2.As atividades e periodicidades de manutenção para outros equipamentos, inclusive para os sistemas de proteção e serviços auxiliares, apesar de não constarem nos Requisitos Mínimos de Manutenção, devem estar especificadas nos planos de manutenção das TRANSMISSORAS.

1.3.As atividades estabelecidas neste documento não constituem o conjunto completo de atividades necessárias à manutenção dos equipamentos e linhas de transmissão, mas o mínimo aceitável do ponto de vista regulatório. Assim, cabe à TRANSMISSORA estabelecer seu plano de manutenção, com base nas normas técnicas, nos manuais dos fabricantes, nas boas práticas de engenharia e nos conhecimentos

específicos adquiridos pelas TRANSMISSORAS na manutenção dos equipamentos, a fim de garantir a prestação do serviço adequado e a conservação das instalações sob sua concessão.

1.4.A partir dos resultados das manutenções preditivas e preventivas a TRANSMISSORA deve programar as manutenções decorrentes ou monitorar as anomalias verificadas.

1.5.As manutenções preventivas só poderão ser realizadas em intervalos superiores aos estabelecidos neste plano quando forem adotadas técnicas de manutenção baseadas na condição ou na confiabilidade. Neste caso, deverá ser apresentado Laudo Técnico que aponte a condição do equipamento que justifique a postergação da manutenção preventiva baseada no tempo.

2.Manutenção Preditiva

2.1.As atividades mínimas de manutenção preditiva em subestações consistem em:

a) Inspeções Termográficas nos equipamentos e em suas conexões;

b) Ensaios do Óleo Isolante dos equipamentos.

2.2.As inspeções termográficas em subestações devem ser realizadas, no mínimo, a cada seis meses, devendo ser avaliados todos os equipamentos de alta tensão da subestação e não apenas as conexões.

2.3.Para os ensaios do óleo isolante, como envolvem equipamentos específicos, os critérios e periodicidades estão definidos no item referente aos equipamentos.

2.4.As inspeções visuais devem ser realizadas regularmente visando verificar o estado geral de conservação da subestação, incluindo a limpeza dos equipamentos, a qualidade da iluminação do pátio e a adequação dos itens de segurança (por exemplo, extintores e sinalização). Durante as inspeções visuais devem ser verificados, entre outras coisas, a existência de vazamentos de óleo, gás ou água nos equipamentos e de ferrugem e corrosão em equipamentos e estruturas metálicas, a existência de vibração e ruídos anormais, o nível de óleo, gás e água dos principais equipamentos e o estado de conservação dos armários e canaletas e as condições dos aterramentos.

2.5.A partir de 6 de julho de 2020, as TRANSMISSORAS devem verificar localmente o estado de conservação das instalações de transmissão teleassistidas, sem assistência local, em periodicidade mínima mensal.

3.Transformadores de Potência e Autotransformadores

3.1.As atividades mínimas de manutenção em transformadores e autotransformadores consistem em:

a) Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante;

b) Ensaio físico-químico do óleo isolante;

c) Manutenção preventiva periódica.

3.2.A análise dos gases dissolvidos e o ensaio físico-químico do óleo isolante devem ser realizados conforme as normas técnicas específicas e com a periodicidade definida na Tabela 6.

3.3.A manutenção preventiva periódica de transformadores deve ser repetida em período igual ou inferior a 72 meses, com a realização, no mínimo, das seguintes atividades:

Inspeção do estado geral de conservação: limpeza, pintura e corrosão nas partes metálicas;

Verificação da existência de vazamentos de óleo isolante;

Verificação da existência de vazamentos de gás;

Verificação do estado de conservação das vedações dos painéis;

Verificação do aterramento do tanque principal;

Verificação do funcionamento dos circuitos do relé de gás, do relé de fluxo e da válvula de alívio de pressão do tanque principal;

Verificação do estado de saturação do material secante utilizado na preservação do óleo isolante;

Verificação do adequado funcionamento das bolsas e membranas do conservador;

Verificação dos indicadores de nível do óleo isolante e dos indicadores de temperatura;

Verificação do funcionamento dos ventiladores e bombas do sistema de resfriamento;

Verificação da comutação sob carga na função manual e automática;

Verificação do nível do óleo do compartimento do comutador;

Inspeção da caixa de acionamento motorizado do comutador;

Ensaios de fator de potência e de capacitância das buchas com derivação

capacitiva.

3.4.Em função das manutenções preditivas e preventivas realizadas e do número de comutação (em transformadores com comutador em carga) deve ser avaliada a necessidade de realização das seguintes atividades na manutenção preventiva periódica:

Inspeção interna do comutador;

Verificação do estado das conexões elétricas do comutador e do sistema de isolamento;

Verificação do desgaste dos contatos elétricos e troca dos componentes desgastados;

Ensaios de relação de transformação nos pontos de comutação central e extremos;

Verificação do estado do óleo isolante dos comutadores (quando aplicável);

Verificação do mecanismo de acionamento do comutador;

Ensaios de fator de potência, de resistência de isolamento e de resistência

ôhmica dos enrolamentos.

3.5.A Tabela 6 resume as atividades mínimas e periodicidades para a manutenção de transformadores de potência e autotransformadores.

Tabela 6 - Resumo manutenção de transformadores de potência e autotransformadores

Atividade	Periodicidade máxima (meses)
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio físico-químico do óleo isolante	24
Manutenção preventiva periódica	72

4.Reatores de Potência

4.1.As atividades mínimas de manutenção em reatores consistem em:

a) Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante;

b) Ensaio físico-químico do óleo isolante;

c) Manutenção preventiva periódica.

4.2.A análise dos gases dissolvidos e o ensaio físico-químico do óleo isolante devem ser realizados conforme as normas técnicas específicas e com a periodicidade definida na Tabela 7.

4.3.A manutenção preventiva periódica de reatores deve ser repetida em período igual ou inferior a 72 meses, com a realização, no mínimo, das seguintes atividades:

Inspeção do estado geral de conservação: limpeza, pintura e corrosão nas partes metálicas;

Verificação da existência de vazamentos de óleo isolante;

Verificação do estado de conservação das vedações dos painéis;

Verificação do aterramento do tanque principal;

Verificação do funcionamento dos circuitos do relé gás, do relé de fluxo e da válvula de alívio de pressão do tanque principal;

Verificação do estado de saturação do material secante utilizado na preservação do óleo isolante;

Verificação do adequado funcionamento das bolsas e membranas do conservador;

Verificação dos indicadores de nível do óleo isolante e dos indicadores de temperatura;

Verificação do funcionamento dos ventiladores e bombas do sistema de resfriamento;



Ensaios de fator de potência e de capacitância das buchas com derivação capacitiva.

4.4.Em função das manutenções preditivas e preventivas realizadas deve ser avaliada a necessidade de realização dos ensaios de fator de potência, de resistência de isolamento e de resistência ôhmica dos enrolamentos.

4.5.A Tabela 7 resume as atividades mínimas e periodicidades para a manutenção de reatores.

Tabela 7 - Resumo manutenção de reatores

Atividade	Periodicidade máxima (meses)
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio físico-químico do óleo isolante	24
Manutenção preventiva periódica	72

5.Banco de Capacitores Paralelos e Filtros

5.1.As manutenções preventivas de bancos de capacitores paralelos devem ser realizadas, no mínimo, a cada 36 meses e as de filtros, no mínimo, a cada 48 meses, quando devem ser realizadas as seguintes atividades:

Inspeção do estado geral de conservação: limpeza, pintura e incrustações;
Inspeção geral das conexões e verificação da existência de vazamentos e deformações;

Medição da capacitância;
Medição da resistência;
Reaperto de conexões e substituição de componentes, quando necessário.

6.Disjuntores e Chaves de Alta Velocidade

6.1.As manutenções preventivas periódicas de disjuntores e de chaves de alta velocidade devem ser realizadas, no mínimo, a cada 72 meses e consistem nas seguintes atividades mínimas de manutenção:

Verificação geral na pintura, estado das porcelanas e corrosão;
Inspeção geral das conexões;
Remoção de indícios de ferrugem;
Lubrificação, onde aplicável;
Verificações do sistema de acionamento e acessórios;
Verificação do funcionamento de densímetros, pressostatos e manostatos;
Verificações do circuito de comando e sinalizações e dos níveis de alarmes;
Verificação de vazamento em circuitos hidráulicos e amortecedores;
Verificação de vazamentos de gás ou óleo;
Execução de ensaios de resistência de contatos do circuito principal;
Execução de ensaios nas buchas condensativas com tap capacitivo;
Medição dos tempos de operação: abertura e fechamento;
Verificação das bobinas e sistema antibombeamento;
Teste do comando local e a distância e acionamento do relé de discordância

de polos;

Verificação do tanque de ar e do óleo do compressor;
Ensaios de fator de potência e capacitância dos capacitores de equalização, quando for o caso;

Ensaios de capacitância e indutância dos equipamentos do circuito ressonante, quando for o caso.

6.2.No caso de disjuntores GVO, além das atividades do item 6.1:

Ensaio de rigidez dielétrica do óleo.

Ensaio de resistência de isolamento no circuito principal.

6.3.No caso de disjuntores a PVO, além das atividades do item 6.1:

Ensaios de fator de potência ou de resistência de isolamento do disjuntor.

6.4.No caso de disjuntores a ar comprimido, além das atividades do item

6.1:

Verificação dos reservatórios de ar comprimido;
Ensaios nos reservatórios de ar comprimido, quando necessário.

6.5.No caso de disjuntores a SF6, além das atividades do item 6.1:

Reposição de gás SF6.

6.6.A partir dos resultados das manutenções preditivas, preventivas e do número de operações dos disjuntores, deve ser avaliada a necessidade de abertura da câmara de extinção e da substituição de contatos, vedações, rolamentos, buchas, molas, gatilhos, amortecedores e componentes elétricos do painel.

7.Chaves Seccionadoras, Transformadores para Instrumento, Para-Raios e Medidores em CCAT

7.1.As manutenções preventivas periódicas de chaves seccionadoras, transformadores para instrumento, para-raios e medidores de tensão e corrente em CCAT devem ser realizadas no mínimo a cada 72 meses, preferencialmente coincidindo com a manutenção preventiva do equipamento principal da FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT) a qual estes equipamentos estão associados, buscando o aproveitamento dos desligamentos e uma maior disponibilidade da FT.

7.2.As manutenções em chaves seccionadoras, transformadores para instrumentos, para-raios e medidores de tensão e corrente em CCAT devem ser registradas no sistema de acompanhamento de manutenção do ONS, relacionando estas atividades ao equipamento principal da FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT).

7.3.Para as chaves seccionadoras, as atividades mínimas de manutenção a serem realizadas nas manutenções preventivas periódicas são:

Inspeção geral do estado de conservação;
Verificação da necessidade de limpeza, lubrificação ou substituição dos contatos;

Inspeção dos cabos de baixa tensão e de aterramento;
Inspeção do armário de comando e seus componentes;
Inspeção e limpeza de isoladores, das colunas de suporte e dos flanges dos isoladores;

Lubrificação dos principais rolamentos e articulações das hastes de acoplamento, quando aplicável;

Verificação do funcionamento dos controles locais e da operação manual;
Verificação dos ajustes das chaves de fim de curso;
Verificação de ajustes, alinhamento e simultaneidade de operação das fases;
Verificação da operação da resistência de aquecimento.

7.4. Em função das manutenções preditivas e preventivas realizadas deve ser avaliada a necessidade de realização dos ensaios de medição de resistência de contato.

7.5.No caso de transformadores para instrumento e medidores de tensão e corrente em CCAT, as atividades mínimas de manutenção preventiva consistem em:

Verificações do estado geral de conservação;
Inspeção geral das conexões;
Verificações da limpeza de isoladores;
Verificação da existência de vazamentos de óleo isolante e/ou gás;
Reposição de óleo e/ou gás SF6;
Verificação do estado do material secante utilizado.

7.6.Em função das manutenções preditivas e preventivas realizadas deve ser avaliada a necessidade de realização dos ensaios de resistência de isolamento e de fator de potência.

7.7.Na manutenção preventiva de para-raios devem ser realizadas verificações gerais do estado de conservação das ferragens e da porcelana, dos invólucros, dos miliamperímetros e dispositivo contador de descargas, caso existam.

8.Linhas de Transmissão

8.1.A atividade mínima de manutenção para as linhas de transmissão é a inspeção de rotina, que deve ser realizada, no mínimo, a cada doze meses.

8.2.Nas inspeções de rotina devem ser verificados: o estado geral da linha de transmissão, a situação dos estais, a integridade dos cabos condutores e para-raios, a estabilidade das estruturas, a integridade das cadeias de isoladores, a situação dos acessos às estruturas, a proximidade da vegetação aos cabos, a existência de vegetação que coloque em risco a operação da linha de transmissão em caso de incidência de queimadas e os casos de invasão de faixa de servidão.

8.3.Os cronogramas de inspeções e execução de serviços de limpeza de faixas de servidão devem ser informados em sistema da ANEEL, à critério da fiscalização.

8.4.Nas inspeções de rotina para verificação da proximidade da vegetação aos cabos e da existência de vegetação que coloque em risco a operação da linha de transmissão em caso de incidência de queimadas, a critério a fiscalização, deverá ser utilizado o aplicativo da ANEEL para dispositivos móveis específico para esta finalidade, de modo que sejam registradas evidências fotográficas geoespacializadas que representem nitidamente as situações de todos os vãos das linhas de transmissão. Nos vãos em que forem constatadas necessidades de realização de podas e/ou roçadas, deverão ser registradas novas evidências fotográficas geoespacializadas após a realização dessas atividades.

8.5.A partir da análise do desempenho da linha de transmissão e dos resultados das inspeções regulares de rotina deve ser avaliada a necessidade de inspeções detalhadas das estruturas, inspeções termográficas, inspeções noturnas para observação de centelhamento em isolamentos ou de inspeções específicas para identificação de defeitos (oxidação de grelhas, estado das cadeias, danificação de condutores internos a grampos de suspensão ou espaçadores, degradação dos aterramentos (contrapesos), etc.). Também deve ser avaliada a necessidade de medição da resistência de aterramento em estruturas onde haja suspeita de mau desempenho do sistema de aterramento, de verificação de tração de estais e de manutenção preventiva e corretiva em estruturas, cabos e acessórios.

8.6.Deve ser avaliada a necessidade de realização de inspeções adicionais nas áreas com risco potencial de vandalismo (trechos urbanos com alta concentração demográfica), áreas de implantação industrial (com alta concentração de poluentes) e áreas junto ao litoral.

8.7.As TRANSMISSORAS devem manter cadastro atualizado das linhas de transmissão, contendo as restrições ambientais e as periodicidades de podas e roçadas recomendadas internamente, bem como as dificuldades legais de realização de limpeza de faixa.

9.Válvulas

9.1.A manutenção preventiva periódica de válvulas de instalação de transmissão em CCAT deve ser repetida em período igual ou inferior a 24 meses, com a realização, no mínimo, das seguintes atividades:

Inspeção do estado geral de conservação: limpeza e corrosão nas partes metálicas;

Inspeção da conexão elétrica com o eletrodo;
Verificação dos tiristores e dos circuitos snubbers nos módulos das válvulas;
Verificação dos barramentos de conexão nos módulos das válvulas;
Verificação das conexões e dos tubos do circuito de resfriamento;
Verificação do sistema de detecção de vazamento de água das válvulas;
Inspeção e limpeza dos isoladores, das colunas de suporte e dos flanges dos

isoladores;

Inspeção, limpeza e verificação do adequado funcionamento do sistema de resfriamento das válvulas;

Inspeção, limpeza e verificação do adequado funcionamento do sistema de ventilação das válvulas;

Inspeção, limpeza e verificação do adequado funcionamento do sistema anti-incêndio da sala das válvulas.

9.2.Os ensaios de fator de potência e de capacitância das buchas com derivação capacitiva devem ser realizados, no mínimo, a cada 72 meses.

10.Resumo das Periodicidades de Manutenção

10.1.A Tabela 8 apresenta o resumo das periodicidades e das tolerâncias para a realização das atividades de manutenção, as quais consideram as eventuais reprogramações de intervenções por interesse sistêmico.

Tabela 8 - Resumo das atividades de manutenção

Atividade	Equipamento	Periodicidades máximas (meses)	Tolerância (meses)
Inspeções Termográficas	Equipamentos de Subestações	6	1
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	Transformadores de Potência ou Autotransformadores	6	1
	Reatores de Potência		
Ensaio físico-químico do óleo isolante	Transformadores de Potência ou Autotransformadores	24	4
	Reatores de Potência		
Manutenção Preventiva Periódica	Transformadores de Potência ou Autotransformadores	72	12
	Reatores de Potência		
	Disjuntores		
	Chave Seccionadora		
	Chave de Alta Velocidade		
	Medidores de Tensão e Corrente em CCAT		
Manutenção Periódica	Transformadores para Instrumento		
	Para-raios		
Manutenção Periódica	Banco de Capacitores Paralelos	36	6
Manutenção Periódica	Filtros	48	8
Manutenção Periódica	Válvulas	24	4
Inspeção de Rotina	Linha de Transmissão	12	2

SEÇÃO 4.3 - QUALIDADE

1 OBJETIVO

1.1Estabelecer as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à CAPACIDADE OPERATIVA das instalações sob responsabilidade de TRANSMISSORA integrantes da REDE BÁSICA e das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS A INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (II) que se conectam à REDE BÁSICA.

2 ASPECTOS GERAIS

2.1A qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na CAPACIDADE OPERATIVA das instalações de transmissão.

2.1.1O ONS deverá disponibilizar em seu sítio e encaminhar à ANEEL, até o quinto dia útil do mês de junho de cada ano, relatório técnico contendo os atrasos, as indisponibilidades, as restrições de CAPACIDADE OPERATIVA e os descontos das parcelas variáveis associadas a cada evento, apurados de junho do ano anterior a maio do ano em curso, para as FT integrantes das instalações de transmissão de que tratam esta Seção.

2.1.2O ONS deve encaminhar à ANEEL, até o dia 31 de março de cada ano, a disponibilidade anual das FT - Conversoras apurada no ano civil anterior.

2.1.3Quando o número de OUTROS DESLIGAMENTOS de uma FT ultrapassar o correspondente PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS, conforme estabelecido no Anexo I, apurado no período contínuo de 12 (doze) meses anteriores ao mês de início da apuração, o ONS deverá informá-lo à ANEEL para fins de fiscalização.

2.1.4Não se aplicam os fatores Ko e Kp estabelecidos no Anexo I para as instalações integrantes de concessão decorrente de licitação cujos fatores Ko e Kp estejam estabelecidos nos respectivos editais de licitação, nos contratos de concessão ou em resoluções autorizativas.

2.2A presente Seção, no que diz respeito a FT - Conversora, será objeto de Avaliação de Resultado Regulatório - ARR até 1º de janeiro de 2026.

3 APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

3.1A exceção da INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA, o período da indisponibilidade e o período e a magnitude da restrição da CAPACIDADE OPERATIVA devem ser apurados pelo ONS para cada evento com duração igual ou superior a 1 (um) minuto, sem prejuízo da aplicação de penalidades.



3.1.1 Aplica-se PARCELA VARIÁVEL POR ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO (PVA) a uma FT quando ocorrer ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO da referida FT.

3.1.2 Aplica-se PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE (PVI) a uma FT quando ocorrer DESLIGAMENTO PROGRAMADO ou OUTROS DESLIGAMENTOS da referida FT.

3.1.3 Aplica-se PVI, com os mesmos parâmetros de OUTROS DESLIGAMENTOS, a uma FT assistida remotamente enquanto ela permanecer energizada e houver impossibilidade de utilização de seus equipamentos para manobra ou operação.

3.1.4 Aplica-se PARCELA VARIÁVEL POR RESTRIÇÃO OPERATIVA (PVRO) a uma FT quando houver restrição de CAPACIDADE OPERATIVA da referida FT.

3.1.5 O desconto da parcela variável correspondente a FT constituída por instalações sob responsabilidade de mais de uma concessão deverá ser aplicado à parcela de receita associada às instalações da TRANSMISSORA responsável pelo evento.

FT - Conversora

3.2 As TRANSMISSORAS devem informar ao ONS o início e o término de cada INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA e a redução da capacidade de transmissão de potência dela resultante.

3.2.1 As TRANSMISSORAS devem manter os dados de forma auditável para fins de fiscalização.

3.3 As INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA resultam na aplicação de PARCELA VARIÁVEL DE FT - CONVERSORA (PVC).

3.3.1 Não se aplica PVI ou PVRO em FT - Conversora.

3.4 Para cada INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA, o ONS deve calcular a DURAÇÃO REAL DA INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA e a DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA.

3.4.1 A DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA deve ser calculada da seguinte forma:

$$DEI = \sum_{j=1}^N \left(d_j \cdot \frac{P_j}{P_{nom}} \right)$$

onde:

DEI: DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA;

N: Número de alterações na capacidade de transmissão de potência durante a INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA;

dj: Período da INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA, em minutos, com a redução de capacidade Pj;

Pj: Capacidade de transmissão de potência, em MW, reduzida no período dj em consequência da INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA; e

Pnom: Capacidade nominal contratada de transmissão de potência, em MW.

3.4.2 Quando houver mais de uma INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA no mesmo período, para o cálculo da DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA deve ser considerada a parcela incremental de redução da capacidade de transmissão de potência causada pela INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA.

3.5 A disponibilidade anual da FT - Conversora deve ser calculada pelo ONS, para cada ano civil, da seguinte forma:

$$DISPa\% = 100 \cdot \left[1 - \frac{1}{24 \cdot 60 \cdot D} \sum_{i=1}^{NI} DEI_i \right]$$

onde:

DISPa: Disponibilidade anual;

D: Número de dias no ano;

NI: Número de INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA no ano; e

DEIi: DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE I NA FT - CONVERSORA;

Equipamento reserva remunerado

3.6 A TRANSMISSORA deverá informar ao ONS quando ocorrer:

a) utilização de equipamento reserva remunerado para manter uma FT em operação;

b) indisponibilidade de equipamento reserva remunerado; e

c) retorno de equipamento reserva remunerado à condição de disponível.

3.6.1 Em lugar da aplicação da PVI, será descontada parcela da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP):

a) de equipamento substituído por equipamento reserva remunerado considerando o período em que o equipamento substituído não estiver sendo utilizado para manter em operação uma FT, devendo, neste caso, não ser aplicado desconto na parcela da RAP do equipamento reserva remunerado; e

b) de equipamento reserva remunerado considerando o período em que estiver indisponível.

3.6.2 Quando o equipamento reserva remunerado informado como disponível não puder ser utilizado, o período de que trata a alínea b) do item 3.6.1 deverá ser acrescido do período compreendido entre a data da solicitação pelo ONS para utilização e a última data informada como de retorno do equipamento reserva remunerado à condição de disponível ou, na ausência dessa informação, a data mais recente estabelecida no termo de liberação para operação comercial.

Queimada ou incêndio florestal

3.7 A TRANSMISSORA deverá requerer aos órgãos ambientais competentes as autorizações para a execução de ações necessárias para preservar a disponibilidade e a plena CAPACIDADE OPERATIVA das instalações sob sua responsabilidade.

3.7.1 Aplica-se PVI ou PVRO, respectivamente, no caso de indisponibilidade ou restrição operativa de FT em função de risco ou ocorrência de queimada ou incêndio florestal.

3.7.2 Na aplicação da PVRO o ONS deverá estabelecer os valores das restrições de curta e longa duração, devendo ser atribuído o valor de 100 % (cem por cento) para o caso de haver risco ou ocorrência de queimada ou incêndio florestal que resulte na impossibilidade do uso de FT disponível.

3.7.3 A TRANSMISSORA responsável por instalações nas regiões com maior risco de queimada ou incêndio florestal deverá encaminhar até 31 de dezembro de cada ano relatório à ANEEL e ao ONS apresentando as ações planejadas e executadas de forma a garantir a disponibilidade e a plena CAPACIDADE OPERATIVA dessas instalações.

3.7.4 Caso ocorra queimada ou incêndio florestal em áreas que não estejam sob responsabilidade da TRANSMISSORA, ela poderá requerer ao ONS a recontabilização da PVI ou da PVRO correspondente, apresentando as respectivas comprovações das ações adotadas nas áreas sob sua responsabilidade.

3.7.5 Caso os órgãos ambientais não concedam as autorizações por razões que não estejam sob responsabilidade da TRANSMISSORA, ela poderá requerer ao ONS a recontabilização da PVI ou da PVRO correspondente apresentando as análises e conclusões dos órgãos ambientais.

4 CÁLCULO E LIMITES DA PARCELA VARIÁVEL

4.1 O valor da PVA será calculado conforme os seguintes critérios:

a) período de atraso será limitado em 90 (noventa) dias para efeito de desconto;

b) o valor por dia de atraso nos primeiros 60 (sessenta) dias corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor "pro rata-dia" do PB da FT; e

c) o valor por dia de atraso entre o 61º (sexagésimo primeiro) dia e o 90º (nonagésimo) dia corresponderá ao valor "pro rata-dia" do PB da FT.

4.1.1 O valor da PVA será descontado em parcelas iguais nos (18) dezoito primeiros meses a partir da entrada em operação comercial da FT.

4.1.2 A PVA aplicada pelo ONS poderá ser recontabilizada caso a ANEEL, mediante solicitação da TRANSMISSORA, isente parcial ou totalmente a responsabilidade da TRANSMISSORA pelo atraso.

4.2 O valor da PVI será calculado da seguinte forma:

$$PVI = \frac{PB}{24 \cdot 60 \cdot D} \left(K_p \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_o \cdot PAOD_j) \right)$$

sendo:

D: Número de dias no mês da ocorrência;

24.60.D: Número de minutos no mês da ocorrência;

PB: PAGAMENTO BASE da FT relativo ao mês de início da ocorrência do

evento;

PADPi: Período Associado a DESLIGAMENTO PROGRAMADO i, em minutos;

PAODj: Período Associado a OUTRO DESLIGAMENTO j, em minutos;

KP: Fator multiplicador para DESLIGAMENTO PROGRAMADO (Anexo I);

KO: Fator multiplicador para OUTROS DESLIGAMENTOS (Anexo I), sendo que esse fator será reduzido para KP após o 300º minuto;

NP: Número de DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS da FT ocorrido ao longo do mês; e

NO: Número de OUTROS DESLIGAMENTOS da FT ocorrido ao longo do

mês.

4.2.1 O desligamento de FT na qual esteja sendo realizada intervenção programada junto ao ONS em instalação energizada será classificado como OUTROS DESLIGAMENTOS, utilizando-se o fator Ko igual ao Kp, não devendo ser considerado no cômputo do PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS.

4.2.2 O desligamento de FT para INTERVENÇÃO DE URGÊNCIA será classificado como OUTROS DESLIGAMENTOS, utilizando-se o fator Ko igual a 50 (cinquenta).

4.2.3 Quando, por responsabilidade da TRANSMISSORA, a duração do DESLIGAMENTO PROGRAMADO de uma FT for superior ao período estabelecido junto ao ONS, o período de atraso será classificado como OUTROS DESLIGAMENTOS, utilizando-se o fator Kp multiplicado por 1,5 (um e meio) nos primeiros 30 minutos de atraso e o fator Kp multiplicado por 5 (cinco) no período subsequente, não devendo ser considerado no cômputo do PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS.

4.2.4 Se o ONS solicitar o religamento de uma FT, após a TRANSMISSORA informar ao ONS que a referida FT está apta a ser religada, e essa FT não for religada, ela será considerada indisponível e o período subsequente à informação da TRANSMISSORA considerado como OUTROS DESLIGAMENTOS, não devendo ser considerado no cômputo do PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS.

4.2.5 Se o ONS solicitar o religamento de uma FT disponível que esteja desligada por conveniência operativa e essa FT não for religada, ela será considerada indisponível e o período subsequente à solicitação do ONS considerado como OUTROS DESLIGAMENTOS, não devendo ser considerado no cômputo do PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS.

4.2.6 Quando a duração do DESLIGAMENTO PROGRAMADO for menor do que o período estabelecido junto ao ONS, a PVI para o período entre o retorno à disponibilidade e o final do período programado será calculada sobre 20% (vinte por cento) do período programado junto ao ONS e não utilizado.

4.3 O valor da PVRO será calculado da seguinte forma:

$$PVRO = \frac{PB}{24 \cdot 60 \cdot D} \left(\sum_{i=1}^{NRL} (ROL_i \cdot DROL_i) + \sum_{j=1}^{NRC} (ROC_j \cdot DROC_j) \right)$$

sendo:

D: Número de dias no mês da ocorrência;

24.60.D: Número de minutos no mês da ocorrência;

PB: PAGAMENTO BASE da FT relativo ao mês de início da ocorrência do

evento;

ROL: Redução proporcional da CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA

DURAÇÃO;

ROC: Redução proporcional da CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA

DURAÇÃO;

DROL: Duração, em minutos, de uma restrição operativa de longa duração que ocorreu durante o mês para a FT submetida à restrição;

DROC: Duração, em minutos, de uma restrição operativa de curta duração que ocorreu durante o mês para a FT submetida à restrição;

NRL: Número de restrições operativas de longa duração no mês; e

NRC: Número de restrições operativas de curta duração no mês.

4.3.1 A redução da CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO e a redução da CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO da FT serão estabelecidas tendo como referência o valor contratado, independentemente da necessidade operacional do sistema.

4.3.2 Caso ocorra um evento que altere o valor da restrição operativa temporária da FT, a PVRO será calculada com base na nova condição, a partir do momento de sua ocorrência.

4.3.3 Na FT - Transformação em que houver indisponibilidade apenas do enrolamento terciário, será aplicada a PVRO de forma proporcional à razão entre a capacidade do enrolamento terciário e a capacidade total da FT.

4.3.4 A aplicação da PVRO de uma FT cessará quando a TRANSMISSORA informar ao ONS a eliminação da restrição operativa ou a permanência da restrição operativa devida a terceiro.

4.4 O valor da PVC será calculado da seguinte forma:

$$PVC = \frac{PB}{24 \cdot 60 \cdot D} \sum_{i=1}^{NI} \left[d_{ij} \cdot \left(0,025 + K_{ij} \cdot \frac{P_{ij}}{P_{nom}} \right) \right]$$

onde:

PB: PAGAMENTO BASE da FT - Conversora;

D: Número de dias no mês;

NI: Número de INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA no mês;

N: Número de alterações no fator K da INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA i e/ou na capacidade de transmissão de potência durante a INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA i;

dij: Período, em minutos, da INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA i com a redução de capacidade Pij e fator Kij;

Pij: Capacidade de transmissão de potência, em MW, reduzida no período dij em consequência da INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA i; e

Pnom: Capacidade nominal contratada de transmissão de potência, em MW.

4.4.1 Para INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT - CONVERSORA aplica-se fator K igual a 5 (cinco) dentro do período programado e igual a 7,5 (sete e meio) no período que exceder o programado.

4.4.2 Para INDISPONIBILIDADE DE URGÊNCIA NA FT - CONVERSORA aplica-se fator K igual a 25 (vinte e cinco) nos primeiros 300 (trezentos) minutos da INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA e igual a 5 (cinco) nos minutos subsequentes.

4.4.3 Para OUTRAS INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA aplica-se fator K igual a 75 (setenta e cinco) nos primeiros 300 (trezentos) minutos da INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA e igual a 5 (cinco) nos minutos subsequentes.



4.4.4 Para OUTRAS INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA ocasionadas durante uma INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT - CONVERSORA sem redução da capacidade de transmissão de potência aplica-se fator K igual a 5 (cinco), desde que os riscos de OUTRAS INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA tenham sido informados na programação da intervenção.

4.4.5 Quando houver mais de uma INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA no mesmo período, para o cálculo da PVC deve ser considerada a parcela incremental de redução da capacidade de transmissão de potência causada por cada INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA.

Limites

4.5A soma dos valores da PVC, PVI e da PVRO não poderá ultrapassar:

a) 50% (cinquenta por cento) do PB de uma FT no mês de apuração, deslocando-se para os meses subsequentes o saldo que restar;

b) 25% (vinte e cinco por cento) do somatório dos PB de uma FT efetuados durante o período contínuo de 12 (doze) meses, incluindo o mês anterior ao mês objeto da apuração;

c) 50% (cinquenta por cento) do somatório dos PB de uma FT associados aos equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão de FT, para o período contínuo de 12 (doze) meses, incluindo o mês anterior ao mês objeto da apuração; ou

d) 12,5% (doze e meio por cento) do valor da RAP da concessão para o período contínuo de 12 (doze) meses, incluindo o mês anterior ao mês objeto da apuração, considerando-se o desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT dessa concessão.

4.5.1 Quando for atingido um dos limites dos descontos correspondentes a PVI e a PVRO definidos nas alíneas b), c) e d) e a FT continuar indisponível ou com restrição operativa temporária, o ONS deve informar à fiscalização da ANEEL.

4.5.2 Exceto para as FT - Conversoras, decorridos 30 dias consecutivos após atingido um dos limites definidos nas alíneas b), c) e d) sem o retorno à operação da instalação ou sem a eliminação da restrição operativa temporária, o ONS deve realizar a suspensão do PB da FT considerando o período de indisponibilidade ou restrição operativa após atingido um dos limites referidos.

4.5.3 Para as FT - Conversoras, decorridos 30 dias consecutivos após atingido um dos limites definidos nas alíneas b) e d), caso a capacidade de transmissão de potência esteja reduzida a 0 (zero), o ONS deve realizar a suspensão do PB da FT - Conversora.

5 ISENÇÕES NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

5.1 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento solicitado pelo ONS;

5.2 Não será considerado para aplicação da PVI o DESLIGAMENTO PROGRAMADO já iniciado e suspenso por solicitação do ONS;

5.3 Não será considerado para aplicação da PVI os seguintes períodos para realização de manutenção preventiva cadastrada em sistema de acompanhamento de manutenções do ONS:

a) 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 3 (três) anos, para a FT - Transformação e para a FT - Controle de Reativo, exceto Compensador Síncrono;

20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 6 (seis) anos, para a FT - Linha de Transmissão; e

c) 1080 (mil e oitenta) horas, por intervenção, a cada período completo de 5 (cinco) anos, para Compensador Síncrono.

5.3.1 Será permitida a divisão das horas de isenção em duas intervenções, desde que as manutenções tenham sido previamente informadas no sistema de acompanhamento de manutenções do ONS e a segunda intervenção tenha sido planejada em decorrência da primeira.

5.3.2 O cadastro das atividades da segunda intervenção que tenha sido planejada em decorrência da primeira deve ser feito no sistema de acompanhamento de manutenções do ONS em até 30 dias após o término da manutenção originária.

5.3.3 Para as manutenções referidas nas alíneas a) e b) do dispositivo 5.3, deverá ser aplicada PVI utilizando o fator K_p igual a 1 (um) para o período superior a 20 (vinte) e inferior ou igual a 30 (trinta) horas.

5.4 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento incluído no PROGRAMA MENSAL DE INTERVENÇÃO para implantação de:

AMPLIAÇÃO;

REFORÇO; ou

c) MELHORIA constante do PLANO DE MODERNIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES (PMI) ou autorizada pela ANEEL.

5.5 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento solicitado pela TRANSMISSORA por motivo de:

a) segurança de terceiros; ou

realização de serviços ou obras de utilidade pública.

5.6 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento devido à contingência em outra instalação, sob responsabilidade de terceiro, desde que tenha ocorrido ajuste e atuação corretos da proteção;

5.7 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento por atuação correta de Sistema Especial de Proteção;

5.8 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento por falha em FT constante do PROGRAMA MENSAL DE INTERVENÇÃO por solicitação da TRANSMISSORA não atendida pelo ONS, desde que o desligamento tenha ocorrido a partir da data originalmente solicitada pela TRANSMISSORA;

5.9 Não será considerado para aplicação da PVI o período de até 3 (três) horas iniciais de indisponibilidade de FT por falha de transformador integrante de FT - Transformação ou por falha de reator integrante de FT - Controle de Reativo ou de FT - Linha de Transmissão, desde que seja substituído por correspondente equipamento reserva;

5.10 Não será considerado para aplicação da PVI o período de até 120 (cento e vinte) horas iniciais de indisponibilidade de uma FT - Linha de Transmissão - Cabo Isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trechos em cabo diretamente enterrado ou cabo submerso;

a) Poderá ser aplicado um período adicional em casos onde a intervenção nos cabos esteja condicionada a atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela TRANSMISSORA por meio de relatório técnico;

5.11 Não será considerado para aplicação da PVI o período necessário ao religamento manual de uma FT - Linha de Transmissão, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede, com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado devido a restrições sistêmicas ou por determinação do ONS;

5.12 Não será considerado para aplicação da PVI o período de intervenção em uma FT desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em outra FT, desde que atendidas as seguintes condições:

a) intervenção deve ser solicitada em prazo igual ou superior ao definido nos Procedimentos de Rede para as INTERVENÇÕES DE URGÊNCIA e está sujeita às condições relacionadas à reprogramação ou cancelamento vinculado ao desligamento que originou a desenergização;

b) período programado ou reprogramado limitado pelo correspondente período de desligamento da FT que originou a desenergização;

c) tempo de retorno à operação declarado igual ou inferior ao tempo declarado de retorno da FT que originou a desenergização;

d) A indisponibilidade da FT desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em outra FT será classificada como DESLIGAMENTO PROGRAMADO para efeito de aplicação da PVI a partir do retorno à operação do equipamento que originou a desenergização; e

) Para o período de indisponibilidade que exceder o originalmente programado ou reprogramado, será aplicado desconto conforme a condição disposta no dispositivo 4.2.3.

5.13 Não será considerado para aplicação da PVI o período de indisponibilidade vinculado a projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica - P&D cadastrado na ANEEL e em execução, desde que atendidas as seguintes condições:

a) não impuser reduções de confiabilidade às instalações;

b) não causar aumento de custo operacional; e

c) o desligamento for realizado em época e período mais adequados às necessidades do SIN, conforme avaliação do ONS com as TRANSMISSORAS envolvidas.

5.14 Não será considerado para aplicação da PVI o período de 72 (setenta e duas) horas contínuas, a partir de falha ocorrida em transformador de FT - Transformação ou reator, de FT - Controle de Reativo ou de FT - Linha de Transmissão, para que a TRANSMISSORA realize o transporte e a instalação de outro transformador ou reator que não esteja localizado na subestação da ocorrência;

5.15 Não será considerado para aplicação da PVI o período de limitação técnica para religamento de compensador síncrono, compensador estático, banco de capacitores e compensação série, após desligamentos automáticos, desde que os equipamentos e os períodos de limitação técnica estejam previamente declarados pela TRANSMISSORA e validados pelo ONS; e

5.16 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento decorrente de investigações solicitadas pela ANEEL.

5.17 Não serão considerados, para efeito da aplicação da PVI e da PVRO, assim como para registro de desligamentos, os períodos de indisponibilidade ou de restrições operativas contidos no período de 6 (seis) meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT ou de novo equipamento principal, conforme estabelecido no Anexo I da Seção 4.1 do Módulo 4 das Regras de Transmissão, em FT existente.

5.17.1 Para as FT energizadas em vazio devido a PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE TERCEIROS (PIT) ou PENDÊNCIA IMPEDITIVA DE CARÁTER SISTÊMICO (PCS), será concedida a isenção a partir da energização com carga.

5.17.2 A isenção se aplica para seccionamento de FT - Linha de Transmissão, desde que os desligamentos e as restrições operativas tenham se originado dos novos equipamentos implantados.

FT - Conversora

5.18 Os períodos de INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT - CONVERSORA contidos no PERÍODO PREFERENCIAL DE MANUTENÇÃO são isentos de aplicação de PVC no limite de 80 (oitenta) HORAS EQUIVALENTES.

5.18.1 No PERÍODO PREFERENCIAL DE MANUTENÇÃO devem ser realizadas as manutenções preventivas previamente cadastradas em sistema de acompanhamento de manutenções do ONS.

5.18.2 No PERÍODO PREFERENCIAL DE MANUTENÇÃO podem ser realizadas outras atividades na FT - Conversora desde que não comprometam a realização das manutenções preventivas programadas.

5.18.3 Para os períodos de INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT - CONVERSORA contidos no PERÍODO PREFERENCIAL DE MANUTENÇÃO que excederem a isenção estabelecida aplica-se fator K igual a 1 (um) até o limite de 40 HORAS EQUIVALENTES.

5.18.4 A isenção estabelecida e a redução do fator K não se aplicam para os períodos de INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA que excederem os períodos programados.

5.19 Para as INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA não contempladas no dispositivo 5.18, não se aplica PVC enquanto as HORAS EQUIVALENTES dos últimos 12 (doze) meses for menor ou igual a 20 (vinte) horas.

5.19.1 A isenção estabelecida não se aplica para os períodos de INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA que excederem os períodos programados.

5.20 Não serão considerados para efeito da aplicação da PVC os períodos de INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA contidos no período de 12 (doze) meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT - conversora.

6 CRITÉRIOS ESPECIAIS NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

6.1 A exceção da FT - Módulo Geral, a utilização parcial de uma FT, por solicitação do ONS, com indisponibilidade de um dos seus terminais ou equipamentos principais, acarretará a aplicação de PVI utilizando para cálculo o PB dos terminais em que houver equipamentos indisponíveis e/ou o PB dos equipamentos principais indisponíveis.

6.2 No caso de indisponibilidade de equipamento que compõe a FT - Módulo Geral, exceto disjuntor, que cause indisponibilidade de outras FT conectadas na mesma subestação, será aplicada PVI utilizando para o cálculo o PB da FT - Módulo Geral multiplicado pela relação entre o número de outras FT indisponíveis e o total de FT conectadas na subestação.

6.2.1 Não estando alguma FT conectada na subestação apta a ser energizada após a liberação para operação do equipamento da FT - Módulo Geral, será aplicado a essa FT o critério do dispositivo 4.2.4.

6.2.2 No caso de indisponibilidade de disjuntores que compõem a FT - Módulo Geral, independentemente da indisponibilidade de outras FT, será aplicada PVI utilizando para o cálculo o PB da FT - Módulo Geral multiplicado:

pela divisão entre o número de disjuntores indisponíveis na FT - Módulo Geral e o total de disjuntores da FT - Módulo Geral, no caso de arranjo barra dupla com disjuntor e meio.

b) por 50% (cinquenta por cento) nos demais arranjos de barramento.

6.3 O período de operação de uma FT - Linha de Transmissão com indisponibilidade do seu reator não manobrável sob tensão, e com a concordância do ONS da utilidade dessa configuração, acarretará a aplicação da PVI sobre a parcela do PB associado ao reator com fator K_o ou K_p da FT - Linha de Transmissão, durante o período de indisponibilidade do reator.

6.3.1 Se a indisponibilidade do reator não manobrável acarretar redução da CAPACIDADE OPERATIVA da FT, haverá também aplicação da PVRO na parcela do PB associado ao restante da FT - Linha de Transmissão.

6.4 O período de operação de uma FT - Controle de Reativo (Compensação Série) com indisponibilidade do seu módulo de controle, e com a concordância do ONS da utilidade dessa configuração, acarretará a aplicação da PVI utilizando para o cálculo 80% (oitenta por cento) do PB da referida FT.

6.5 O cancelamento pela TRANSMISSORA da programação de desligamento de uma FT previamente aprovada pelo ONS, com antecedência inferior a 5 (cinco) dias em relação à data prevista, implicará desconto equivalente a 20% (vinte por cento) do período programado.

6.5.1 O ONS poderá não aplicar desconto em desligamentos cancelados no prazo inferior ao descrito, desde que a TRANSMISSORA encaminhe relatório técnico demonstrando que o cancelamento foi motivado por uma das seguintes situações:

a) condições climáticas adversas; e

b) necessidade de atendimento de urgências, emergências e/ou perturbações no sistema.

6.5.2 O desconto incidirá sobre a parcela do PB da FT - Módulo Geral de que trata o dispositivo 6.2, sobre a parcela do PB associado ao reator não manobrável de FT Linha de Transmissão de que trata o dispositivo 6.3 e sobre a parcela do PB associado ao módulo de controle da FT - Controle de Reativo (Compensação série).

6.6 Caso o ONS não viabilize a inclusão ou alteração de desligamento no Programa Mensal de Intervenção, para manutenção de um equipamento, ele terá que programá-lo ou reprogramá-lo dentro dos prazos e condições definidos nos Procedimentos de Rede.



6.6.1 Quando ocorrer evento que cause danos no equipamento enquanto a manutenção não for realizada em decorrência da reprogramação por parte do ONS, a TRANSMISSORA poderá ser ressarcida, mediante a apresentação de relatório técnico:

a) comprovando que a não realização ou reprogramação do desligamento para manutenção provocou danos no equipamento;

b) que a TRANSMISSORA efetuava corretamente a sua manutenção.

6.6.2 O relatório técnico deve ser encaminhado pela TRANSMISSORA para avaliação da ANEEL.

Caso fortuito ou força maior

6.7 Quando a TRANSMISSORA alegar, por meio de requerimento específico, que o desligamento de uma FT for decorrente de caso fortuito ou força maior, que interfiram na prestação do serviço, o ONS avaliará a possibilidade de desconsideração do período correspondente.

6.7.1 O requerimento, para fins de avaliação e aprovação pelo ONS, deve ser acompanhado de relatório técnico demonstrando que o evento foi originado por caso fortuito ou força maior.

6.7.2 No caso de desligamento de emergência, o requerimento deve comprovar que esse foi realizado com o objetivo de evitar riscos à segurança das instalações, do sistema ou de terceiros, sem tempo hábil para programação prévia de intervenção de acordo com os Procedimentos de Rede.

6.7.3 Cessado o evento causador do desligamento, relativo a uma FT - Linha de Transmissão, deverão ser observados os prazos a seguir estabelecidos, a partir dos quais será iniciada a consideração do período, classificado como OUTROS DESLIGAMENTOS, para efeito de desconto da PVI:

no caso de queda ou dano de estrutura, independente de desprendimento ou queda de cabo ao solo: 20 (vinte) horas para a detecção dos locais de falha, isolamento e mobilização, adicionadas 40 (quarenta) horas para o reparo de cada estrutura afetada de circuito simples e 50 (cinquenta) horas para o reparo de cada estrutura afetada de circuito duplo, sem consideração de tempo adicional referente ao PERÍODO NOTURNO; e

b) no caso de desprendimento ou queda de cabo ao solo sem queda ou dano de estrutura: 8 (oito) horas por fase ou cabo para-raios e por trecho entre estruturas, não sendo computado o eventual Período Noturno utilizado para a localização da falha.

6.7.3.1 A TRANSMISSORA poderá solicitar prorrogação do início da contagem do prazo de recomposição em função de dificuldades para acesso ao local relacionadas com o evento causador do caso fortuito ou força maior, sendo necessário encaminhamento de relatório para avaliação do ONS.

FT - Conversora

6.8 Os itens 6.1 a 6.7 desta Seção não se aplicam a FT - Conversora.

6.9 O cancelamento pela TRANSMISSORA de INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT - CONVERSORA com antecedência inferior a 5 (cinco) dias em relação à data de início prevista implicará aplicação de PVC sobre 20% (vinte por cento) do período programado, considerando a redução da capacidade de transmissão de potência prevista na programação.

6.10 O ONS poderá não aplicar a PVC quando a TRANSMISSORA apresentar relatório técnico demonstrando que o cancelamento foi motivado por condições climáticas adversas.

7 PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO

7.1 A apuração de indisponibilidades e de restrições da CAPACIDADE OPERATIVA das instalações será considerada no sistema de apuração mensal de serviços e encargos de transmissão, relacionada a cada TRANSMISSORA, devendo ser concluída até o 15º (décimo quinto) dia útil do mês subsequente ao da ocorrência dos eventos e os correspondentes descontos serem efetivados a partir do mês seguinte ao da apuração.

7.2 Os valores de PVA, PVI, PVRO e PVC deverão ser simultaneamente descontados das receitas das TRANSMISSORAS e subtraídos dos encargos de uso do sistema de transmissão devidos pelos usuários.

7.2.1 Os valores deverão ser rateados entre os usuários responsáveis pelo pagamento da receita da FT que sofreu aplicação de PVA, PVI e/ou PVRO na proporção direta dos seus respectivos encargos de uso do mês anterior ao de desconto.

7.2.2 Quando houver suspensão da aplicação dos descontos, caso a decisão do mérito seja favorável à cobrança, os valores devidos deverão ser atualizados pelo ONS para o mês do início da cobrança, utilizando o respectivo índice de atualização contratual da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP).

7.2.3 Quando houver recontabilização de descontos, os valores a serem cobrados ou devolvidos deverão ser atualizados pelo ONS para o mês da recontabilização, utilizando o respectivo índice de atualização contratual da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP).

8 REFERÊNCIAS

Arts. 6º, 29, incisos I, II, VII e X, e 31, incisos I e IV, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Art. 25, §§ 1º e 2º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Arts. 3º, 4º, incisos XV e XVI, 12, inciso I, e 17, § 3º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

Art. 75-A, inciso I do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, com redação dada pelo Decreto nº 10.272, de 12 de março de 2020.

Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Processo SIC nº 48500.005637/2002-31.

Processo SIC nº 48500.001934/2017-19.

Processo SIC nº 48500.002536/2017-10.

9 ANEXOS

9.1 ANEXO I - PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS E FATORES Ko E Kp.

ANEXO I - PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS E FATORES Ko E Kp.

FT	Família de FT	Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko	Fator Kp
MG	(*)	não possui	150	10
	≤ 5km(*)	1	150	10
	>5km e ≤50km(*)	1		
	>50km - 230kV	3		
LT	345kV	2		

	440kV	2		
	500kV	2		
	750kV	3		
	Cabo Isolado(*)	não possui	50	2,5
	CCAT(*)	3	50	10
TR	Trifásico (*)	1	50	5,0
	≤345kV	1	150	10
	>345kV	1		
CR	REA ≤345kV	1	150	10
	>345kV	1		
	CRE (*)	3	150	7,5
	CSI (*)	3	50	2,5
	BC (*)	3	100	5,0
	CSE (*)	3	150	7,5

(*) Qualquer nível de tensão.

LEGENDA:

LT: Linha de Transmissão

TR: Transformação

CR: Controle de Reativo

REA: Reator

CRE: Compensador Estático

CSI: Compensador Síncrono

BC: Banco de Capacitor

CSE: Compensação Série

CCAT: Corrente Contínua em Alta Tensão

Kp: Fator multiplicador para DESLIGAMENTO PROGRAMADO

Ko: Fator multiplicador para OUTROS DESLIGAMENTOS

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 909, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2020

Approva as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL e dá outras providências, aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, revoga a Resolução Normativa nº452, de 11 de outubro de 2011 e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º, incisos XIV e XVII da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos arts. 1º e 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no art. 1º, §1º, inciso II, e no art. 2º, §1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do processo nº 48500.001414/2020-01, resolve:

Art. 1º Aprovar as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL na forma dos módulos do Anexo I, conforme respectiva vigência.

Art. 2º A partir da contabilização de janeiro de 2022, os Contratos Bilaterais Regulados - CBRs dos agentes de distribuição deverão ser registrados pela CCEE.

Parágrafo único. O detalhamento do processo de registro dos CBRs pela CCEE será estabelecido no âmbito dos Procedimentos de Comercialização.

DA CONSOLIDAÇÃO DAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

Art. 3º O inciso II do art. 9º e o inciso III do art. 16 da Resolução Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008, alterados pela Resolução Normativa nº 452, de 11 de outubro de 2011, permanecem com a seguinte redação:

"Art. 9º

II - o pagamento dos valores devidos aos Agentes Vendedores de Energia de Reserva, nos termos dos CERs celebrados e consideradas as cessões de energia de reserva realizadas; e

....."(NR)

"Art. 16.

III - à receita auferida com a liquidação de energia de reserva no mercado de curto prazo e com as cessões de energia de reserva registradas;

....."(NR)

Art. 4º As subcláusulas 6.A.2, 7.3 e 6.2 dos Contratos de Energia de Reserva - CERs resultantes do 1º, 3º e 4º Leilões de Energia de Reserva, respectivamente, fonte biomassa, suprimidas, por inaplicáveis, pela Resolução Normativa nº 452, de 11 de outubro de 2011, permanecem suprimidas.

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 5º Excluir a Subcláusula 5.9 dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs na modalidade por disponibilidade, produto BIOMASSA - CVU NULO, e a Subcláusula 5.10 dos CCEARs na modalidade por disponibilidade, produto BIOMASSA - com CVU, celebrados em decorrência dos Leilões nº 4/2017-ANEEL (LEN - A-4), nº 1/2018-ANEEL (LEN - A-4), nº 3/2018-ANEEL (LEN - A-6), nº 3/2019-ANEEL (LEN - A-4) e nº 4/2019-ANEEL (LEN - A-6).

Parágrafo único. A CCEE deverá providenciar o aditamento dos CCEARs de que trata o caput.

Art. 6º Fica revogada a Resolução Normativa nº 452, de 11 de outubro de 2011.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor 1º de janeiro de 2021.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO I

DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 909, de 2020 - Módulos das Regras de Comercialização

Módulo	Vigência	Versão aprovada
Preço de Liquidação das Diferenças	jan/2021	2021.1.0
Contratos	jan/2021	2021.1.0
Tratamento de Exposições	jan/2021	2021.1.0
Comprometimento de Usinas	jan/2021	2021.1.0
Encargos	jan/2021	2021.1.0
Consolidação de Resultados	jan/2021	2021.1.0
Penalidades de Energia	jan/2021	2021.1.0
Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST	jan/2021	2021.1.0
Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR	jan/2021	2021.1.0
Receita de Venda de CCEAR	jan/2021	2021.1.0
Alocação de Geração Própria - AGP	jan/2021	2021.1.0
Alocação de Geração Própria - AGP	jan/2022	2022.1.0
Penalidade de Energia de Reserva	jan/2022	2022.1.0

PORTARIA Nº 6.612, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2020

Aprova o Plano de Gestão Anual - PGA da ANEEL para o exercício 2021.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista o disposto nos artigos 17, 18, 19 e 21 da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, em conformidade com deliberação da Diretoria e de acordo com o que consta do Processo nº 48500.006033/2020-19, resolve:

Art. 1º Aprovar na forma do anexo, o Plano de Gestão Anual - PGA da ANEEL para o exercício 2021.

Art. 2º O PGA poderá ser revisto a qualquer tempo, mediante aprovação da Diretoria, com vistas à sua adequação ao contexto em que a Agência está inserida.

Art. 3º As atividades prioritárias da Agenda Regulatória 2021-2022, fazem parte do PGA 2021 e constam na Portaria nº 6.606, de 8 de dezembro de 2020.

Art. 4º Os documentos referentes ao PGA 2021 da ANEEL encontram-se disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/biblioteca>.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO

Plano de Gestão Anual - 2021
(Em cumprimento a Lei nº 13.848 de 27 de junho de 2019)
Ciclo 1º de janeiro de 2021 a 31 de dezembro de 2022

Tipo					
Finalístico					
Alinhamento com o Planejamento Estratégico					
OE 3 - Aperfeiçoar, simplificar e consolidar a regulação					
Ação					
1 - Regulamentar os Serviços de Energia Elétrica					
Resultados Esperados					
Regulamentar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração dos serviços de energia elétrica, definindo padrões de qualidade do atendimento e de segurança compatíveis com as necessidades regionais, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações, com a finalidade de promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica e proporcionar condições para a livre competição no mercado de energia elétrica. As atividades prioritárias da Agenda Regulatória da ANEEL para 2021 contam do ANEXO.					
Meta Anual (unidade)					
35,00					
Indicador					
Quantidade de Resoluções Normativas Emitidas					
Orçamento					
R\$ 5.958.610,00					
Cronograma de desembolso					
UORG	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	Total
SRT	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
SGT	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
SPE	R\$140.602,75	R\$25.620,04	R\$99.579,74	R\$400.357,47	R\$666.160,00
SRD	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
SRG	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
SRM	R\$0,00	R\$250.629,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$250.629,00
SAF	R\$51.308,42	R\$160.757,82	R\$62.400,07	R\$95.533,70	R\$370.000,00
SGE	R\$0,00	R\$259.938,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$259.938,00
SGL	R\$997.970,75	R\$997.970,75	R\$997.970,75	R\$997.970,75	R\$3.991.883,00
SRH	R\$0,00	R\$0,00	R\$210.000,00	R\$210.000,00	R\$420.000,00
Total	R\$1.189.881,91	R\$1.694.915,60	R\$1.369.950,57	R\$1.703.861,92	R\$5.958.610,00

Quadro 1- Regulamentar os Serviços de Energia Elétrica.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGANEEL e valores informados pela SAF.

Tipo					
Finalístico					
Alinhamento com o Planejamento Estratégico					
OE 5 - Aprimorar os processos de Leilão e de gestão das outorgas com foco no cumprimento dos contratos					
Ação					
2 - Realizar Outorgas de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica					
Resultados Esperados					
Esta ação tem por objetivo realizar licitações para contratação de energia elétrica e para concessão de empreendimentos de geração hidroelétrica, bem como para concessões de transmissão de energia elétrica da Rede Básica, em conformidade com o planejamento da expansão do setor elétrico; autorizar atividades de geração, transmissão e comercializadores de energia elétrica; e regularizar a atuação das cooperativas de eletrificação rural, mediante outorga de permissão ou autorização para atividades de distribuição de energia elétrica em áreas rurais.					
Meta Anual (unidade)					
314					
Indicador					
Quantidade de Outorgas Emitidas					
Orçamento					
R\$ 9.988.828,00					
Cronograma de desembolso					
UORG	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	Total
SCT	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
SCG	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
SEL	R\$80.189,16	R\$26.471,92	R\$73.100,41	R\$149.358,50	R\$329.120,00
SGE	R\$23.024,25	R\$163.000,99	R\$404.690,82	R\$501.021,93	R\$1.091.738,00
SAF	R\$14.749,10	R\$105.267,65	R\$66.393,44	R\$140.589,81	R\$327.000,00
SGL	R\$957.199,55	R\$4.220.139,04	R\$991.575,77	R\$1.337.055,65	R\$7.505.970,00
SRH	R\$0,00	R\$0,00	R\$367.500,00	R\$367.500,00	R\$735.000,00
Total	R\$1.075.162,06	R\$4.514.879,60	R\$1.903.260,45	R\$2.495.525,90	R\$9.988.828,00

Quadro 2 - Outorgas de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGANEEL e valores informados pela SAF.

Tipo					
Finalístico					
Alinhamento com o Planejamento Estratégico					
OE 6 - Otimizar os processos de fiscalização com foco no monitoramento, na prevenção e na melhoria da qualidade do serviço prestado.					
Ação					
3 - Fiscalizar os Serviços de Energia Elétrica					
Resultados Esperados					
Verificar o cumprimento das obrigações constituídas aos agentes nos atos de outorgas e em dispositivos regulamentares, visando garantir o atendimento aos consumidores, em padrões de qualidade, custo, prazo e segurança, compatíveis com os requisitos adequados à finalidade dos serviços.					
Meta Anual (unidade)					
1.316					
Indicador					
Quantidade de monitoramentos e ações de campo realizados					
Orçamento					
R\$ 33.632.708,00					
Cronograma de desembolso					
UORG	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	Total
SFF	R\$941.254,32	R\$695.965,84	R\$618.075,48	R\$825.637,37	R\$3.080.933,00
SFE	R\$5.066.296,13	R\$4.066.757,16	R\$1.839.081,69	R\$6.665.606,02	R\$17.637.741,00
SFG	R\$1.469.135,56	R\$1.007.449,50	R\$1.335.512,07	R\$1.829.328,87	R\$5.641.426,00
SGE	R\$115.920,02	R\$468.090,10	R\$950.588,73	R\$336.951,15	R\$1.871.550,00
SRH	R\$0,00		R\$630.000,00	R\$630.000,00	R\$1.260.000,00



SAF	R\$206.079,09	R\$381.829,77	R\$514.889,61	R\$357.201,53	R\$1.460.000,00
SGL	R\$174.917,46	R\$334.514,39	R\$722.433,32	R\$1.449.192,83	R\$2.681.058,00
Total	R\$7.973.602,57	R\$6.954.606,75	R\$6.610.580,90	R\$12.093.917,77	R\$33.632.708,00

Quadro 3 - Fiscalizar os Serviços de Energia Elétrica.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGANEEL e valores informados pela SAF.

Tipo					
Finalístico					
Alinhamento com o Planejamento Estratégico					
OE 2 - Assegurar a prestação de serviços de energia elétrica de qualidade e com preços e tarifas justos					
Ação					
4 - Promover as ações de Ouvidoria Setorial da ANEEL					
Resultados Esperados					
Dirimir as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e autoprodutores, e entre esses agentes e os consumidores, inclusive ouvindo diretamente as partes envolvidas; mediar conflitos decorrentes da ação reguladora e fiscalizadora no âmbito dos serviços de energia elétrica, nos termos da legislação em vigor; identificar falhas ou lacunas regulatórias, contribuindo para o aprimoramento do processo regulatório e reduzindo os pontos de conflitos entre os agentes; atender a reclamações e a outras solicitações de consumidores quanto à prestação dos serviços de energia elétrica, por meio da operação e manutenção da CTA; uniformizar as ações relativas aos atendimentos e tratamentos das solicitações dos consumidores entre a ANEEL, as agências conveniadas e as concessionárias.					
Meta Anual (unidade)					
2.369.000					
Indicador					
Quantidade de ações promovidas					
Orçamento					
R\$ 26.795.201,00					
Cronograma de desembolso (estimativa)					
UORG	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	Total
SMA	R\$7.095.951,80	R\$4.759.229,52	R\$5.209.616,95	R\$7.505.425,73	R\$24.570.224,00
SGE	R\$207.950,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$207.950,00
SAF	R\$6.835,59	R\$26.850,92	R\$34.309,74	R\$37.003,76	R\$105.000,00
SRH	R\$0,00	R\$0,00	R\$52.500,00	R\$52.500,00	R\$105.000,00
SGL	R\$0,00	R\$1.573.109,91	R\$0,00	R\$233.917,09	R\$1.807.027,00
Totais Anuais	R\$7.310.737,39	R\$6.359.190,35	R\$5.296.426,69	R\$7.828.846,57	R\$26.795.201,00

Quadro 4 - Ouvidoria Setorial da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGANEEL e valores pela SAF.

Tipo					
Gestão					
Alinhamento com o Planejamento Estratégico					
OE 7 - Aprimorar a efetividade da participação pública e da comunicação com a sociedade.					
Ação					
5 - Proporcionar a Participação Pública					
Resultados Esperados					
1) Realização de tomadas de subsídio, consultas e audiências públicas à sociedade, agentes e consumidores, para dar maior sustentação ao processo de regulação. 2) Fomento à participação dos conselhos de consumidores nos processos de regulação e fiscalização. 3) Promoção do relacionamento institucional da ANEEL com a sociedade, envolvendo órgãos do Poder Executivo, Legislativo e Judiciário, no âmbito federal, estadual e municipal, universidades, organismos nacionais e internacionais e associações representativas dos agentes regulados e dos consumidores. 4) Promoção de programas educativos e informativos aos consumidores e agentes setoriais, por meio de publicações que atendam às expectativas e necessidades desses públicos, bem como pelo planejamento e organização de eventos, com vistas à integração entre ANEEL e sociedade. 5) Realização de pesquisas de opinião pública para avaliar: a satisfação do consumidor; a qualidade do serviço de energia elétrica e as expectativas dos agentes setoriais e dos consumidores em relação ao tema.					
Meta (unidades)					
69					
Indicador					
Quantidade de ações realizadas					
Orçamento					
R\$ 6.757.065,00					
Cronograma de desembolso					
UORG	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	Total
AID	R\$376.222,04	R\$2.714.832,62	R\$664.653,01	R\$1.678.768,33	R\$5.434.476,00
SAF	R\$6.499,50	R\$52.376,51	R\$56.301,08	R\$17.822,90	R\$133.000,00
SRH	R\$0,00	R\$0,00	R\$52.500,00	R\$52.500,00	R\$105.000,00
SGL	R\$152.398,85	R\$123.156,13	R\$110.627,56	R\$698.406,47	R\$1.084.589,00
Totais	R\$535.120,39	R\$2.890.365,26	R\$884.081,65	R\$2.447.497,70	R\$6.757.065,00

Quadro 5 - Proporcionar a Participação Pública na Agenda Regulatória do Setor Elétrico.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGANEEL e valores informados pela SAF.

Tipo					
Gestão					
Alinhamento com o Planejamento Estratégico					
OE 12 - Valorizar pessoas e desenvolver competências com foco em resultados					
Ação					
6 - Capacitar os Servidores Públicos Federais em processo de qualificação e requalificação					
Resultados Esperados					
Realização de ações diversas voltadas ao treinamento de servidores, tais como custeio dos eventos, pagamento de passagens e diárias aos servidores, quando em viagem para capacitação, taxa de inscrição em cursos, seminários, congressos e outras despesas relacionadas à capacitação de pessoal. Promover a qualificação e a requalificação de pessoal com vistas à melhoria continuada dos processos de trabalho, dos índices de satisfação pelos serviços prestados à sociedade e do crescimento profissional.					
Meta Anual (unidade)					
600					
Indicador					
Quantidade de Servidores Capacitados					
Orçamento					
R\$ 2.108.401,00					
Cronograma de desembolso					
UORG	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	Total
SRH	R\$19.731,26	R\$112.759,99	R\$55.467,75	R\$152.040,99	R\$340.000,00
SAF	R\$574.764,37	R\$413.664,28	R\$284.880,92	R\$495.091,43	R\$1.768.401,00
Total	R\$594.495,63	R\$526.424,27	R\$340.348,68	R\$647.132,42	R\$2.108.401,00

Quadro 6 - Capacitar os Servidores Públicos Federais em Processo de Qualificação e Requalificação.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGANEEL e valores informados pela SAF.

Tipo					
Gestão					
Alinhamento com o Planejamento Estratégico					
OE 14 - Melhorar a infraestrutura física, os recursos materiais e os serviços administrativos.					
OE 15 - Modernizar a infraestrutura e soluções de Tecnologia da Informação.					
Ação					
7. Administrar a ANEEL					
Resultados Esperados					
A ação compreende: serviços administrativos ou de apoio; manutenção e uso de frota veicular; manutenção e conservação de bens imóveis próprios da União, cedidos ou alugados; despesas com tecnologia de informação e comunicações, sob a ótica meio, que incluem o desenvolvimento de sistemas de informações, aquisição de equipamentos e contratação de serviços técnicos e administrativos de apoio, desde que voltados à administração geral de cada Órgão; capacitação de servidores em temas e ferramentas de uso geral; despesas com viagens e locomoção, incluindo aquisição de passagens, pagamento de diárias e afins; realização de estudos que têm por objetivo elaborar, aprimorar ou dar subsídios à formulação de políticas públicas; promoção de eventos para discussão, formulação e divulgação de políticas etc; produção e edição de publicações para divulgação e disseminação de informações sobre políticas públicas; demais atividades-meio necessárias à gestão e à administração da unidade.					



Meta Anual ADM da Unidade					
Executar 100% do PLOA					
Indicador					
Orçamento Executado/Orçamento PLOA					
Orçamento					
R\$ 51.759.187,00					
Cronograma de desembolso					
UORG	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	Total
SAF	R\$3.891.315,06	R\$6.639.641,78	R\$4.719.831,94	R\$6.664.826,23	R\$21.915.615,00
AID	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
AIN	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
PGE	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
SGE	R\$1.304.746,94	R\$1.714.094,71	R\$1.978.178,81	R\$1.965.614,54	R\$6.962.635,00
SGI	R\$1.799.083,74	R\$10.478.050,79	R\$1.837.739,79	R\$2.428.915,68	R\$16.543.790,00
SLC	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
SRH	R\$168.983,25	R\$1.174.840,15	R\$1.996.949,26	R\$2.996.374,34	R\$6.337.147,00
Total	R\$7.164.128,98	R\$20.006.627,43	R\$10.532.699,80	R\$14.055.730,79	R\$51.759.187,00

Quadro 7 - Administrar a ANEEL.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGANEEL e valores informados pela SAF.

DESPACHO Nº 3.463, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2020

A DIRETORA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, com fulcro no disposto no §1º do artigo 14 da Norma do Organização ANEEL nº 001, revisada pela Resolução Normativa ANEEL nº 273, de 10 de julho de 2007, e no que consta no Processo nº 48500.006898/2019-33, decide extinguir, por exaurimento de finalidade, o requerimento administrativo, com Pedido de Medida Cautelar, interposto pela Move Energia Renovável Ltda., com vistas ao deferimento pela Cemig Distribuição S.A. de solicitações de acesso para conexão de usinas fotovoltaicas.

ELISA BASTOS SILVA

DESPACHO Nº 3.464, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2020

A DIRETORA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, com fulcro no disposto no §1º do artigo 14 da Norma do Organização ANEEL nº 001, revisada pela Resolução Normativa ANEEL nº 273, de 10 de julho de 2007, e no que consta no Processo nº 48500.003827/2016-00, decide extinguir, por exaurimento de finalidade, o requerimento administrativo, com pedido de reconsideração interposto pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco em face da Resolução Autorizativa nº 8.523, de 21 de janeiro de 2020.

ELISA BASTOS SILVA

DESPACHO Nº 3.465, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2020

A DIRETORA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais como diretora relatora, tendo em vista o parágrafo 1º, do artigo 14, da Resolução Normativa da ANEEL nº 273, de 10 de julho de 2007, e o Processo nº 48500.000297/2019-17, decide extinguir o Pedido de Reconsideração interposto pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. em face do Despacho nº 3.090, de 2018, por ter sido exaurida sua finalidade.

ELISA BASTOS SILVA

DESPACHO Nº 3.541, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2020

O DIRETOR DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.006817/2019-03, decide declarar extinto o referido processo, considerando exaurida sua finalidade, nos termos do art. 14 da Norma de Organização ANEEL nº 001, aprovada pela Resolução Normativa nº 273, de 2007.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.550, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2020

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.004563/2020-14, decide conhecer e, no mérito, negar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pela Advocacia Luiz Felipe contra a Resolução Autorizativa nº 9.439, de 10 de novembro de 2020, que autorizou a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - Cteep, a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade e estabeleceu os valores das correspondentes parcelas da Receita Anual Permitida - RAP.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO

DESPACHO Nº 3.535, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2020

Processo nº 48500.002277/2008-28. Interessado: Ijuí Centenária Geração SPE Ltda. Decisão: alterar as características técnicas e o sistema de transmissão de interesse restrito da PCH Sede II, cadastrada no CEG sob o nº PCH.PH.RS.037300-1.01. A íntegra deste Despacho e seus Anexos constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO

DESPACHO Nº 3.543, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2020

Processo nº 48500.002657/2014-19. Interessados: Parque Eólico Ventos de São Januário 06 S.A. Decisão: Liberar a unidade geradora para início da operação comercial a partir de 16 de dezembro de 2020. Usina: EOL Ventos de São Januário 06. Unidades Geradoras: UG6 de 4.200 kW. Localização: Municípios de Campo Formoso, Estado da Bahia. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em www.aneel.gov.br/biblioteca.

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA, OUVIDORIA SETORIAL E PARTICIPAÇÃO PÚBLICA

DESPACHO Nº 3.534, DE 14 DE DEZEMBRO DE 2020

Processo nº 48500.006250/2019-67. Interessados: João Lopes Guerreiro, unidade consumidora nº 6/2056443-1, e Energia Mato Grosso S.A. Decisão: dar parcial provimento ao recurso da distribuidora. A íntegra deste Despacho está juntada aos autos e estará disponível no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALES
Superintendente Adjunto

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO

DESPACHO Nº 3.521, DE 14 DE DEZEMBRO DE 2020

O SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso da atribuição que lhe foi delegada, por meio da Portaria 4.845/2017, e no que consta do processo 48500.004218/2020-81 resolve conhecer os pedidos interpostos pela Solar System Ltda. para postergação da cobrança do MUSD da UFV Itaobim e, no mérito, negar-lhes provimento.

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO

DESPACHO Nº 3.539, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2020

O SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas por meio da Portaria nº 4.163, de 30 de agosto de 2016, e tendo em vista o que consta no Processo nº 48500.004084/2016-11, decide: (i) conhecer e, no mérito, dar provimento à solicitação da Termopernambuco S.A. para autorizar a utilização do Custo Variável Unitário - CVU da Usina Termelétrica - UTE Termopernambuco (Código CEG: UTE.GN.PE.028031-3.01), no valor de R\$ 153,27/MWh (cento e cinquenta e três reais e vinte e sete centavos por megawatt-hora), a ser aplicado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação - PMO após a publicação do Despacho; e (ii) determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE a utilização do valor do CVU indicado no item "i" para fins de contabilização da geração verificada na UTE Termopernambuco a partir do mês de novembro de 2020.

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

DESPACHO Nº 3.540, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2020

O SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições conferidas pelo inciso I do art. 1º da Portaria nº 4.163, de 30 de agosto de 2016, e o que consta no Processo nº 48500.006276/2020-49, decide por conhecer do requerimento administrativo efetuado pela Companhia Energética de São Paulo - CESP para declarar a sazonalização de garantia física da usina hidrelétrica - UHE Paraibuna para período posterior à data de término da outorga da usina, para, no mérito, negar-lhe provimento.

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DO PARÁ

DESPACHO

Relação nº 357/2020

Fase de Autorização de Pesquisa
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(250)
850.365/2016-COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS E MINERADORES DA TABOCA E DO MUN. DE SÃO FELIX DO XI-OF. Nº601/2020/DIREM-PA/GER-PA

Fase de Requerimento de Pesquisa
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(131)
852.375/1997-MINERAÇÃO MOUNT ISA DO BRASIL LTDA-OF. Nº480/2020/DIREM-PA/GER-PA

Indefere requerimento de pesquisa por interferência total(121)
850.669/2020-JOSE ANTONIO CAVALCANTE SOARES

ROMULO CASTRO FIGUEIREDO
Chefe de Unidade Avançada
Substituto

DESPACHO

Relação nº 359/2020

Fase de Concessão de Lavra
Prorroga o prazo para o início dos trabalhos de lavra(402)
850.421/2004-ARAGUAIA NÍQUEL METAIS LTDA.- Prazo:06 MESES
850.514/2004-ARAGUAIA NÍQUEL METAIS LTDA.- Prazo:06 MESES
850.517/2004-ARAGUAIA NÍQUEL METAIS LTDA.- Prazo:06 MESES
850.516/2004-ARAGUAIA NÍQUEL METAIS LTDA.- Prazo:06 MESES
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(470)
850.421/2004-ARAGUAIA NÍQUEL METAIS LTDA.-OF. Nº2246/2020/DIFAM-PA/GER-PA
850.514/2004-ARAGUAIA NÍQUEL METAIS LTDA.-OF. Nº2247/2020/DIFAM-PA/GER-PA
850.517/2004-ARAGUAIA NÍQUEL METAIS LTDA.-OF. Nº2249/2020/DIFAM-PA/GER-PA
850.516/2004-ARAGUAIA NÍQUEL METAIS LTDA.-OF. Nº2248/2020/DIFAM-PA/GER-PA

ROMULO CASTRO FIGUEIREDO
Chefe de Unidade Avançada
Substituto

DESPACHO

Relação nº 360/2020

Fase de Direito de Requerer a Lavra
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(2224)
850.224/2009-PARÁ ALTA FLORESTA GOLD MINERAÇÃO LTDA EPP-OF. Nº1992/2020/DIFAM-PA/GER-PA

ROMULO CASTRO FIGUEIREDO
Chefe de Unidade Avançada
Substituto

