

Submódulo 3.1

Planejamento da operação elétrica de médio prazo

Procedimental

Revisão	Motivo da revisão	Data de aprovação
2020.12	Resolução Normativa nº 903/2020	08/12/2020

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

ÍNDICE

1.	PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS (PAR)	3
1.1.	Obtenção e consolidação dos dados	3
1.2.	Estabelecimento dos condicionantes dos estudos.....	5
1.3.	Elaboração do Termo de Referência	6
1.4.	Montagem dos casos de referência	6
1.5.	Elaboração dos estudos.....	7
1.6.	Resultados dos estudos.....	10
1.7.	Disponibilização do PAR	12
1.8.	Acompanhamento das obras recomendadas.....	12
2.	PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA (PEL)	13
2.1.	Obtenção e consolidação dos dados	13
2.2.	Elaboração do Termo de Referência	15
2.3.	Montagem dos casos de referência	16
2.4.	Simulações e análises do sistema.....	16
2.5.	Elaboração dos estudos.....	16
2.6.	Disponibilização dos estudos e acompanhamento das ações propostas.....	18
3.	REFERÊNCIAS	18
4.	ANEXOS	18

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS (PAR)

1.1. Obtenção e consolidação dos dados

1.1.1. O ONS solicita aos agentes os dados e as informações referentes às alterações do sistema existente e/ou incorporação de novas instalações.

1.1.2. O agente fornece ao ONS e mantém atualizados os dados descritos no ANEXO A, os dados de carga descritos no Submódulo 3.5 – Consolidação da previsão de carga para planejamento da operação eletroenergética e os dados descritos a seguir:

(a) Agentes de transmissão:

- (1) configuração das instalações de transmissão existentes;
- (2) configuração da expansão das instalações de transmissão sob sua responsabilidade para o horizonte de estudos do Plano de Ampliações e Reforços (PAR);
- (3) parâmetros elétricos dos seus equipamentos;
- (4) características dos seus sistemas de controle dos equipamentos de compensação de potência reativa variável, dos elos de corrente contínua em alta tensão e dos dispositivos para tornar flexíveis os sistemas de transmissão em corrente alternada (*Flexible Alternating Current Transmission System [FACTS]*);
- (5) cronograma e acompanhamento das obras do PAR nas conexões, inclusive das instalações fora da Rede Básica, e das obras sob sua responsabilidade a serem integradas à Rede Básica; e
- (6) dados referentes à vida útil dos equipamentos, conforme prazos estabelecidos em regulamentação [1]:
 - (i) relação dos equipamentos sob sua concessão com vida útil regulatória remanescente de até quatro anos ou esgotada, calculada a partir das taxas de depreciação estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
 - (ii) proposta de soluções com a finalidade de manter os equipamentos em operação por tempo adicional à sua vida útil regulatória, com a indicação, para cada equipamento, das justificativas baseadas em evidências técnicas, as ações necessárias, o investimento estimado e o aumento esperado da vida útil física; e
 - (iii) relação dos equipamentos sob sua concessão sem possibilidade de continuar operando por motivos de obsolescência, vida útil física esgotada, falta de peças de reposição, risco de danos às instalações, desgastes prematuros e/ou restrições operativas intrínsecas, e equipamentos relacionados, com a indicação, para cada equipamento, das justificativas baseadas em evidências técnicas e os respectivos prazos para sua substituição, bem como as características básicas dos equipamentos substitutos.

(b) Agentes de geração detentores de usinas classificadas como Tipo I:

- (1) características técnicas das suas unidades geradoras;
- (2) características dos sistemas de controle das suas unidades geradoras;
- (3) parâmetros elétricos dos equipamentos de conexão;
- (4) restrições operativas existentes em suas unidades geradoras, com indicação das causas;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

- (5) informações adicionais sobre as características da usina e seu regime de operação; e
- (6) usinas com despacho mínimo obrigatório por restrições resultantes do uso múltiplo da água.

(c) Agentes de geração detentores de usinas classificadas como Tipo II-A e Tipo II-B, conectadas à Rede Básica ou às instalações de transmissão classificadas como de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG):

- (1) limites de geração de potência ativa (MW) individualizados por usina;
- (2) limites de absorção e de geração de potência reativa (Mvar) individualizados por usina;
- (3) restrições operativas existentes em unidades geradoras, com indicação das causas; e
- (4) informações adicionais sobre as características da usina e seu regime de operação.

(d) Agentes de geração detentores de usinas classificadas como Tipo II-C, por meio do respectivo representante do conjunto de usinas a que pertencem:

- (1) limites de geração de potência ativa (MW) individualizados por usina que faz parte do conjunto;
- (2) limites de absorção e de geração de potência reativa (Mvar) individualizados por usina que faz parte do conjunto;
- (3) características dos sistemas de controle das unidades geradoras;
- (4) restrições operativas existentes em unidades geradoras, com indicação das causas; e
- (5) informações adicionais sobre as características da usina e seu regime de operação, quando solicitado.

(e) Agentes de distribuição:

- (1) configuração do sistema de distribuição existente e planejado representado na Rede de Simulação, modelada conforme o programa de obras, para o horizonte de estudos do PAR;
- (2) parâmetros elétricos dos equipamentos existentes e planejados do sistema de distribuição representado na Rede de Simulação, para o horizonte de estudos do PAR; e
- (3) os seguintes dados das usinas classificadas como Tipo II-A e Tipo II-B, conectadas na sua área de concessão e não conectadas à Rede Básica ou às instalações de transmissão classificadas como ICG:
 - (i) previsão de despacho de geração e limites de geração de potência ativa (MW) individualizados por usina;
 - (ii) limites de absorção e de geração de potência reativa (Mvar) individualizados por usina;
 - (iii) restrições operativas existentes em unidades geradoras, com indicação das causas; e
 - (iv) informações adicionais sobre as características da usina e seu regime de operação.

(f) Consumidores livres ou potencialmente livres:

- (1) Parâmetros elétricos dos equipamentos de conexão.

1.1.3. O agente envia ao ONS, acompanhadas do cronograma das novas obras, as configurações descritas no item 1.1.2. compatíveis com a Rede de Simulação utilizada no fornecimento dos dados de carga, em concordância com as configurações anuais representadas nos estudos do PAR.

1.1.4. O ONS obtém as informações, nos termos previstos no Submódulo 7.1 – Acesso às instalações de transmissão, relativas aos agentes de distribuição, consumidores livres, agentes de geração e agentes de importação e exportação que tenham solicitado acesso à Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão (DIT).

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1.1.5. No caso de dados de unidades geradoras futuras, o ONS utiliza os informados pelos agentes acessantes que já tenham apresentado solicitação de acesso ou recebido autorização ou concessão. Na ausência de dados, podem ser utilizados dados típicos, desde que destacados como tais em seus respectivos arquivos.

1.1.6. O ONS adota os limites de carregamento de cada instalação constantes do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

1.1.7. O ONS adota os limites de carregamento das LT e dos equipamentos das instalações classificadas como DIT informados pelos agentes responsáveis. Similarmente, o ONS adota os limites de carregamento informados pelos agentes de distribuição responsáveis pela rede de distribuição considerada nas simulações.

1.1.8. O ONS obtém os dados e modelos das máquinas, dos reguladores de tensão, dos reguladores de velocidade e sinais adicionais estabilizantes constantes na sua Base de Dados Técnica e os utiliza nas simulações para análise da estabilidade angular.

1.1.9. O ONS considera os valores de carga ativa e reativa por barramento, em todas as simulações e análises para os patamares de carga informados pelos agentes e consolidados pelo ONS, conforme Submódulo 3.5.

1.1.9.1. Caso seja necessário alterar os valores das previsões de carga já informados ao ONS, as alterações devem ser realizadas pelo mesmo processo descrito no Submódulo 3.5, de forma a garantir que a carga utilizada esteja sempre consolidada.

1.1.9.2. A aceitação e a inclusão das alterações dos valores das previsões de carga no processo dependem do andamento das simulações e do cronograma de elaboração do PAR pelo ONS, uma vez que as alterações nas previsões de carga podem implicar perda de eficácia do processo de consolidação da carga.

1.1.10. Caso o agente constata eventuais inconsistências em algum dos dados fornecidos, deve informá-las imediatamente ao ONS, acompanhadas das respectivas correções e justificativas técnicas.

1.1.11. O ONS obtém informações referentes ao planejamento da expansão da transmissão consolidado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, com base nos estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

1.2. Estabelecimento dos condicionantes dos estudos

1.2.1. Os condicionantes que fundamentam os estudos de ampliações e reforços estão em permanente evolução, determinados principalmente pela dinâmica socioeconômica do país e pelo desenvolvimento tecnológico. Acrescente-se ainda aos fatores que influenciam esses condicionantes o ritmo de implantação das novas instalações de transmissão e de geração e a decisão dos empreendedores de se integrarem ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.2.2. O ONS considera as diretrizes apresentadas no plano de expansão elaborado pela EPE sob a coordenação do MME e nos planos de expansão das redes de distribuição elaborados pelos agentes ou relacionados aos planos de expansão da EPE.

1.2.3. O ONS considera o conjunto de geradores constituído pelas usinas existentes, usinas novas com contratos de concessão, autorização ou solicitações de acesso formalizadas junto ao ONS, centrais geradoras integrantes de programas estabelecidos pelo MME e os intercâmbios contratados em interligações internacionais.

1.2.4. O ONS considera as informações dos instrumentos contratuais de uso e conexão às instalações de transmissão.

1.2.5. O ONS considera, para as unidades geradoras e instalações de transmissão, as datas de entrada em operação consolidadas em reuniões periódicas coordenadas pelo MME.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1.2.6. O ONS considera também as expansões previstas para os sistemas de distribuição e para as instalações de transmissão não pertencentes à Rede Básica, representadas na Rede de Simulação.

1.2.7. O ONS considera as informações referentes aos problemas operativos sinalizados nos estudos de planejamento e programação da operação, bem como aqueles observados na operação do SIN.

1.2.8. O ONS considera as melhorias relativas à substituição de equipamentos de grande porte por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de dano as instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas e equipamentos relacionados [1]. Nesse contexto, equipamentos de grande porte são transformador, equipamento de compensação de potência reativa ou linha de transmissão (LT) e, equipamentos relacionados são aqueles que venham a impor restrições aos de grande porte, podendo ser partes integrantes ou equipamentos de conexão que necessitem também ser substituídos.

1.3. Elaboração do Termo de Referência

1.3.1. O termo de referência apresenta a descrição geral dos estudos, escopo, forma de execução, cronograma das atividades, dados, premissas e metodologia, como segue:

- (a) os critérios para definição dos despachos energéticos utilizados para análise das condições regionais de atendimento;
- (b) os meses e as condições de carga consideradas nos casos de referência; e
- (c) as condições operativas do sistema consideradas nas simulações e análises dos estudos.

1.3.2. O termo de referência deve abordar apenas aquilo que não estiver estabelecido nos Procedimentos de Rede referente aos critérios, conforme consta no Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, além de quaisquer outras informações adicionais que tenham como objetivo principal, tornar possível a reprodutibilidade dos resultados das análises realizadas no âmbito do PAR.

1.3.3. O ONS elabora o termo de referência dos estudos para cada ciclo do PAR e o encaminha aos agentes para suas contribuições.

1.3.3.1. Nos casos excepcionais em que, devido às características particulares da carga, os estudos de fluxo de potência não são capazes de retratar a condição crítica de desempenho da instalação, principalmente em transformadores de fronteira da Rede Básica com a rede de distribuição, o ONS e o agente diretamente afetado acordam uma forma de detectar esse ponto crítico de operação e explicitam esse acordo no termo de referência.

1.4. Montagem dos casos de referência

1.4.1. O ONS elabora os casos de referência para simulação de todos os anos do horizonte de estudos do PAR e abrangência do SIN nas regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

1.4.2. O ONS avalia inserir na base de dados (casos de referência) as novas obras recomendadas pelos estudos de planejamento da expansão.

1.4.3. Com o objetivo de atualizar a Rede de Simulação, o ONS, com a participação dos agentes, monta os casos de referência, considerando as instalações existentes, as novas obras da Rede Básica em andamento, as autorizadas ou licitadas, os ajustes de cronograma físico informados pelas empresas e pelos órgãos responsáveis pela fiscalização da implantação de empreendimentos, as obras nas conexões e nas DIT, assim como as obras de responsabilidade de novos agentes a serem integradas à Rede Básica.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1.4.4. O ONS considera nos casos de referência e nas simulações e análises os valores atualizados de carga ativa e reativa por barramento e patamares de carga para os meses e condições de carga que melhor evidenciem as particularidades operativas de cada sistema, conforme estabelecido no Submódulo 3.5.

1.4.5. O ONS ajusta as configurações iniciais para acerto dos casos de referência para cada ano do horizonte de estudos do PAR e elabora uma base comum aos estudos de fluxo de potência regionais e estudos de definição dos limites das interligações inter-regionais.

1.5. Elaboração dos estudos

1.5.1. Simulações e análises do sistema para avaliação das condições de atendimento

1.5.1.1. O ONS realiza simulações e análises do sistema de forma regionalizada, para avaliar as situações específicas de cada região e os cenários alternativos de intercâmbio e despacho, tanto para condição normal como para contingências.

1.5.1.2. O ONS avalia o desempenho elétrico do SIN, conforme as premissas e os critérios estabelecidos no Submódulo 2.3, a partir das seguintes grandezas:

- (a) tensão;
- (b) carregamento em LT e equipamentos;
- (c) estabilidade angular; e
- (d) outras que venham a ser estabelecidos no termo de referência.

1.5.1.3. O ONS simula as condições operativas do SIN em regime permanente e/ou regime dinâmico em frequência industrial. Os diversos pontos de operação analisados contemplam as situações de hidrologia relevantes, condições de carga e configurações previstas para o horizonte de estudo que norteiam o dimensionamento da rede.

1.5.1.4. A partir dos pontos de operação em análise, o ONS simula a ocorrência de contingências simples e, em alguns casos, múltiplas, que devem estar definidas no escopo do estudo, visando identificar os casos em que o desempenho elétrico não atende aos critérios estabelecidos e indicar as medidas corretivas necessárias.

1.5.1.5. O ONS realiza as análises considerando a seguinte abrangência:

- (a) atendimento às áreas geoeletricas;
- (b) transformações da Rede Básica de Fronteira das áreas geoeletricas;
- (c) interligações inter-regionais e internacionais;
- (d) DIT e instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico dos agentes de distribuição; e
- (e) todo o SIN:
 - (i) avaliação do dimensionamento da compensação de potência reativa adicional; e
 - (ii) análise de superação de equipamentos.

1.5.1.6. O ONS testa as condições de atendimento das novas obras recomendadas pelos estudos de planejamento da expansão, caso a caso, até que seja determinada, para cada ano do horizonte de estudos do PAR, uma configuração que atenda aos critérios de desempenho.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1.5.1.7. O ONS, para fins de compatibilização com o MME e a EPE, avalia as soluções propostas pelos agentes como alternativa à substituição dos equipamentos existentes, ou verifica a necessidade de adequações nas instalações para o aumento da capacidade e/ou confiabilidade do SIN.

1.5.1.8. Caso seja detectada falta de soluções estruturais de planejamento que resolvam os problemas identificados nos estudos do PAR, o ONS encaminha à EPE solicitação para elaboração de estudos para definição de solução estrutural que elimine esses problemas.

1.5.1.8.1. Caso os problemas identificados sejam solucionados por meio da implantação de reforços, o ONS indica esses reforços no PAR, com base em análises de custo-benefício que eliminem os problemas identificados, e encaminha as soluções propostas ao MME, EPE e à ANEEL, com o conhecimento dos agentes envolvidos, para análises com visão de longo prazo.

1.5.1.9. Caso sejam identificados problemas que possam comprometer a segurança operativa do SIN e a otimização dos custos de operação, o ONS propõe e desenvolve ações junto ao MME, à ANEEL e aos agentes envolvidos para solucionar tais problemas.

1.5.1.10. O ONS realiza os estudos do PAR com a participação dos agentes e solicita a participação dos responsáveis pelo planejamento da expansão, caso necessário.

1.5.1.11. O ONS informa os resultados das simulações e análises do sistema aos agentes para suas contribuições.

1.5.2. Estudos para Rede Básica

1.5.2.1. O ONS dimensiona o conjunto das instalações da Rede Básica de forma que haja capacidade suficiente para o escoamento da geração e para o atendimento da carga durante o horizonte de estudos do PAR, em condição normal de operação e sob contingência de um elemento da Rede de Simulação.

1.5.2.2. O ONS inclui no PAR os resultados das avaliações de desempenho e a necessidade de ampliações e reforços nas instalações de transmissão.

1.5.2.3. O ONS avalia o desempenho das novas ampliações e subestações propostas pelos estudos de planejamento da expansão e sua adequação quanto à data de necessidade e efetividade na solução de problemas diagnosticados.

1.5.3. Estudos para transformação na fronteira entre Rede Básica e rede de distribuição

1.5.3.1. O ONS avalia o desempenho e a necessidade de reforços nas subestações existentes.

1.5.3.2. O ONS inclui na avaliação das condições de desempenho e na proposta de obras do PAR novas subestações e novos setores em subestações existentes, quando essas instalações atenderem a mais de uma distribuidora (instalações compartilhadas), tiverem sido objeto de licitação (instalações compartilhadas ou não) ou, no caso específico de atenderem a uma única distribuidora, tiverem sido objeto de solicitação de acesso.

1.5.3.3. O ONS considera como referência na indicação de soluções para os problemas identificados os programas de obras informados pelos agentes de distribuição.

1.5.4. Estudos das interligações inter-regionais e internacionais

1.5.4.1. O ONS analisa o desempenho das interligações a partir dos estudos de fluxo de potência e estabilidade eletromecânica.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1.5.4.2. O ONS identifica as contingências críticas, suas consequências que não atendam aos critérios e as medidas necessárias para eliminá-las.

1.5.4.3. O ONS realiza as seguintes atividades para os estudos das interligações:

- (a) determinação dos cenários de intercâmbio entre os subsistemas;
- (b) preparação dos casos base de fluxo de potência;
- (c) estudos de estabilidade angular para análise do desempenho dinâmico das interligações, para determinação dos limites de intercâmbio e avaliação das restrições locais dos subsistemas como exportador ou importador de potência; e
- (d) Outras atividades definidas no termo de referência.

1.5.4.4. O ONS realiza os estudos das interligações de forma a obter os seguintes resultados principais:

- (a) limites de intercâmbio entre as diversas áreas geoeletricas do SIN;
- (b) fatores restritivos no estabelecimento de limites de intercâmbio entre os subsistemas;
- (c) desempenho elétrico das interligações inter-regionais e internacionais; e
- (d) análise do impacto do atraso ou da antecipação de obras nos intercâmbios inter-regionais.

1.5.5. Estudos das DIT e das instalações de transmissão de âmbito próprio dos agentes de distribuição

1.5.5.1. O ONS considera e inclui no PAR o resultado dos estudos referentes às DIT e às instalações de transmissão de âmbito próprio dos agentes de distribuição, inclusive LT e subestações, que possuam interesse sistêmico, ou seja, cuja implementação seja necessária para minimizar os custos de expansão e de operação do SIN, bem como para promover a utilização racional dos sistemas existentes.

1.5.5.2. O ONS elabora os estudos com a participação dos agentes de transmissão e distribuição, com base nas mesmas diretrizes e critérios estabelecidos para análise da Rede Básica.

1.5.5.3. O ONS avalia o dimensionamento das redes onde as DIT estão inseridas segundo os critérios de contingência adotados pela distribuidora envolvida. No caso de DIT compartilhadas entre distribuidoras, o ONS considera os critérios que proporcionem maior confiabilidade ao sistema.

1.5.6. Estudos para dimensionamento da compensação de potência reativa no sistema de transmissão

1.5.6.1. O ONS realiza as análises em regime permanente e em estudos de transitórios eletromecânicos, em condições normal e sob contingência, com o objetivo de:

- (a) fornecer recursos suficientes de controle de tensão em regimes permanente e dinâmico;
- (b) avaliar a compensação de potência reativa das novas LT propostas;
- (c) controlar as sobretensões provenientes das manobras de energização ou de rejeição de carga que envolvam as novas LT;
- (d) reduzir a necessidade de desligamentos de circuitos em situações de baixo carregamento nas LT; e
- (e) indicar os geradores que devem prestar serviços ancilares de compensação de potência reativa.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1.5.6.2. O ONS verifica e/ou ajusta o grau de compensação de potência reativa capacitiva série de tal modo que o sistema apresente o desempenho adequado em regime permanente e transitório, durante as condições normais de operação e sob contingência.

1.5.6.3. Nos casos em que a abertura da LT é usada de forma sistemática para o controle adequado de tensão ou em que tais aberturas de LT possam vir a comprometer a confiabilidade do SIN, o ONS avalia a necessidade de compensação de potência reativa em derivação.

1.5.6.4. O ONS avalia e, eventualmente recomenda no PAR, a necessidade de contratação de serviço ancilar de suporte de reativos pelas usinas, respaldada por parecer específico que caracterize os benefícios ao SIN da operação dessas unidades geradoras como compensadores síncronos.

1.5.7. Análise de superação dos equipamentos

1.5.7.1. Como parte integrante dos processos do PAR, o ONS coordena o processo de análise de superação das capacidades operativas de equipamentos, realizado por grupo específico.

1.5.7.2. O ONS inicia a análise de superação dos equipamentos a partir dos estudos de curto-circuito, descritos no Submódulo 3.12 – Estudos de curto-circuito e conforme critérios estabelecidos, que fornecem:

- (a) as informações necessárias para identificação dos casos de superação por corrente simétrica de curto-circuito para disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente (TC), bobinas de bloqueio e demais equipamentos de subestação; e
- (b) valores X/R calculados para as barras do SIN necessários para as análises de superação por crista da corrente de curto-circuito dos equipamentos, e a análise de superação dos disjuntores e TC, devido à evolução da constante de tempo da rede.

1.5.7.3. Os agentes de transmissão realizam as análises de superação dos seus equipamentos, conforme critérios estabelecidos em [2], e encaminham ao ONS sua proposição de substituição dos equipamentos superados.

1.5.7.4. O ONS analisa as proposições encaminhadas pelos agentes, considerando os aumentos das potências de curto-circuito previstos para os pontos de interligação entre agentes, de modo a minimizar a superação de equipamentos e instalações existentes. Caso necessário, pode ser admitida a utilização de equipamentos limitadores ou alteração na configuração do sistema, como, por exemplo, a abertura de barramentos caso não ocorra redução no nível de confiabilidade do sistema.

1.5.7.5. O ONS emite o parecer final sobre as necessidades de substituição dos equipamentos e inclui as devidas recomendações no PAR.

1.6. Resultados dos estudos

1.6.1. O ONS apresenta no PAR os condicionantes dos estudos e a descrição das premissas e dados utilizados para elaboração do programa de obras, quais sejam:

- (a) previsão da demanda, com a descrição dos valores de carga adotados;
- (b) previsão da oferta em que devem ser apresentados o parque gerador considerado e as transferências contratadas para os intercâmbios internacionais; e
- (c) custos de referência, com base nos dados de custos de instalação de transmissão.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1.6.2. O ONS apresenta o programa de obras em instalações de transmissão e nas redes sob responsabilidade das distribuidoras que possam afetar o desempenho da Rede Básica.

1.6.3. O programa de obras é constituído por indicações de ampliações, reforços e melhorias relacionadas à substituição dos equipamentos de grande porte – transformador, equipamento de compensação reativa ou LT – e os equipamentos relacionados, por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de danos às instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas.

1.6.4. O ONS determina o conjunto de obras proposto e destaca os principais aspectos do desempenho das diversas áreas do sistema, as obras necessárias para que o sistema atenda ao desempenho desejado, as ações recomendadas para implantação dessas obras, os cronogramas de implantação dessas obras e a projeção das estimativas dos investimentos relacionados.

1.6.5. O ONS indica os locais que não atendem aos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede e a data a partir da qual esse não atendimento passa a ocorrer.

1.6.6. O ONS explicita as consequências de possível atraso das obras propostas no PAR.

1.6.7. O ONS explicita no PAR os casos de instalações cujo carregamento sob contingências excede a capacidade operativa estabelecida no respectivo CPST.

1.6.8. O ONS relaciona no PAR todos os elementos terminais que limitam o carregamento de LT ou transformadores existentes, para recomendação de ajuste ou substituição. O ONS considera os casos em que essa limitação de carregamento implique restrições de geração e explicita o caráter de urgência para a solução dos problemas identificados.

1.6.9. Com base nos resultados fornecidos pelos estudos, o ONS avalia os riscos de não atendimento à carga no horizonte de estudos do PAR e apresenta os resultados por regiões geoelétricas.

1.6.10. O ONS propõe novas instalações a serem integradas à Rede Básica e às DIT e apresenta justificativa técnica para cada instalação em consonância com o planejamento da expansão do sistema, no sentido de subsidiar o processo de licitação de concessão ou autorização dessas instalações.

1.6.11. O ONS apresenta a análise do desempenho elétrico dos sistemas regionais em condições normal e sob contingência, do desempenho das interligações inter-regionais e internacionais, do dimensionamento de compensação de potência reativa, quando necessário, e análise de superação dos equipamentos.

1.6.12. O ONS explicita as possíveis restrições de transmissão e as justificativas do programa de obras a ser implementado e realiza estudos de sensibilidade para avaliar as consequências de possíveis atrasos e/ou antecipações na implantação dos novos empreendimentos.

1.6.13. O ONS apresenta no PAR os pontos onde tenham sido identificados baixos valores de fator de potência na transformação de fronteira entre a Rede Básica e a rede de distribuição e inclui recomendações aos agentes de transmissão e/ou distribuição envolvidos para eliminação dos problemas identificados.

1.6.14. O ONS utiliza a Base de Preços da ANEEL [3] para registrar os custos das instalações de transmissão.

1.6.14.1. Caso o custo de alguma instalação não esteja disponível na Base de Preços, o ONS solicita o acesso ao Banco de Preços dos agentes envolvidos com as instalações e/ou consulta os valores licitados anteriormente para equipamentos iguais ou semelhantes.

1.7. Disponibilização do PAR

1.7.1. O ONS disponibiliza a minuta do PAR e os dados utilizados nesses estudos aos agentes para sua avaliação e contribuições.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1.7.2. O ONS disponibiliza, aos agentes e setores interessados, a Base de Dados com as previsões de carga consolidadas, os casos de referência de fluxo de potência, os casos correspondentes aos principais despachos alternativos de geração analisados, a base de dados dos estudos de curto-circuito e os mapas das configurações elétricas do SIN, atualizados de acordo com o programa de obras e após consolidação dessas obras pelo MME.

1.7.3. O ONS disponibiliza aos agentes os resultados obtidos dos estudos do PAR com as configurações, os dados, as premissas e as metodologias utilizadas de forma a possibilitar a reprodução das análises realizadas.

1.8. Acompanhamento das obras recomendadas

1.8.1. O ONS desenvolve ações de acompanhamento das diversas recomendações encaminhadas ao Poder Concedente e aos agentes com o objetivo de garantir a efetividade do PAR e com base nos documentos de fiscalização emitidos pelos órgãos responsáveis.

1.8.2. O ONS acompanha o conjunto de obras contidas no PAR para incorporar mudanças dos condicionantes adotados nos estudos e fornecer uma visão do estágio atual das obras planejadas para o SIN, tais como:

- (a) contextos de oferta (geração e importação) e de demanda (mercado e exportação), sinalizados pelos agentes;
- (b) novas solicitações de acesso;
- (c) propostas de expansão por parte dos agentes;
- (d) restrições operativas identificadas na operação em tempo real e no planejamento e programação da operação elétrica e energética; e
- (e) instrumentos contratuais estabelecidos referentes ao uso e à conexão às instalações de transmissão, à autorização e à concessão para produção, à autorização para importação e exportação de energia e aos padrões de desempenho.

1.8.3. Após o envio do PAR ao MME, o ONS acompanha a implantação das obras propostas no sentido de propor e desenvolver as ações necessárias junto ao MME, ANEEL e aos agentes.

1.8.4. O ONS elabora e disponibiliza o Relatório de Autorizações e Licitações de Instalações da Rede Básica, que descreve as obras propostas para a Rede Básica com datas de entrada em operação previstas, as outorgas com respectivas datas de publicação, os agentes de transmissão envolvidos e os prazos contratuais.

1.8.5. O ONS elabora e disponibiliza o Relatório de Novas Instalações da Rede Básica que descreve as instalações propostas por estado e nível de tensão, a localização de cada instalação, suas características básicas operativas, seu tipo de outorga com o número do documento correspondente e data de publicação, os agentes de transmissão envolvidos, a data proposta para entrada em operação, os prazos contratuais definidos pela ANEEL e a data provável de entrada em operação.

1.8.6. O ONS elabora e disponibiliza o Relatório de Autorizações de Instalações nas Demais Instalações de Transmissão que descreve as obras propostas para as DIT, as outorgas com as respectivas datas de publicação, os agentes envolvidos, os prazos contratuais de entrada em operação, a data provável de entrada em operação e as datas de entrada em operação das obras já implantadas.

1.8.7. O ONS insere na Base de Dados Técnica para divulgação as outorgas emitidas pelo Poder Concedente, as características principais das instalações, as datas de entrada em operação consolidadas em reuniões periódicas coordenadas pelo MME e as datas realizadas de entrada em operação.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

1.8.8. O ONS elabora os mapas geoeletricos e, após a finalização do PAR, os disponibiliza aos agentes de transmissão, geração e distribuição por meio do sistema de informação geográfica cadastrais no SIN, que permite a visualização dinâmica dos dados cadastrados na Base de Dados Técnica sobre esses mapas.

2. PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA (PEL)

2.1. Obtenção e consolidação dos dados

2.1.1. O agente fornece ao ONS e mantém atualizado, para cada horizonte de estudo, os dados dos equipamentos elétricos descritos no ANEXO B deste submódulo, os dados de carga descritos no Submódulo 3.5 e os dados descritos a seguir:

(a) Agentes de transmissão:

- (1) parâmetros elétricos de equipamentos e instalações de sua propriedade existentes na Rede de Simulação;
- (2) cronograma e parâmetros elétricos das novas instalações previstas para o horizonte de estudo;
- (3) diagramas eletro-geográficos do sistema elétrico de sua propriedade;
- (4) equipamentos de compensação reativa e filtragem de harmônicos – reatores, capacitores, compensadores estáticos ou síncronos – conectados à Rede de Simulação, com indicação dos que são manobráveis e a especificação da potência de cada módulo que compõe a compensação informada;
- (5) limites de carregamento e restrições operativas em seus equipamentos representados na Rede de Simulação, em condições normais e de emergência em períodos contínuos e em períodos de curta e longa duração, de 30 minutos e de 4 horas, com indicação dos fatores limitantes e dos equipamentos restritivos; e
- (6) plano anual da manutenção de longa duração dos componentes da Rede de Operação previsto para o horizonte de estudo.

(b) Agentes de geração detentor de usinas classificadas como Tipo I:

- (1) parâmetros elétricos de equipamentos e instalações de sua propriedade existentes na Rede de Simulação;
- (2) cronogramas e parâmetros elétricos das novas instalações previstas para o horizonte do estudo;
- (3) restrições operativas existentes em unidades geradoras, com indicação das causas;
- (4) informações adicionais sobre as características da usina e seu regime de operação;
- (5) plano anual da manutenção de longa duração das unidades geradoras previsto para o horizonte do estudo; e
- (6) usinas com despacho mínimo obrigatório por restrições de uso múltiplo da água.

(c) Agentes de geração detentor de usinas classificadas como Tipo II-A e Tipo II-B conectadas à Rede Básica ou em instalações de transmissão como de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG):

- (1) disponibilidade de geração de potência ativa (MW) individualizada por usina;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

- (2) limites de absorção e de geração de potência reativa individualizados por usina;
 - (3) informações adicionais sobre as características da usina e do seu regime de operação quando solicitado; e
 - (4) restrições operativas existentes nas unidades geradoras, com indicação das causas, quando solicitado.
- (d) Agentes de geração detentor de usinas classificadas como Tipo II-B não conectadas à Rede Básica ou em ICG:
- (1) informações adicionais sobre as características da usina e seu regime de operação, quando solicitado; e
 - (2) restrições operativas existentes em unidades geradoras, com indicação das causas, quando solicitado.
- (e) Agente de geração detentor de usinas classificadas como Tipo II-C, por meio do respectivo representante do conjunto de usinas a que elas pertencem:
- (1) parâmetros elétricos de equipamentos e instalações de sua propriedade, que fazem parte de um conjunto de usinas representado na Rede de Simulação;
 - (2) cronogramas e parâmetros elétricos das novas instalações previstas para o horizonte do estudo conforme acompanhamento da ANEEL;
 - (3) restrições operativas existentes em unidades geradoras que fazem parte do conjunto de usinas, com indicação das causas;
 - (4) informações adicionais sobre as características da usina e seu regime de operação;
 - (5) plano anual de manutenção de longa duração das unidades geradoras ou instalação de transmissão de uso exclusivo do conjunto, que resultem em indisponibilidades superiores a 10% da capacidade instalada total do mesmo, para o período do estudo;
 - (6) usinas com despacho mínimo obrigatório por restrições resultantes do uso múltiplo da água, quando for o caso.
 - (7) disponibilidade de geração de potência ativa (MW) individualizada por usina; e
 - (8) limites de absorção e de geração de potência reativa individualizados por usina.
- (f) Agente de distribuição:
- (1) parâmetros elétricos de equipamentos e instalações de sua propriedade existentes na Rede de Simulação;
 - (2) cronograma e parâmetros elétricos das novas instalações, previstas para o horizonte do estudo, a serem representados na Rede de Simulação;
 - (3) diagrama eletro-geográfico do sistema elétrico de sua propriedade;
 - (4) equipamentos de compensação reativa e filtragem de harmônicos – reatores, capacitores, compensadores estáticos ou síncronos – conectados à Rede de Simulação, com a indicação dos que são manobráveis, a especificação da potência de cada módulo que compõe a compensação informada e adicionalmente, as informações do sistema de controle para os estudos de planejamento da operação elétrica de médio prazo;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

- (5) faixas operativas e tensões desejadas nos barramentos de conexão com a Rede Básica, em condição normal e sob contingência;
- (6) limites de carregamento e restrições operativas em seus equipamentos representados na Rede de Simulação, em condições normais e de emergência em períodos contínuos e em períodos de curta duração e longa duração, de 30 minutos e de 4 horas, com indicação dos fatores limitantes e dos equipamentos restritivos; e
- (7) plano anual de manutenção de longa duração dos componentes da Rede de Operação e do sistema de distribuição que influenciam o desempenho da Rede de Operação.
- (8) os seguintes dados das usinas classificadas como Tipo II-B e conectadas na sua área de concessão:
 - (i) disponibilidade de geração de potência ativa (MW) individualizada por usina; e
 - (ii) limites de absorção e de geração de potência reativa individualizada por usina.

(g) Consumidores livres:

- (1) ajustes dos equipamentos de proteção como relés de subtensão, de sobretensão, de subfrequência, de sobrefrequência etc.;
- (2) faixas operativas e tensões desejadas nos barramentos de conexão com a Rede Básica, em condição normal e sob contingência; e
- (3) equipamentos de compensação reativa e de filtragem de harmônicos da instalação, com a indicação dos que são manobráveis.

2.1.2. O ONS realiza a consolidação dos dados e informações enviadas pelos agentes de operação.

2.1.2.1. Caso seja identificada alguma inconsistência nos dados fornecidos pelos agentes, o ONS comunica imediatamente ao responsável pela informação para eventual retificação do dado.

2.2. Elaboração do Termo de Referência

2.2.1. O ONS é responsável pela elaboração do termo de referência para os estudos de planejamento da operação elétrica e a participação dos agentes de operação antes do início de cada estudo é facultativa.

2.2.2. O ONS elabora o termo de referência para os estudos de planejamento da operação elétrica com o escopo, a forma de execução, o cronograma das atividades, a descrição geral do estudo, os critérios gerais e a definição das análises a serem realizadas.

2.2.3. O ONS define o escopo dos estudos de planejamento da operação elétrica, considerando os seguintes aspectos:

- (a) as situações operativas de transferências de energia entre regiões ou subsistemas a serem analisados;
- (b) as situações de operação de intercâmbios a serem considerados nos casos de referência;
- (c) as configurações a serem analisadas, considerando o cronograma dos equipamentos e as instalações de transmissão e geração previstas;
- (d) os perfis de cargas que melhor evidenciam as particularidades operativas de cada sistema;
- (e) o conjunto de simulações que devem ser analisadas para avaliação do desempenho do sistema;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

- (f) a necessidade de avaliar atributos adicionais aos constantes nos Procedimentos de Rede, quando for o caso; e
- (g) o detalhamento dos resultados a serem apresentados, a saber:
 - (1) medidas operativas para que a operação atenda aos padrões e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede;
 - (2) compatibilização das restrições elétricas com as políticas energéticas que visam a assegurar o menor custo da operação;
 - (3) limites de transmissão entre regiões do SIN;
 - (4) desempenho das áreas geoeletricas do sistema, em condição normal e sob contingência;
 - (5) despachos de geração térmica para atendimento à segurança elétrica;
 - (6) análise do desempenho das interligações internacionais;
 - (7) nos estudos de médio prazo, ações para solucionar os problemas encontrados e/ou indicação da necessidade de antecipação de equipamentos e instalações de transmissão e geração; e
 - (8) análise do atendimento ao despacho mínimo das usinas informadas pelos agentes de geração.

2.3. Montagem dos casos de referência

2.3.1. O ONS elabora e disponibiliza os casos de referência aos agentes de operação com base e nos prazos do termo de referência para os estudos de planejamento da operação elétrica.

2.3.1.1. Caso necessário, por determinação do ONS ou solicitação de agente, o ONS prepara casos de fluxos de potência específicos.

2.4. Simulações e análises do sistema

2.4.1. O ONS realiza o processamento das simulações e análises do sistema a partir dos casos de referência e utiliza programas e modelos computacionais de análise de redes, estabilidade eletromecânica e estabilidade dinâmica, conforme Submódulo 2.3.

2.4.2. O ONS realiza simulações e análises com objetivo de avaliar o desempenho do sistema, em condições normais de operação e sob contingências, e verificar o atendimento aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, consolidadas no Submódulo 2.3.

2.4.3. O ONS simula e analisa as situações de contingências simples, ou seja, a perda de um único elemento do sistema elétrico, seja linha de transmissão, transformador, banco de transformador, unidade geradora, elo de corrente contínua (CC) ou equipamento de controle de tensão, tal como reator, capacitor, compensador síncrono ou compensador estático.

2.5. Elaboração dos estudos

2.5.1. O ONS elabora o PEL que apresenta os resultados das análises realizadas nos estudos elétricos, contendo nas suas principais conclusões:

- (a) o acompanhamento das ações indicadas no estudo do ciclo anterior;
- (b) os problemas identificados nas áreas geoeletricas e/ou nas interligações regionais e internacionais referentes ao não atendimento dos padrões definidos nos Procedimentos de Rede ao longo do

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

horizonte de estudo, bem como as ações para solucionar os problemas apresentados, para as condições normais de operação ou sob contingências;

- (c) os reflexos da incorporação dos novos empreendimentos no desempenho e na operação do SIN, de acordo com o cronograma de equipamentos e instalações de transmissão e geração;
 - (1) análises de sensibilidade são apresentadas para avaliar as consequências e/ou benefícios de possíveis atrasos e/ou antecipações na implantação dos novos empreendimentos.
- (d) as estratégias operativas a serem detalhadas nos estudos para a elaboração das Diretrizes Operativas para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral, a saber:
 - (1) limites de transmissão nas interligações regionais;
 - (2) limites de transmissão para áreas geoeletricas;
 - (3) controle de tensão e carregamento;
 - (4) despachos de geração térmica para atendimento à segurança elétrica; e
 - (5) restrições de geração térmica, hidráulica ou outras, nas usinas das diversas bacias.
- (e) as recomendações decorrentes do não-atendimento aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, nas quais são indicadas ações a serem realizadas até que entrem em operação as ampliações e/ou reforços previstos. Essas recomendações contêm:
 - (1) proposição de medidas provisórias ou de antecipação dos reforços técnica e economicamente viáveis, para que o sistema atenda aos padrões de desempenho e aos critérios definidos nos Procedimentos de Rede, até a implantação das ampliações e reforços previstos;
 - (2) indicação da necessidade de revisão e/ou concepção de novos Sistemas Especiais de Proteção – SEP;
 - (3) indicação da necessidade de revisão e/ou concepção de novas medidas operativas para solução dos problemas identificados ao longo do estudo;
 - (4) indicação da necessidade de criação de grupos de trabalho específicos com o propósito de apresentar soluções para os problemas identificados que exijam maior aprofundamento;
 - (5) indicação, sob o ponto de vista de atendimento elétrico, do melhor período para manutenções de longa duração de componentes do sistema de transmissão e de unidades geradoras, de acordo com a análise dos cronogramas informados para o horizonte do estudo; e
 - (6) identificação da necessidade de revisão de ajustes dos controladores do SIN.

2.5.2. Após a emissão do PEL, o ONS realiza estudos específicos por demanda do sistema quando houver alteração nas premissas que possam mudar significativamente o resultado do PEL já emitido, ou quando houver previsão de entrada em operação de equipamentos e instalação de transmissão que tragam impactos à operação do SIN.

2.6. Disponibilização dos estudos e acompanhamento das ações propostas

2.6.1. O ONS emite e disponibiliza os produtos do planejamento da operação elétrica de médio prazo aos agentes de operação.

2.6.2. O ONS realiza em cada estudo uma avaliação do atendimento às ações propostas no estudo anterior, com o objetivo de ratificar ou redefinir a sistemática necessária à solução dos problemas identificados.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

3. REFERÊNCIAS

- [1] Resolução Normativa ANEEL nº 443, de 26 de julho de 2011.
- [2] Nota Técnica ONS nº 0048/2014 e suas revisões – Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- [3] Banco de Preços de Referência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, homologado pela Resolução Homologatória nº 758, de 06 de janeiro de 2009.

4. ANEXOS

ANEXO A – Dados necessários para realização dos estudos do PAR

ANEXO B – Dados necessários para realização dos estudos do PEL

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

ANEXO A – Dados necessários para realização dos estudos do PAR

A.1 UNIDADE GERADORA

IDENTIFICAÇÃO
Subestação elevadora
Coordenadas geográficas da subestação
Subestação onde se dá a conexão à rede de transmissão ou distribuição
Nº operacional
Fabricantes da(s) turbina(s) e do(s) gerador(es)
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Potência nominal (MVA de placa)
Potência efetiva (máxima em regime contínuo - MVA)
Nº de unidades geradoras
Frequência nominal (Hz)
Faixa operativa contínua de frequência
Faixa operativa temporizada de frequência
Faixa operativa de tensão nos terminais da máquina (kV) (máxima / mínima)
Faixas de operação proibidas de cada conjunto turbina-gerador em virtude de vibrações mecânicas, ressonâncias, abertura de válvulas, poluição etc.
Curva de capacidade (para tensões mínima, nominal e máxima)
Curva de saturação
Diagrama em blocos do sistema de excitação (excitatriz, regulador de tensão), do sinal estabilizador e do sistema de regulação de velocidade, com a inclusão dos limitadores existentes, no domínio da frequência, representado através das funções de transferência, com a respectiva topologia.
Devem ser fornecidos os valores dos parâmetros, bem como as suas faixas de ajuste e uma descrição sucinta dos seus significados.
DADOS DA MÁQUINA SÍNCRONA
Corrente nominal (A)
Tensão nominal (kV)
Número de pólos

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021
Constante de inércia – H (MWS / MVA)				
Velocidade síncrona (rpm)				
Constante de tempo transitória em vazio de eixo direto – T'_{do} (s)				
Constante de tempo subtransitória em vazio de eixo direto – T''_{do} (s)				
Constante de tempo transitória em vazio de eixo em quadratura – T'_{qo} (s)				
Constante de tempo subtransitória em vazio de eixo quadratura – T''_{qo} (s)				
Reatância síncrona de eixo direto não saturada – X_d (pu)				
Reatância transitória de eixo direto não saturada – X'_d (pu)				
Reatância subtransitória de eixo direto não saturada – X''_d (pu)				
Reatância síncrona de eixo em quadratura não saturada – X_q (pu)				
Reatância transitória de eixo em quadratura não saturada – X'_q (pu)				
Reatância subtransitória de eixo em quadratura não saturada – X''_q (pu)				
Reatância de dispersão não saturada – X_L (pu)				
Reatância de sequência negativa não saturada – X_2 (pu)				
Reatância de sequência zero não saturada – X_0 (pu)				
Resistência da armadura em corrente alternada – R_a (pu)				
Resistência da armadura de sequência negativa – R_2 (pu)				
Resistência da armadura de sequência zero – R_0 (pu)				
Resistência de aterramento – R_t (Ω)				
Reatância de aterramento – X_t (Ω)				
Relação de curto-circuito – RCC				
SUBESTAÇÃO ELEVADORA				
Parâmetros do transformador elevador				
Reatância (pu)				
Faixa de taps e valor operativo				
LINHAS DE TRANSMISSÃO				
Devem ser informados os dados descritos no item II deste anexo para a(s) linha(s) de transmissão entre a subestação elevadora e a subestação de conexão à rede de transmissão ou de distribuição				

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

A.2 LINHA DE TRANSMISSÃO

IDENTIFICAÇÃO
Subestação de
Subestação para
Coordenadas geográficas da subestação de
Coordenadas geográficas da subestação para
Coordenadas geográficas das torres
Número do circuito
Normas de projeto
DADOS GERAIS
Tensão máxima de operação em regime permanente (kV)
Extensão da linha (km)
Vão médio (m)
Cabos Fase
Tipo da estrutura predominante, com a indicação das distâncias dos grupamentos das fases ao eixo da torre e as distâncias à torre; a altura média dos cabos fase; a altura dos cabos no meio do vão típico, a distância ao eixo da torre, as configurações de condutores (tipo do condutor, bitola, espaçamento entre subcondutores etc) e cadeias (tipo, n° de isoladores para a cadeia típica etc).
Capacidade de carregamento - Informar capacidade de curta duração e de longa duração
Norma técnica de referência
Capacidade operativa (A) (CPST)
Condições ambientais de projeto
Temperatura ambiente média (°C)
Radiação Solar (W/m ²)
Velocidade do vento (m/s)
PARÂMETROS ELÉTRICOS
Impedância série da LT, em 60 Hz
Resistência de sequência positiva (Ω/km)
Reatância de sequência positiva (Ω/km)

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021
Capacitância de sequência positiva (nF/km)				
Resistência de sequência zero (Ω /km)				
Reatância de sequência zero (Ω /km)				
Capacitância de sequência zero (nF/km)				
Impedância mútua entre trechos de linhas paralelas				
Reatância de sequência zero (Ω /km)				
Distância(s) entre eixos das torres de circuitos paralelos em uma mesma faixa de passagem (m)				
Comprimento(s) dos trechos de circuitos paralelos (km)				
Resistência, reatância e susceptância equivalentes série da linha, com a inclusão da correção hiperbólica para seu comprimento, na base de 100 MVA e na tensão nominal do sistema				
Resistência (%)				
Reatância (%)				
Susceptância (%)				
CONFIABILIDADE PARA DIT				
Intensidade de falha (taxa de falha - ocorrências/ano)				
Tempo médio de reparo (horas)				

A.3 TRANSFORMADOR

IDENTIFICAÇÃO
Subestação
Número operacional
Fabricante
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Tipo do transformador
Autotransformador, banco monofásico, defasador, conversor etc ⁽¹⁾
Tensões nominais (kV)
Alta tensão

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021
Baixa tensão				
Terciário				
Potência nominal (MVA)				
Potências por estágio de resfriamento NBR 5356 ⁽²⁾				
Alta tensão (MVA)				
Baixa tensão (MVA)				
Terciário (MVA)				
Posição do comutador de derivação em carga e dos taps fixos				
Mínimo, nominal, máximo e intermediários				
Ligação dos enrolamentos (estrela aterrada, estrela isolada, triângulo)				
Alta tensão				
Baixa tensão				
Terciário				
Impedâncias (base e tensão nominal do equipamento)				
Alta tensão - Baixa tensão (%)				
Alta tensão - terciário (%)				
Baixa tensão - terciário (%)				
Limites de carregamento (NBR 5416)				
Normal				
Curta duração				
Classe térmica				
Possui unidade de reserva? sim/não ⁽³⁾				
CONFIABILIDADE PARA AS DIT				
Intensidade de falha (taxa de falha - ocorrências/ano)				
Tempo médio de reparo (horas)				

⁽¹⁾ Se defasador, informar limites de defasagem.

⁽²⁾ Os estágios de resfriamento poderão ser adequados conforme o caso: ON, AN, AF, etc. Quando aplicável, os 2° e 3° estágios de resfriamento deverão ser informados.

⁽³⁾ Se houver unidade de reserva, informar o tempo estimado de substituição.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

A.4 REATOR

IDENTIFICAÇÃO
Subestação
Número operacional
Fabricante
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Tensão nominal do equipamento (kV)
Potência nominal (Mvar)
Ligação trifásica do banco (estrela aterrada, estrela com neutro isolado, triângulo etc)
Tipo de aterramento do neutro (solidamente aterrado, com reatância etc)
Localização do reator (linha de transmissão, barramento etc)
Manobrável por disjuntor? sim / não
Possui unidade de reserva? sim / não

A.5 CAPACITOR DERIVAÇÃO

IDENTIFICAÇÃO
Subestação
Número operacional
Fabricante
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Tensão nominal do equipamento (kV)
Potência nominal (Mvar)
Ligação trifásica do banco (estrela, neutro aterrado ou isolado, triângulo etc)

A.6 CAPACITOR SÉRIE

IDENTIFICAÇÃO
Subestação

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

Linha de transmissão
Nº operacional
Fabricante
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Tensão nominal do equipamento (kV)
Tensão máxima nominal, entre terminais do equipamento (kV - eficaz)
Potência nominal (Mvar)
Corrente nominal (A)
Reatância nominal (Ω)
Capacidade de sobrecarga (curva I x t)

A.7 Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)

IDENTIFICAÇÃO
Subestação
Linha de transmissão
Nº operacional
Fabricante
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Tensão nominal do equipamento (kV)
Tensão máxima nominal, entre terminais do equipamento (kV - eficaz)
Potência nominal (Mvar)
Corrente nominal (A - eficaz)
Reatância nominal (Ω)
Capacidade de sobrecarga (curva I x t)
Diagrama de blocos do controle, representado através das funções de transferência, com a respectiva topologia. Devem ser fornecidos os valores dos parâmetros, bem como as suas faixas de ajuste e uma descrição sucinta dos seus significados.

A.8 COMPENSADOR ESTÁTICO

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

IDENTIFICAÇÃO
Subestação
Nº operacional
Fabricante
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Tipo (RCT, CCT, RCT/CCT, Núcleo saturável)
Tensão nominal do equipamento (kV)
Faixa operativa de tensão (kV)
Faixa operativa de potência reativa (Mvar)
Corrente nominal (A - eficaz)
Reatância nominal (Ω)
Capacidade de sobrecarga (curva I x t)
Estatismo
Tipo de ligação
Número de pulsos
Transformador elevador? sim/não ⁽¹⁾
Diagrama de blocos do controle, representado através das funções de transferência, com a respectiva topologia. Devem ser fornecidos os valores dos parâmetros, bem como as suas faixas de ajuste e uma descrição sucinta dos seus significados.

⁽¹⁾ Caso exista transformador elevador, informar os dados constantes na tabela específica correspondente a esse equipamento.

A.9 COMPENSADOR SÍNCRONO

IDENTIFICAÇÃO
Subestação
Nº operacional
Fabricante
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Potência nominal (MVA)

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021
Faixa operativa de tensão (kV) (máxima / mínima)				
Faixa operativa de potência reativa (Mvar)				
Corrente máxima de estator (A)				
Corrente de campo nominal (A)				
Corrente de campo máxima (A)				
Diagrama em blocos do sistema de excitação (regulador de tensão e excitatriz), com a inclusão dos limitadores existentes, no domínio da frequência, representado através das funções de transferência, com a respectiva topologia. Devem ser fornecidos os valores dos parâmetros, bem como as suas faixas de ajuste e uma descrição sucinta dos seus significados.				
Curva de saturação				
Inércia da máquina (parte girante) - GD^2 (t.m ²)				
Constante de inércia – H (MWs / MVA)				
Velocidade síncrona (rpm)				
Número de pólos				
Constante de tempo transitória em vazio de eixo direto – T'_{do} (s)				
Constante de tempo subtransitória em vazio de eixo direto – T''_{do} (s)				
Constante de tempo transitória em vazio de eixo em quadratura – T'_{qo} (s)				
Constante de tempo subtransitória em vazio de eixo quadratura – T''_{qo} (s)				
Reatância síncrona de eixo direto não saturada – X_d (pu)				
Reatância transitória de eixo direto não saturada – X'_d (pu)				
Reatância subtransitória de eixo direto não saturada – X''_d (pu)				
Reatância síncrona de eixo em quadratura não saturada – X_q (pu)				
Reatância transitória de eixo em quadratura não saturada – X'_q (pu)				
Reatância subtransitória de eixo em quadratura não saturada - X''_q (pu)				
Reatância de Poitier - X_p (pu)				
Reatância de dispersão não saturada – X_L (pu)				
Reatância de sequência negativa não saturada – X_2 (pu)				
Reatância de sequência zero não saturada – X_0 (pu)				
Resistência da armadura em corrente alternada – R_a (pu)				
Resistência da armadura de sequência negativa – R_2 (pu)				

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021
Resistência da armadura de sequência zero – R_0 (pu)				
Resistência de aterramento – R_t (Ω)				
Reatância de aterramento – X_t (Ω)				
Relação de curto-circuito – RCC				

A.10 DISJUNTOR

IDENTIFICAÇÃO
Subestação
Número operacional
Fabricante
Tipo
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Tensão nominal do equipamento (kV)
Circuito manobrado (linha, transformador, reator, capacitor, vão de transferência etc)
Corrente nominal (A)
Capacidade de interrupção nominal de curto-circuito
Simétrica (kA - eficaz)
Assimétrica (kA - eficaz)
Tempos típicos dos contatos principais
Abertura (ms)
Fechamento (ms)

A.11 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

IDENTIFICAÇÃO
Subestação
Fabricante
Tipo

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

Norma de especificação

DADOS GERAIS

Tensão nominal do equipamento (kV)

Circuito (linha, transformador, reator, capacitor, disjuntor, vão de transferência etc)

Corrente nominal (A)

Constante de tempo da componente contínua da corrente de curto-circuito (ms)

Fator térmico nominal

Corrente máxima de curto-circuito simétrica (kA - eficaz)

Valor máximo da corrente de curto-circuito assimétrica (kA - crista)

A.12 BOBINA DE BLOQUEIO

IDENTIFICAÇÃO

Subestação

Linha de transmissão

Fabricante

Tipo

Normas Técnicas de referência

DADOS GERAIS

Tensão nominal do equipamento (kV)

Corrente nominal (A - eficaz)

Capacidade de sobrecarga (A - eficaz / Horas)

Capacidade para correntes de curto-circuito simétricas (kA - eficaz)

A.13 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

IDENTIFICAÇÃO

Subestação

Localização: linha de transmissão, barramento etc

Fabricante

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

Tipo
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Tensão nominal do equipamento (kV - fase-fase, eficaz)

A.14 SECCIONADOR

IDENTIFICAÇÃO
Subestação
Localização (linha, transformador, reator, capacitor, vão de transferência etc)
Número operacional
Fabricante
Tipo
Norma de especificação
DADOS GERAIS
Tensão nominal do equipamento (kV)
Corrente nominal (A)
Capacidade para correntes de curto-circuito
Simétrica (kA - eficaz)
Assimétrica (kA - crista)

A.15 DADOS DE ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA

IDENTIFICAÇÃO
Características básicas de elos de corrente contínua
Potência nominal (MW)
Tipo do elo CCAT
Diagramas elétricos dos sistemas CA (retificador e inversor) e do sistema CC
Linhas de corrente contínua
Tensão nominal (kV)
Comprimento (km)

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

IDENTIFICAÇÃO
Resistências CC (Ω na temperatura $^{\circ}\text{C}$)
Corrente nominal (A)
Sobrecarga máxima (A)
Conversores
Número de pulsos
Número de unidades conversoras
Dados do transformador (ou banco) do conversor
Tipos de conexão no primário e secundário do transformador (ou banco)
Número de enrolamentos por unidade
Tensões nominais dos enrolamentos (kV)
Capacidades nominais dos enrolamentos (MVA)
Derivações (número, passos e enrolamento)
Reatância de comutação (% - indicar base em MVA)
Diagrama de conexões
Reatância dos transformadores (indicar base em MVA)
Linhas de eletrodo
Comprimento (km)
Resistências CC (Ω)
Eletrodo
Coordenadas geográficas
Latitude
Longitude
Resistência remota em relação a terra (Ω)
Filtros CC
Tipo
Diagrama esquemático e parâmetros
Compensação reativa

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

IDENTIFICAÇÃO
Filtros CA (Mvar): arranjo físico, diagramas elétricos, características dos elementos C (μF), L (mH) e R (Ω) e localização
Banco de capacitores (Mvar)
Compensadores síncronos (Mvar – sobreexcitado / subexcitado)
Outros
Tipo: Máximo capacitivo (Mvar) Máximo Indutivo (Mvar)
Reatores de alisamento
Indutância (mH)
Sistemas de controle
Sistemas de controle geral e suplementares (ex: controle suplementar para estabilidade eletromecânica e de tensão da rede elétrica etc)
Sistemas de comunicação
Sistemas de comunicação entre retificador e inversor
Sistemas de proteção
Critérios de sobretensão - Critério de sobretensão em caso de bloqueio – critérios de interação com conversores próximos (transmitâncias críticas)

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

A.16 CENTRAIS EÓLICAS

DADOS GERAIS
Subestação coletora
Coordenadas geográficas da subestação coletora
Subestação da Rede Básica onde se dá a conexão à rede de transmissão ou de distribuição
Número de turbina/geradores (por tipo)
Potência nominal instalada total (MW) (por tipo)
Montante de uso a contratar - MUST (MW)
Fator de Capacidade (%)
Potência máxima injetável na rede pela central Eólica (MW)
LINHAS DE TRANSMISSÃO
Devem ser informados os dados descritos no item II deste anexo para a(s) linha(s) de transmissão entre a subestação elevadora e a subestação de conexão à rede de transmissão ou de distribuição
TURBINAS
Fabricante / tipo
Potência nominal (MW)
Controle de potência
Tipo (stall ou pitch)
Velocidade de resposta (MW/s)
Velocidade do vento para entrada em serviço (cut - in) (m/s) e potência gerada correspondente (MW)
Velocidade do vento para saída de serviço (cut - out) (m/s) e potência gerada correspondente (MW)
Momento de inércia da massa girante ($MD^2/4$) kg.m ²
Curva CP x Lambda
Curva de potência (potência x velocidade do vento)
ACOPLAMENTO TURBINA/GERADOR - CAIXA DE ENGRENAGEM E/OU EIXO
Coeficiente de rigidez do eixo (G/T)
PU de conjugado/ rad. elétrico

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021
GERADORES (no caso de gerador síncrono de velocidade variável com conversor)				
Fabricante / Tipo				
Potência nominal (MW)				
Potência Aparente (MVA)				
Tensão nominal (para estator e rotor) ⁽¹⁾ e limites de variação da tensão terminal (V,%)				
Corrente nominal (para estator e rotor) ⁽¹⁾ (A)				
Frequência nominal e faixa de frequência (Hz)				
Número de pólos, indicar se tem 2 números de pólos				
Velocidade síncrona, para cada número de pólos (rpm)				
Velocidade de rotação na potência nominal (faixa) (rpm)				
Momento de inércia ($MD^2/4$) (kg.m ²)				
Coeficiente de amortecimento PU de conjugado/PU de velocidade				
Corrente em vazio (A)				
Corrente de partida (A)				
Corrente máxima de ligação à rede (A)				
Potência reativa absorvida em vazio (kvar)				
Potência reativa absorvida na potência nominal (kvar)				
Fator de potência				
Carregamento em % da potência ativa nominal (25, 50, 75, 100)				
Fator de potência, sem compensação ($\cos \varphi$)				
Fator de potência, com compensação ($\cos \varphi$)				
Resistências e reatâncias do esquema equivalente (em pu)				
Rs (pu)				
Rr (pu)				
Xs (pu)				
Xr (pu)				
Xm (pu)				
Esquema de partida				

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

Rotor do gerador

- Tipo (de gaiola, com enrolamento e anéis para controle da corrente)

⁽¹⁾ aerogeradores duplamente alimentados.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

ANEXO B - Dados necessários para realização dos estudos do PEL

B.1 DADOS DE GERADORES E COMPENSADORES SÍNCRONOS

(a) Dados gerais:

- (1) Usina/Subestação.
- (2) Números das barras em que as unidades geradoras da usina estão representadas, nos dados de fluxo de potência.
- (3) Localização geográfica: Município e Unidade da Federação.
- (4) Empresa proprietária.
- (5) Data de entrada em operação de cada unidade (data prevista, no caso de novas unidades).
- (6) Tipo de usina (hidráulica, térmica, eólica etc).
- (7) Combustível.
- (8) Número de unidades geradoras da usina.
- (9) Potência nominal e efetiva, por unidade.
- (10) Valor de geração inflexível da usina, no caso de usinas térmicas.
- (11) Tensão nominal em kV.
- (12) Faixa operativa de tensão em kV.
- (13) Faixas operativas de potência ativa por unidade em MW.
- (14) Faixas operativas de potência reativa por unidade em Mvar.
- (15) Curvas de capacidade (para tensões mínima, 1.0 pu e máxima).
- (16) Possibilidade de operação de cada unidade como compensador síncrono e tempo necessário para comutação síncrono/gerador.
- (17) Consumo por unidade na operação como gerador e como compensador síncrono.
- (18) Outras limitações operativas.

(b) Dados adicionais

- (1) No caso de usinas futuras, devem ser informados os parâmetros de projeto especificados ou, quando forem ainda desconhecidos, os parâmetros típicos considerados pela empresa em seus estudos.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

B.2 MÁQUINAS SÍNCRONAS

B.2.1 A **Tabela 1** do Anexo B apresenta os dados constantes na Planilha de Dados de Geradores.

Tabela 1 do Anexo B - Dados de Máquinas Síncronas

Parâmetros	Denom.	Unidade	Valor
Nome			
Número(s) da(s) unidade(s)	U	-	
Potência nominal	S	MVA	
Potência ativa nominal	P	MW	
Potência ativa máxima	PM	MW	
Fator de potência nominal	cos ϕ	-	
Tensão nominal	Vn	kV	
Tensão máxima	Vmax	kV	
Tensão mínima	Vmin	kV	
Limite inferior de operação	P	MW	
ou faixas de operação não permitidas	P1-P2	MW	

B.3 LINHAS DE TRANSMISSÃO

- (a) Denominação;
- (b) Números das barras terminais nos dados de fluxo de potência. No caso de linhas representadas por mais de um ramo, números das barras “de” e “para” de cada ramo que compõe a LT;
- (c) Tipo de Linha de Transmissão – LT: (aérea, subterrânea, LPNE etc.);
- (d) Data de entrada em operação (data prevista, no caso de linhas futuras);
- (e) Número do circuito, no caso de LT em paralelo;
- (f) Comprimento em km;
- (g) Tensão nominal em kV;
- (h) Tensão de operação em kV;
- (i) Capacidade nominal de projeto em A;
- (j) Limites térmicos em A, com e sem sol, por estação do ano;
- (k) Limites de regime normal em A e fatores limitantes;
- (l) Limites de emergência em A e fatores limitantes;
- (m) Resistência, reatância e susceptância de sequências positiva, percentual, na base de 100 MVA e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

tensão nominal do sistema;

- (n) Tipo de torre típica com sua configuração e dimensões;
- (o) Número de circuitos por torre;
- (p) Se possuem compensação série, impedância ou potência da compensação série, em Mvar; e
- (q) Se têm reatores de linha, descrição dos reatores: tipo (manobrável, fixo etc.), potência (Mvar) e localização.

B.4 SUBESTAÇÕES

- (a) Denominação;
- (b) Números das barras que representam a subestação nos dados de fluxo de potência;
- (c) Localização geográfica: Município e Unidade da Federação;
- (d) Empresa proprietária;
- (e) Data de entrada em operação;
- (f) Configuração dos barramentos: barra dupla, disjuntor e meio etc.;
- (g) Tensões nominais em kV;
- (h) Tensões mínimas operáveis por nível de tensão, em kV e em pu na base do sistema, especificando os fatores limitantes;
- (i) Tensões máximas operáveis por nível de tensão, em kV e em pu na base do sistema, especificando fatores limitantes;
- (j) Faixas operativas de tensão para cada condição de carga em kV e em pu na base do sistema (mínimo e máximo): pesada, média, leve e mínima;
- (k) Reatores e capacitores, fixos e manobráveis, conectados a cada barra da subestação: número da unidade e identificação da unidade pelo proprietário, conforme informado nos dados de reatores e capacitores; e
- (l) Diagrama unifilar da subestação.

B.5 TRANSFORMADORES

- (a) Subestação;
- (b) Números das barras terminais e da barra fictícia, se houver, nos dados de fluxo de potência;
- (c) Data de entrada em operação (data prevista, no caso de transformadores futuros);
- (d) Número da unidade;
- (e) Identificação da unidade pelo proprietário;
- (f) Tipo de transformador: autotransformador, trifásico, banco monofásico etc.;
- (g) Tipo de operação: elevador de usina, abaixador, defasador etc.;
- (h) Se defasador, quais as defasagens possíveis;
- (i) Número de enrolamentos;
- (j) Tensões nominais em kV: Primário, Secundário e Terciário;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

- (k) Potências por estágios de ventilação, em MVA: Primário, Secundário e Terciário;
- (l) Impedâncias de sequência positiva, em por cento, na base de 100 MVA e tensão nominal do sistema;
- (m) Resistência e Reatâncias P, S, T;
- (n) Tipos de derivações por enrolamento (fixa, comutação em carga - LTC etc.);
- (o) Enrolamentos com LTC, operando como manual ou automático;
- (p) Tabela de derivações por enrolamento;
- (q) Posição;
- (r) Tensão em kV;
- (s) Relação dos taps em pu: - Nominal, nas bases do transformador e nas bases do sistema;
- (t) Possíveis limitações;
- (u) Descrição da limitação;
- (v) Se a limitação é temporária ou definitiva;
- (w) Motivo causador da limitação;
- (x) Sobrecarga admissível;
- (y) Regime normal.
- (z) Emergência, curta e longa duração.
- (aa) Número de unidades/fases reservas na subestação.
- (bb) Descrição dessas unidades/fases reservas: descrição total ou idêntica a unidade nº....
- (cc) Curva de suportabilidade a sobretensão.

B.6 CAPACITORES

- (a) Subestação;
- (b) Identificação da(s) barra(s) nos dados de fluxo de potência;
- (c) Data de entrada em operação (data prevista, em caso de equipamento futuro);
- (d) Número da unidade;
- (e) Identificação da unidade pelo proprietário;
- (f) Formação do banco: trifásico etc.;
- (g) Modo de operação: manobrável, automático, manual-local etc.;
- (h) Localização: terciário do transformador, compensação série da LT etc.;
- (i) Tensão nominal em kV;
- (j) Curva de suportabilidade a sobretensão;
- (k) Potência reativa total em Mvar; e
- (l) Limitações: corrente nominal etc.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

B.7 REATORES

- (a) Subestação;
- (b) Número da barra a que o reator está conectado, nos dados de fluxo de potência;
- (c) Data de entrada em operação (data prevista, no caso de equipamento futuro);
- (d) Número da unidade;
- (e) Identificação da unidade pelo proprietário;
- (f) Formação do banco: trifásico etc.;
- (g) Tipo de operação: de linha, de barra etc.;
- (h) Modo de operação: manobrável, automático, manual-local etc.;
- (i) Localização: terciário de transformador, na LT etc.;
- (j) Tensão nominal em kV;
- (k) Potência reativa total em Mvar; e
- (l) Limitações.

B.8 COMPENSADORES ESTÁTICOS

- (a) Subestação;
- (b) Identificação das barras nos dados de fluxo de potência;
- (c) Tipo do CE;
- (d) Data de entrada em operação;
- (e) Tensão nominal em kV;
- (f) Faixa operativa de tensão em kV;
- (g) Faixa operativa de potência reativa em Mvar;
- (h) Limitações;
- (i) Estatismo (*slope*) do compensador estático;
- (j) Barra controlada (terminal ou remota);
- (k) Valores máximos e mínimos de susceptância ou potência reativa para o chaveamento pelo controle dos elementos externos e seus respectivos tempos de operação;
- (l) Potência nominal dos bancos de capacitores;
- (m) Potência nominal dos filtros;
- (n) Impedância e potência do transformador associado e seu tipo de ligação;
- (o) Diagrama unifilar da instalação; e
- (p) Observações.

B.9 COMPENSAÇÃO SÉRIE CONTROLADA

- (a) Dados Genéricos

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

- (1) Localização geográfica do Equipamento: Município e Unidade da Federação;
- (2) Tipo de Equipamento FACTS;
- (3) Empresa proprietária;
- (4) Fabricante;
- (5) Potência nominal em MVA;
- (6) Tensão nominal em kV;
- (7) Corrente nominal em A;
- (8) Máxima corrente em função da temperatura ambiente em A;
- (9) Máxima sobrecarga de corrente de curta duração em A;
- (10) Mínima corrente em A;
- (11) Máxima tensão em kV; e
- (12) Mínima tensão em kV.

B.10 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA E CONVERSORES DE FREQUÊNCIA (BACK-TO-BACK)

(a) Dados Genéricos do Elo de Corrente Contínua

- (1) Localização geográfica das Estações Conversoras: Município, Unidade da federação;
- (2) Empresa proprietária;
- (3) Fabricante;
- (4) Potência nominal total em MW;
- (5) Tensão nominal em kV;
- (6) Frequência da retificadora e da inversora em Hz;
- (7) Número de pólos;
- (8) Polaridade de cada pólo;
- (9) Potência nominal em MW/pólo;
- (10) Máxima potência em função da temperatura ambiente em MW/pólo;
- (11) Corrente contínua nominal em A;
- (12) Máxima corrente contínua em função da temperatura ambiente em A;
- (13) Máxima sobrecarga de corrente contínua de curta duração em A e MW;
- (14) Mínima corrente contínua em A;
- (15) Máxima tensão contínua em kV; e
- (16) Mínima tensão contínua em kV.

(b) Dados das Pontes Conversoras

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

- (1) Subestação;
- (2) Fabricante;
- (3) Data de entrada em operação;
- (4) Número de pontes conversoras de 6 pulsos por pólo;
- (5) Tensão nominal da ponte de 6 pulsos em kV;
- (6) Ângulo de disparo nominal do retificador α em $^{\circ}$ el.;
- (7) Ângulo mínimo de disparo do retificador α em $^{\circ}$ el.;
- (8) Ângulo máximo de disparo do retificador α em $^{\circ}$ el.;
- (9) Ângulo de extinção nominal do inversor γ em $^{\circ}$ el.;
- (10) Ângulo mínimo de extinção do inversor γ em $^{\circ}$ el.; e
- (11) Ângulo máximo de extinção do inversor γ em $^{\circ}$ el.

(c) Dados dos Transformadores Conversores da Ponte de 6 Pulsos.

- (1) Subestação;
- (2) Fabricante;
- (3) Data de entrada em operação;
- (4) Número da unidade;
- (5) Identificação da unidade pelo proprietário;
- (6) Tipo de transformador (autotransformador, trifásico, banco monofásico etc.);
- (7) Frequência nominal em Hz;
- (8) Número de enrolamentos;
- (9) Tensões nominais em kV: Primário, Secundário e Terciário;
- (10) Potências por estágios de ventilação em MVA: Primário, Secundário e Terciário;
- (11) Tipos de derivações por enrolamento (fixa, comutação em carga - LTC etc.): Primário, Secundário e Terciário;
- (12) Tabela de derivações por enrolamento;
- (13) Posição;
- (14) Tensão em kV;
- (15) Relação dos taps em pu;
- (16) Nominal, nas bases do transformador;
- (17) Utilizada, nas bases do sistema;
- (18) Queda de tensão indutiva no transformador conversor (dX_n) ou a reatância de comutação ($X_c = 2 \cdot dX_n$), em % na base do transformador conversor da ponte de 6 pulsos;
- (19) Possíveis limitações: descrição, temporária ou definitiva, motivo causador;
- (20) Sobrecarga admissível: regime, normal e emergência, curta e longa duração;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

- (21) Número de unidades/fases reservas na subestação;
 - (22) Descrição destas unidades/fases reservas: descrição total ou idêntica à unidade nº; e
 - (23) Impedâncias de sequência.
- (d) Dados da linha de corrente contínua e da linha de eletrodo
- (1) Resistência total da linha de cada pólo em função da temperatura, em ohms;
 - (2) Indutância total da linha de cada pólo, em mH;
 - (3) Capacitância total da linha de cada pólo, em μF ;
 - (4) Tipo de LT: aérea, subterrânea etc.;
 - (5) Comprimento em km;
 - (6) Tensão nominal em kV;
 - (7) Tensão de operação em kV;
 - (8) Capacidade nominal de projeto em A;
 - (9) Limite térmico em A;
 - (10) Limite de regime normal em A;
 - (11) Fator limitante;
 - (12) Limite de emergência em A;
 - (13) Potência característica em MW; e
 - (14) Número de circuitos por torre.
- (e) Dados dos filtros CA e CC
- (1) Subestação;
 - (2) Número da unidade.;
 - (3) Identificação da unidade pelo proprietário.;
 - (4) Formação do banco: trifásico etc.;
 - (5) Tipo de Filtro Harmônico (3° , 5° , 11° , 13° , HP etc.);
 - (6) Número de Filtros por Tipo;
 - (7) Tensão de isolamento em kV;
 - (8) Potência reativa total em Mvar à frequência fundamental;
 - (9) Limitações;
 - (10) Requisitos mínimos de filtragem em função da potência transmitida e do número de conversores;
 - (11) Descrição e ajustes das proteções de sobretensão;
 - (12) Descrição e ajustes das proteções de sobrecorrente;
 - (13) Filosofia de operação dos filtros;
 - (14) Critérios para retirada ou inserção automática;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Planejamento da operação elétrica de médio prazo	3.1	Procedimental	2020.12	01/01/2021

- (15) Modos possíveis de operação;
- (16) Controle de potência;
- (17) Controle de corrente;
- (18) Operação com tensão plena;
- (19) Operação com tensão reduzida;
- (20) Operação paralela;
- (21) Operação com potência reversa;
- (22) Operação com ângulos de disparo ou extinção mínimos;
- (23) Operação especial com ângulos de disparo ou extinção elevados;
- (24) Operação com conversores desligados;
- (25) Operação monopolar;
- (26) Observações sobre formas especiais de operação;
- (27) Diagramas; e
- (28) Diagrama unifilar do arranjo físico das estações conversoras.