

PROJETO de P&D: CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO E NA OPERAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

OBJETIVO

Desenvolvimento de metodologia(s) que apresente(m) critério(s) de confiabilidade, considerando uma nova abordagem à expansão e à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

MOTIVAÇÕES

A elevação da complexidade do SIN torna cada vez mais difícil a adoção de critérios iguais em todo o sistema. Nesse contexto, é possível separar a “grande malha”, que tem uma função fundamental na otimização energética e na segurança de toda a rede, das chamadas *system edges* que são os sistemas radiais, as redes de suprimento a grandes centros urbanos que, em alguns casos com o aumento de geração distribuída, podem ser caracterizadas como *microgrids*.

A grande malha do SIN deve estar preparada para diferentes cenários de geração e de carga e pode apresentar problemas de estabilidade com a saída de um elemento, podendo causar ocorrências no sistema e até mesmo blecautes. Portanto, a avaliação dessa “grande malha” sob o ponto de vista de adequação não é suficiente para tomada de decisão, seja no planejamento da expansão ou da operação. Entretanto, acompanhar a evolução de índices, devidamente selecionados, para os cenários de maior relevância que ocorrem ao longo do ano, mostrando a evolução do desempenho da rede, sob o aspecto de adequação, pode ser de grande utilidade tanto para o planejamento da expansão como da operação.

As análises de desempenho da grande malha se tornaram muito sofisticadas envolvendo diversos cenários de geração e carga e a perda de diversos elementos incluindo elos de corrente contínua que levam à saída de grandes blocos de geração que demandam uma análise do desempenho dinâmico da rede. Portanto, embora a evolução de índices definidos sob o aspecto de adequação traga informações relevantes para o planejamento da expansão e da operação, estas informações são complementares e não suficiente para tomadas de decisão.

Por outro lado, a avaliação de sistemas de abastecimento de centros urbanos, onde uma análise estática seja suficiente, pode-se avaliar a possibilidade de redução dos custos para a sociedade pela adoção de critérios mais ou menos restritivos para a operação do sistema, com referência mais específica às contingências de elementos do sistema. Tal situação nos induz a refletir sobre o gerenciamento da confiabilidade do SIN para estas áreas específicas.

De outro lado, os sistemas de distribuição estão passando por uma mudança radical em seu conceito e projeto, deixando de ser redes radiais para serem também responsáveis pela otimização dos recursos da geração distribuída. Com o aumento da geração

distribuída, a rede de distribuição também será uma viabilizadora para um novo mercado de varejo onde os clientes podem ser consumidores ou produtores de serviços de energia (*prosumers*). Portanto, a aplicação de confiabilidade no atendimento aos grandes centros urbanos envolvendo as transformações de fronteira a rede de distribuição e a geração distribuída é a mais premente e de pronta utilização.

A análise probabilística pode ser fundamental para os estudos de adequação das microgrids com o aumento não só de geração distribuída como dos chamados "*prosumages*" (*producer, consumer, storage*). Essas áreas poderiam ser avaliadas através de confiabilidade composta, considerando falhas não só na rede como nas gerações distribuídas. A análise probabilística pode ser fundamental para a definição do *rating* adequado e da evolução do número de unidades transformadoras de fronteira bem como da reserva de transformação de tais áreas. Dada a grande revolução que está por ocorrer nestas áreas do SIN, é urgente um olhar prioritário para as avaliações futuras do desempenho dessas regiões.

Outra grande aplicação de análises probabilísticas pode ser na consideração (definição) dos melhores pontos para novas gerações renováveis sob o ponto de vista de confiabilidade da rede. Estes estudos podem ajudar a definição de margens apontando os pontos que melhorariam a confiabilidade do sistema com injeção de geração, obviamente considerando-se também os aspectos de minimização de custo.

O gerenciamento da confiabilidade permite que o sistema elétrico, sem problemas de estabilidade, mantenha o desempenho em nível adequado. Entretanto, cabe destacar que a valoração numérica de indicadores de confiabilidade por variáveis aleatórias depende fundamentalmente do conjunto de hipóteses, modelos e ferramentas de simulação adotado durante o processo de avaliação. Essa dependência é acentuada na proporção da grande variedade de alternativas de avaliação possíveis. Todo índice de confiabilidade é, portanto, probabilisticamente condicionado às premissas adotadas no seu próprio cálculo. Portanto, a utilização dos índices de maneira absoluta é de difícil realização. Já o gerenciamento de índices, sempre calculados com as mesmas premissas, ao longo de um período pode ser de grande utilidade para o direcionamento otimizado de recursos. Entretanto, o gerenciamento da confiabilidade sob o aspecto de adequação só é aplicável para pronta tomada de decisão nos sistemas onde não há problemas dinâmicos, sendo o caso dos sistemas de suprimento a grandes centros urbanos.

De acordo com [1], o gerenciamento de confiabilidade do sistema de energia significa tomar decisões sob incerteza. O objetivo é atender a um critério de confiabilidade, minimizando os custos ao fazê-lo. Um critério de confiabilidade é um princípio que impõe um padrão para determinar se o nível de confiabilidade de um sistema de energia é aceitável [1].

O gerenciamento da confiabilidade é geralmente dividido em avaliação e controle da confiabilidade. A avaliação da confiabilidade diz respeito à quantificação do desempenho (antecipado) de um sistema, levando em consideração as incertezas em suas condições operacionais durante períodos especificados.

O controle da confiabilidade é o processo de seleção das ações mais apropriadas para resolver os problemas revelados pelo processo de avaliação da confiabilidade. O gerenciamento da confiabilidade também abrange ampla gama de atividades em várias escalas de tempo, desde o planejamento da infraestrutura a longo prazo até as operações do sistema em tempo real.

Na etapa de planejamento da expansão do sistema, são tomadas decisões sobre a construção de novas linhas de transmissão e subestações, a fim de adaptar as capacidades físicas da rede para atender às necessidades futuras do sistema de energia. Nesta etapa, define-se os aspectos mais relevantes que serão preponderantes sobre a prestação do serviço de transmissão e os critérios de operação.

Na fase de gestão de ativos, as políticas de manutenção e substituição determinam as várias atividades que serão realizadas para garantir que os ativos da rede estejam em condições de trabalho confiáveis. Nesse aspecto, as concessionárias responsáveis pelos ativos podem se utilizar de ferramentas probabilísticas para definir a melhor política de manutenção. A aprovação de intervenções programadas deve ter uma especial atenção pelo ONS caso os ativos pertençam a “grande malha”. Entretanto, o processo de aprovação de elementos que envolvam análises de adequação pode introduzir análises probabilísticas conjuntas do ONS com a concessionária responsável pelo ativo.

Por fim, para a operação do sistema, o Operador Nacional do Sistema (ONS) toma decisões para o planejamento da operação e para a operação em tempo real. Tais decisões devem seguir o estabelecido na regulamentação do setor, constante dos Procedimentos de Rede.

No Brasil, o gerenciamento da confiabilidade da rede para atendimento à carga se baseia no chamado critério "N-1", ou seja, de forma determinística, se um elemento relevante falhar, os elementos restantes em operação deverão acomodar as novas condições operacionais sem violar os limites de segurança operacional.

A EPE relata que em um projeto de P&D acompanhado por ela não se identificou qualquer tentativa de revisão do critério determinístico vigente de expansão da transmissão, mas sim uma intenção de complementar esse critério de confiabilidade com elementos probabilísticos, além de criar mecanismos de monitoramento e gerenciamento da confiabilidade do atendimento.

Devido a cenários hidráulicos muito desfavoráveis ocorridos nos últimos anos, aliados a constantes atrasos de obras de transmissão, a operação do SIN se tornou ainda mais complexa. O objetivo do planejamento da operação energética + elétrica nesse período foi a busca constante de se evitar um racionamento e, ao mesmo tempo, minimizando o risco de Blecautes. Esta combinação mencionada fez aumentar o número de eventos de muito baixa probabilidade e de grande impacto no desempenho do sistema. Por esse motivo, os dispositivos existentes nos Procedimentos de Rede, especificamente os Submódulos 3.1 e 2.3, evoluíram ao longo do tempo no sentido de tornar menos flexíveis os critérios de confiabilidade.

Até 2008, o SM 3.1 dos Procedimentos de Rede previa que o critério N-1 poderia ser flexibilizado para linhas de transmissão radiais, circuito duplo na mesma torre e transformadores para distribuidoras, a partir de justificativa técnica e econômica. Houve três modificações no dispositivo ao longo do período de 2008 a 2016, sendo que a versão vigente exclui análise de confiabilidade probabilística no PAR; reduz a flexibilização apenas para perda dupla (proposição de solução estrutural) e DIT (critério da distribuidora ou melhor sistêmico). Ou seja, a atual versão dos procedimentos de rede é consideravelmente menos flexível que a original, ao contrário do proposto por [7].

Com relação ao SM 23.3, que trata de critérios para estudos, na versão de 2000 eram considerados os níveis de contingência para estabilidade de tensão segundo nível mínimo de prioridades e necessidades de cada empresa ou área. Na versão atual reestruturada do SM 2.3, vigente a partir de 2 de julho de 2021, é estabelecido que o desempenho do sistema deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos e a consequente necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples. O submódulo até prevê situações de flexibilização, no entanto, somente a partir de decisão conjunta do CMSE e ANEEL.

Segundo [8] a classificação por estabilidade para a operação pode ser mais aderente à realidade do sistema e indicar condições mais amplas e variáveis da rede. A versão de 2000 do SM 23.3 parece estar mais alinhada as ideias desse estudo.

Percebe-se que, onde não há problemas de estabilidade, as referências internacionais evoluem para estudos com foco em métodos probabilísticos (triagem), com investimento em rastreabilidade e criticidade, tanto para o planejamento como operação. Esses estudos também indicam a necessidade de consideração de variáveis econômicas, como custos e benefícios, nas análises; a evolução da eficiência dos métodos e sistemas computacionais para envolver a seleção dos problemas e tratamento das soluções; e a harmonização e aderência à realidade dos procedimentos e metodologias para as fases de planejamento, programação e operação dos sistemas elétricos.

Dessa forma, é oportuno o estudo de premissas e critérios para uma análise constante de confiabilidade sob o aspecto de adequação a serem aplicados nos planejamentos de expansão e da operação do SIN. Almeja-se que essa análise constante de confiabilidade resulte em desempenho do sistema elétrico melhor ou semelhante ao atual com possível redução no custo para os consumidores de energia elétrica, principalmente nas chamadas pontas do sistema. Uma metodologia que possa subsidiar a tomada de decisões, buscando o equilíbrio entre o fornecimento confiável de energia elétrica e os custos de fornecimento e socioeconômicos.

Também se verifica a oportunidade de desenvolver critério de confiabilidade que esteja mais alinhado com o cenário de crescente incerteza de geração devido a fontes de energia renováveis intermitentes, combinada com as possibilidades de gerenciamento do lado da demanda, armazenamento de energia e outras novas possibilidades de inovações tecnológicas [3].

É necessária uma abordagem nova e mais responsiva ao gerenciamento de confiabilidade, que explore mais informações e pode levar a decisões mais embasadas.

AÇÕES DO PROJETO

- Desenvolvimento de metodologia para o **gerenciamento da confiabilidade**, abrangendo:
 - Levantamento de práticas internacionais para o planejamento da expansão e da operação das redes de abastecimento aos grandes núcleos urbanos com geração distribuída.
 - Definição do universo dos estudos – (para os sistemas de abastecimento aos grandes centros, transformação de fronteira, rede de distribuição, *microgrids*, etc.)
 - Definição de cenários quanto a diversidade sazonal entre sistema (hidrologia), explorando os fluxos entre subsistemas.
 - Definição dos cenários de geração eólica e solar distribuída.
 - Definição de critério(s) e de premissa(s) a serem considerados nas análises de confiabilidade das Microgrids;
 - Cálculo dos critérios de confiabilidade por meio de desenvolvimento de modelos matemáticos e computacionais;
 - Avaliação do custo potencial de cortes de energia para os consumidores;
 - Formulação de problemas de otimização que expressem os custos econômicos e os níveis desejados de confiabilidade desejados;
 - Definição de critérios específicos associados à gestão dos ativos e aprovação de intervenções programadas, considerando a separação das regiões do sistema, com a observância de critérios probabilístico nos radiais e em regiões que não impliquem em problemas dinâmicos.
- Desenvolvimento de metodologia para **avaliação quantitativa do impacto econômico** na sociedade de diferentes estratégias de planejamento e operação do SIN, possibilitando a comparação dessas estratégias de gerenciamento da confiabilidade em termos de impacto no bem-estar social;
- **Testes pilotos** para validação das metodologias desenvolvidas;
- Definição de plano de implementação para a aplicação das novas práticas de gerenciamento de confiabilidade.

RESULTADOS ESPERADOS

- Metodologia para o **gerenciamento da confiabilidade** abrangendo a gestão de ativos, o planejamento da expansão e a operação do sistema;
- Metodologia para **avaliação quantitativa do impacto econômico** na sociedade de diferentes estratégias de operação do SIN;

- Documento que detalhe a aplicação das metodologias desenvolvidas em testes pilotos;
- Documento que apresente o plano de implementação para a aplicação das novas práticas de gerenciamento de confiabilidade.

PRAZO PARA EXECUÇÃO DO PROJETO

12 meses para a definição da(s) metodologia(s) acrescido, se necessário, de 6 meses para os testes pilotos e para o plano de implementação.

ENTIDADES INTERVENIENTES

Tendo em vista a natureza do projeto e suas características, EPE, ONS e MME poderão acompanhar sua execução e participar do processo de avaliação, como entidades intervenientes.

FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e altera as leis que especifica, trata de maneira mais genérica dos requisitos de confiabilidade dos sistemas elétricos. Logo no seu artigo 1º a Lei indica que a comercialização de energia deve ser estabelecida observando-se critérios de garantia do suprimento à população considerando requisitos de confiabilidade, conforme copiado abaixo. Nesse caso há a remissão do estabelecimento desses critérios por meio da proposição das políticas energéticas originadas do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Esse comando legal foi praticamente replicado do Art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que trata da política energética e institui o CNPE.

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE;

Apesar de constar nas resoluções do CNPE dispositivos voltados para a garantia do suprimento energético, como o tratamento do risco de déficit, não há comando específico para o planejamento e operação do sistema na falta de elementos ativos da rede. Mesmo assim a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem utilizado nos seus estudos de planejamento da expansão os critérios que consideram a perda de

elementos da rede, como o “n-1” e o “n-2”, conforme texto transcrito abaixo do Informe “Planejamento da Expansão da Transmissão”, que serve de referência para os seus estudos de planejamento da EPE:

Diferentemente da geração, o planejamento da transmissão tem caráter determinativo. Como referência, é considerado o dimensionamento da rede com critério de confiabilidade N-1 (saída de um elemento de transmissão), sendo também testadas situações mais severas (contingências duplas, N-2), que devem ser suportadas sem provocar o colapso do sistema.

A ANEEL, por sua vez, já tratou desse tema nas primeiras resoluções normativas, como a Resolução nº 247, de 13 de agosto de 1999, que trata dos contratos relativos aos sistemas de transmissão de energia elétrica. No caso dos Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST o comando regulatório estabelece que:

Art. 4º O ONS celebrará Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST com as concessionárias do serviço público de energia elétrica, detentoras de instalações de transmissão integrantes da Rede Básica dos sistemas interligados, denominadas TRANSMISSORAS, devendo os mesmos contemplar, dentre outras condições:

VII – os aspectos de qualidade e confiabilidade dos serviços;

De acordo com o estabelecido no Submódulo 3.1 – Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo, no estudo do ONS o conjunto de instalações de Rede Básica deve ser dimensionado de tal forma que haja capacidade suficiente para escoamento da geração e atendimento da carga, durante todo o período de estudo, em condição normal de operação e nas situações de contingência de um elemento da rede de simulação – critério N-1.

5 DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO ELÉTRICO

5.1 Diretrizes e critérios de contingências

5.1.1 O conjunto de instalações de Rede Básica, deve ser dimensionado de tal forma que haja capacidade suficiente para o escoamento da geração e atendimento da carga durante todo o período de estudo em condição normal de operação e nas situações de contingência de um elemento da Rede de Simulação – critério n-1 – considerados os condicionantes estabelecidos no item 4.1 deste submódulo.

No Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para Estudos Elétricos - está definido que o desempenho do sistema deve ser de tal forma que não haja violação dos critérios estabelecidos para segurança sistêmica e a consequente necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples (critério N-1).

5.3 Critérios para estudos em sistemas de corrente alternada (CA)

5.3.1 Segurança sistêmica

5.3.2 O desempenho do sistema deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos neste submódulo e a consequente necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples (critério N-1).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] THE GARPUR PROJECT RESULTS A NEW APPROACH TO RELIABLE AND AFFORDABLE ELECTRICITY SUPPLY IN EUROPE - Using Probability and Risk to Allow Power Systems to Operate Closer to their Optimum – outubro de 2017 – disponível em www.garpur-project.eu

[2] REGULAMENTO (UE) 2017/1485 DA COMISSÃO - ESTABELECE ORIENTAÇÕES SOBRE A OPERAÇÃO DE REDES DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE (ARTIGO 35º - TRATAMENTO DAS CONTINGÊNCIAS). UNIÃO EUROPEIA - EU. Jornal Oficial da União Europeia. Bruxelas, agosto de 2017. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/LSU/?uri=CELEX:32017R1485>;

[3] FRAMEWORK FOR THREAT BASED FAILURE RATES IN TRANSMISSION SYSTEM OPERATION - 2016 Second International Symposium on Stochastic Models in Reliability Engineering, Life Science and Operations Management (SMRLO) – fevereiro de 2016 – Samuel Perkin e vários autores disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7433109?reload=true&arnumber=7433109>

[4] DESAFIOS E VANTAGENS DA UTILIZAÇÃO DE CRITÉRIOS PROBABILÍSTICOS NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - João Marcos Lima, Elizete Maria Lourenço e Marcus Theodor Schilling – agosto de 2012 – disponível na Revista Controle & Automação/Vol.23 no.4/Julho e Agosto 2012 – http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592012000400007

[5] UM ESTUDO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO EM SISTEMA DE POTÊNCIA CONSIDERANDO A INCERTEZA – Geovane Anselmo Silveira Caputo – UNB – junho de 2009 – disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Dissertacao_Caputo.pdf/796df853-01c8-4b2d-bb15-016654232813

[6] AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA NO ÂMBITO DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO - M. Th. Schilling, M. B. Do Coutto Filho, J. C. Stacchini de Souza – Abril 2008 - SBSE 2008 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2008 – Belo Horizonte – MG – disponível em https://www.researchgate.net/publication/282852623_Avaliacao_da_Confiabilidade_de_Sistemas_de_Potencia_no_Ambito_do_Planejamento_da_Operacao

[7] Ovaere, M. **Electricity Transmission Reliability Management**. IAAE Energy Forum. First Quarter 2016 – Vol. 25. Cleveland/USA, february 2016. Disponível em <https://www.iaae.org/en/publications/newsletter-index.aspx>;

[8] Mitra, P et al. **A Systematic Approach to n-1-1 Analysis for Power System Security Assessment**. IEEE Power and Energy Technology Systems Journal - Volume 3 nº 2. West Lafayette / USA, June 2016. Disponível em <https://doi.org/10.1109/JPETS.2016.2546282>

[9] North American Electric Reliability Corporation - NERC. **Reliability Guideline – Methods for Establishing IROLs**. Atlanta / USA, september 2018. Disponível em [https://www.nerc.com/comm/PC Reliability Guidelines DL/Reliability Guideline Methods for Establishing IROLs.pdf](https://www.nerc.com/comm/PC%20Reliability%20Guidelines%20DL/Reliability%20Guideline%20Methods%20for%20Establishing%20IROLs.pdf);

[10] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 4.3 – Elaboração de Parecer com Justificativa Técnico-Econômica dos Empreendimentos de Transmissão – Revisão 0.1**. Rio de Janeiro, julho de 2000. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 420/00, de 31/10/2000. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[11] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 4.6 – Critérios para a Determinação das Ampliações e Reforços na Rede Básica – Revisão 0.2**. Rio de Janeiro, julho de 2000. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 420/00, de 31/10/2000. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[12] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 4.3 – Metodologia para elaboração das propostas de ampliações e reforços – Revisão 0.2**. Rio de Janeiro, setembro de 2005. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 1051/07, de 25/09/2007. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[13] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 4.3 – Metodologia para elaboração das propostas de ampliações e reforços – Revisão 0.3**. Rio de Janeiro, maio de 2008. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 1438/08, de 07/07/2008. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[14] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 4.3 – Metodologia para elaboração das propostas de ampliações e reforços – Revisão 1.1**. Rio de Janeiro, junho de 2010. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 2744/10, de 15/09/2010. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[15] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 4.3 – Metodologia para elaboração das propostas de ampliações e reforços – Revisão 2016.12**. Brasília, dezembro de 2016. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 756/16, de 16/12/2016. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[16] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos – Revisão 0.0**. Rio de Janeiro, julho de 2001. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 140/02, de 25/03/2002. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[17] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos – Revisão 0.2.** Rio de Janeiro, janeiro de 2007. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 1051/07, de 25/09/2007. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[18] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos – Revisão 1.0.** Rio de Janeiro, junho de 2009. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 372/09, de 05/08/2010. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[19] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos – Revisão 1.1.** Rio de Janeiro, junho de 2010. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 2744/10, de 15/09/2010. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[20] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos – Revisão 2.0.** Rio de Janeiro, dezembro de 2010. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 461/11, de 09/11/2011. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[21] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos – Revisão 2016.12.** Brasília, dezembro de 2016. Aprovado pela Resolução ANEEL nº 756/16, de 16/12/2016. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>;

[22] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos – Submódulos versão 2020.12, aprovados pela REN ANEEL nº 903/2020, vigentes a partir de 1º de janeiro de 2021.** Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>;

[23] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. **Submódulo 3.1 – Planejamento da operação elétrica de médio prazo – Submódulos versão 2020.12, aprovados pela REN ANEEL nº 903/2020, vigentes a partir de 1º de janeiro de 2021.** Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.