

Priorização dinâmica e espacial de alimentadores para o corte seletivo de carga em redes de distribuição**Dynamic and espacial prioritization of feeders to selective load-shedding in distribution networks**

DOI:10.34115/basrv4n6-011

Recebimento dos originais:05/10/2020

Aceitação para publicação:11/11/2020

Fulvio Maschio

Mestre em Desenvolvimento de Tecnologia

Instituição de atuação atual: Copel - Companhia Paranaense de Energia

Endereço :Rua José Izidoro Biazetto, 158 - Bloco C - VPOD, Zip Code 82305-240, Curitiba/PR – Brazil

E-mail: fulvio.maschio@gmail.com

Alexandre Rasi Aoki

Doutor em Engenharia Elétrica

Instituição de atuação atual: Universidade Federal do Paraná

Endereço :Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Politécnico da UFPR - PO Box 19011 - Zip Code 81531-980 - Curitiba/PR – Brazil

E-mail: aoki@ufpr.br

Luciano Cavalcante Siebert

Doutor em Engenharia Elétrica

Instituição de atuação atual: Delft University of Technology

Endereço :Van Mourik Broekmanweg 6 - 2628 XE Delft - The Netherlands

E-mail: l.cavalcantesiebert@tudelft.nl

RESUMO

Para manter o balanço entre consumo e oferta de energia em curto prazo é necessário um planejamento da operação, que está sujeito a imprevistos que interferem em sua dinâmica. Grandes eventos no Sistema Interligado Nacional podem ter como consequências variação em sua frequência e tensão, e os centros de operação em tempo real devem agir de forma rápida e eficaz para evitar consequências mais graves, como o colapso do sistema. Para isso, os órgãos reguladores estabelecem procedimentos que devem ser respeitados pelos agentes do sistema elétrico, entre eles o Esquema Regional de Alívio de Carga e o Plano de Corte Manual de Carga. Para auxiliar os responsáveis na elaboração desses procedimentos, este trabalho propõe uma metodologia alternativa de corte seletivo de carga de alimentadores em redes de distribuição, baseado na sua localização e carregamento instantâneo. Duas abordagens foram utilizadas para distribuir o montante de corte de carga de alimentadores, uma utilizando fluxo de potência ótimo e outra através de uma divisão proporcional pela região geoeletrica. A priorização dos alimentadores foi desenvolvida utilizando lógica *fuzzy*, tendo como dados de entrada a quantidade de consumidores por classe de consumo, as potências máxima e instantânea, indicadores de continuidade e a distância para a região central. O modelo utilizou dados reais atualizados de um sistema de 406 subestações, 615 linhas e 2076 alimentadores, atingindo os resultados para todos os cortes de carga solicitados e eliminando cortes desnecessários em subestações. A vantagem do fluxo de potência ótimo em relação à divisão

proporcional pela região geoeletrica é ser uma metodologia mais robusta, com parâmetros elétricos definidos visando minimizar o impacto no Sistema Interligado Nacional. A lógica *fuzzy* mostrou-se uma alternativa para priorização dos alimentadores, uma vez que seu resultado não necessita de outro critério de desempate para alimentadores em uma mesma subestação, e quando agrupados por região, poucos casos. A utilização de variáveis como potência instantânea, georreferenciamento do alimentador e indicadores de continuidade como variáveis de priorização de alimentadores representa uma melhoria nas metodologias atualmente utilizadas, pois traz dinamismo para atualização dos procedimentos, redução dos impactos no corte de carga e isonomia aos consumidores.

Palavras-chave: fluxo de potência ótimo, priorização *fuzzy*, corte de carga, ERAC, PCMC, rede de distribuição.

ABSTRACT

To keep the balance between energy consumption and supply in the short-term, proper planning is needed, which is subject to contingencies that interfere with its dynamics. Major events in the Brazilian Interconnected System can lead to variations in frequency and voltage, and real-time operation centers must act quickly and effectively to avoid more severe consequences, such as system collapse. Hence, the regulators establish procedures that must be respected by the agents of the electric system, among them the Regional Load Relief Scheme and the Manual Load Shed Plan. To assist those responsible in the elaboration of these procedures, this work proposes an alternative selective load-shedding methodology of feeders in distribution networks based on their location and instantaneous loading. Two approaches were used to distribute the load-shedding amount of feeders, one using optimal power flow and the other through a proportional division according to the geoelectric region. The feeders' prioritization was developed using fuzzy logic, using as input data the number of consumers per consumption class, maximum and instantaneous power, continuity indicators, and the distance to the central region. The model used updated real data from a system with 406 substations, 615 lines, and 2076 feeders, reaching all the requested load sheds and avoiding unnecessary sheds in substations. The advantage of the optimal power flow compared to the proportional division by the geoelectric region is that it brings a more robust methodology, with electrical parameters defined to minimize the impact in the National Interconnected System. The fuzzy logic proved to be an alternative for prioritizing feeders since its result doesn't require another tiebreaker criterion for feeders in the same substation, and when grouped by region, few cases. The use of variables such as instantaneous power, feeder georeferencing, and continuity indicators as feeder prioritization variables represent an improvement in the current methodologies, since it brings dynamism to updating procedures, reduce impacts on load shedding and provides isonomy to consumers.

Keywords: optimal power flow, *fuzzy* ordering (prioritization), load shedding, ERAC, PCMC, distribution network.

1 INTRODUÇÃO

Historicamente, a demanda por energia elétrica tem um crescimento em longo prazo, 25,67% de aumento no consumo final de eletricidade entre 2009 e 2018 segundo a última edição do Balanço Energético Nacional (EPE, 2019). Com isso, deve-se aumentar a oferta de energia para manter o balanço entre demanda e oferta de energia através de um planejamento de longo prazo. Entretanto, o planejamento energético de curto prazo funciona de maneira diferente, pois está sujeito a imprevistos que interferem em sua dinâmica. Grandes eventos no Sistema Interligado Nacional (SIN) podem ter

como consequências variação em sua frequência e tensão, e os centros de operação em tempo real devem agir de forma rápida e eficaz para evitar consequências mais graves, como o colapso do sistema e os seus riscos associados, apresentados por Bruch et al. (2011). Os centros de operação devem também evitar que imprevistos tomem grandes proporções, como os eventos estudados por Veloza e Santamaria (2016). Para situações como essas, existem processos de controle envolvendo corte de carga no sistema de distribuição de média tensão, prevenindo o colapso do SIN, sendo que alguns desses processos são automáticos e outros manuais.

A ANEEL (2015) define corte de carga como sendo uma interrupção de suprimento de energia elétrica através do desligamento automático ou manual, de linhas de transmissão ou de circuitos de distribuição. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) define o gerenciamento da carga, através do Submódulo 10.10, como atividades em tempo real voltadas a cobrir qualquer deficiência de geração, transmissão ou transformação em que a carga a ser atendida supere a capacidade de suprimento/atendimento da área afetada resultando, portanto, em remanejamentos ou cortes de carga previamente estabelecidos para garantia da integridade do sistema (ONS, 2016). O gerenciamento da carga também contribui para a segurança do sistema e para manter a qualidade do fornecimento de energia. Entre os automáticos está o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), e entre os manuais estão o Plano de Corte Manual de Carga (PCMC), objetivo da metodologia desenvolvida por este trabalho, e os planos de corte regionais (ONS, 2016).

As distribuidoras de energia elétrica devem estar preparadas para estas situações, sendo que o ONS determina através da rotina operacional RO-GC.BR.01 (ONS, 2015) a elaboração de um plano de contingência para atender ao PCMC, que é um recurso utilizado quando detectada uma subfrequência sustentada, podendo ser aplicada em todo o País, em apenas uma região ou em áreas que fiquem isoladas do restante do sistema.

A solicitação para gerenciamento de carga pelo PCMC poderá ser feita mesmo que ocorra atuação do ERAC, caso a subfrequência se mantenha de forma sustentada abaixo do valor nominal após atuação desse esquema. Para a elaboração do PCMC em uma distribuidora deve-se preencher uma tabela, que tabula a prioridade de corte por região, de acordo com os procedimentos contidos na rotina operacional RO-GC.BR.01 do ONS (2015).

Atualmente os métodos utilizados por empresas como Copel e EDP Bandeirantes (Silva et al. 2016) para a priorização dos alimentadores são baseados no número de consumidores (especiais, prioritários, residenciais, etc.) e na sua carga. Para a efetivação do corte, os métodos utilizados por empresas como Copel e Cemig (Vieira et al. 2016) são baseados na divisão por região geoeletrica, proporcionalmente às suas cargas regionais.

Estes métodos utilizados deixam de analisar outras variáveis, como por exemplo, não consideram a localização dos alimentadores, equiparando um alimentador da região central da cidade a um da região periférica, apesar de terem impactos diferentes em caso de desligamento, devido a densidade de consumidores, trânsito de veículos e interrupção de serviços. Outra característica é que quando solicitada mais de uma vez, a ordem de corte será a mesma, gerando um custo à imagem da distribuidora, pois os mesmos alimentadores serão desligados em duas ocorrências seguidas.

O objetivo deste trabalho é apresentar o sistema seletivo de corte de carga pela metodologia proposta utilizando o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) para distribuição do montante de corte de carga e Lógica *Fuzzy* para a priorização dos alimentadores, trazendo objetividade frente a uma classificação puramente subjetiva baseada na experiência prática do analista responsável por esta atividade, aprimorando os métodos utilizados atualmente. Espera-se que a introdução de novas variáveis, georreferenciadas, dinâmicas e indicadores de continuidade, tragam uma abordagem mais dinâmica e objetiva ao problema de priorização, diminuindo a atuação manual por parte do analista. Essa abordagem deve distinguir alimentadores de regiões diferentes, considerando a topologia atualizada, aumentar a isonomia entre os consumidores e evitar cortes de carga desnecessários. Este trabalho também compara resultados apresentados por Maschio et al. (2019) ao longo do tempo, obtidos através da simulação desenvolvida com dados atualizados.

O restante desse trabalho está organizado da seguinte maneira: na seção 2 é apresentado um referencial teórico com alguns conceitos de corte de carga e as práticas atualmente adotadas por algumas distribuidoras para o PCMC, a seção 3 apresenta o método desenvolvidos para a distribuição do montante de corte carga, priorização dos alimentadores e seleção dos alimentadores para o corte de carga em redes de distribuição, com seus resultados apresentados e discutidos na seção 4. A seção 5 sintetiza as conclusões do presente artigo.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Um apagão normalmente é iniciado por um único evento, como a abertura da uma linha, de um gerador ou a operação de acoplamento de barramentos em uma subestação, levando a uma sequência de eventos em cascata, como a abertura ou sobrecarga de outras linhas, oscilações de potência e instabilidade de tensão (YAMASHITA et al. ,2009). Durante o estágio inicial destes eventos, o processo pode prosseguir a uma velocidade relativamente lenta. Entretanto, uma vez que um ponto crítico é atingido, os eventos sucessivos de carga e geração podem se propagar de forma imediata e incontrolável. Neste ponto, um apagão em grande escala é inevitável. A TABELA 1 apresenta o tempo disponível estimado para ações de prevenção dos apagões após o início do evento.

TABELA 1 - RELAÇÃO ENTRE OS PRINCIPAIS PROBLEMAS E O TEMPO DISPONÍVEL PARA AÇÕES DE PREVENÇÃO DOS APAGÕES

Principal problema	Tempo disponível para ação de prevenção	Prevenção do apagão por ação do Operador	Prevenção do apagão por sistemas de controle
Sobrecarga	De segundos a minutos	Parcialmente possível	Possível
Subtensão	De segundos a minutos	Parcialmente possível	Possível
Subfrequência	De décimos de segundos a segundos	Impossível	Possível
Falha de sincronismo	De milissegundos a segundos	Impossível	Possível

FONTE: Adaptado de Yamashita et al. (2009)

Ainda segundo Yamashita et al. (2009) as ações que o operador do sistema pode adotar são as seguintes: reconfiguração da rede, aumento de geração, ajuste de tensão e corte de carga. As ações dos sistemas de controle envolvem ajustes de geração e corte de carga.

Segundo Brolin (2010) os esquemas de corte de carga são utilizados para que o equilíbrio entre carga e geração seja reconstituído durante condições de emergência, porém os tipos de proteções empregadas nestes esquemas muitas vezes não são coordenados com outros aspectos operacionais do sistema, o que pode levar ao colapso do mesmo. Em outras palavras, quando bem ajustados e coordenados, os esquemas de corte de carga isolam eventos regionais, restringindo seu alcance e evitando que suas consequências sejam ainda maiores. Os esquemas de corte de carga no Brasil devem seguir as normas estabelecidas pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), da ANEEL, e pelos Procedimentos de Rede, do ONS.

O PRODIST é um conjunto de documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do Setor Elétrico Brasileiro, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A seção 4.3 do Módulo 4, Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição, trata especificamente do controle de carga pela Distribuidora (ANEEL, 2010).

Já os Procedimentos de Rede estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as Demais Instalações de Transmissão (DIT), bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN. O Submódulo 10.10, Gerenciamento da Carga, e o Submódulo 23.3, Diretrizes e critérios para estudos elétricos, estabelecem as diretrizes para o corte de carga (ONS, 2016).

2.1 ESQUEMAS DE CORTE DE CARGA

Os próximos parágrafos apresentam um pequeno resumo sobre os esquemas de corte de carga utilizados no Brasil, como ERAC, Sistemas Especiais de Proteção (SEP) e PCMC, e abordam alguns dos seus aspectos operacionais.

A ANEEL (2015) define o ERAC como um sistema de proteção que, por meio do desligamento automático e escalonado de blocos de carga, via utilização de relés de frequência, minimiza os efeitos de subfrequência decorrentes de perda de grandes blocos de geração.

O ONS (2016) estabelece atuação do ERAC por meio de relés de taxa de variação de frequência no tempo, medida em uma janela de frequência, e/ou por meio de relés de frequência absoluta, que atuam desligando automaticamente as cargas previamente estabelecidas, sempre que forem atingidos os valores de taxa de frequência, frequência absoluta e temporização caso exista.

A ANEEL (2015) define SEP como um sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do sistema, dos equipamentos ou das linhas de transmissão. O SEP engloba o Esquema de Controle de Emergência (ECE) e o Esquema de Controle de Segurança (ECS). O ECE realiza ações automáticas com a finalidade de preservar a integridade de equipamentos e linhas de transmissão (LTs) a partir da detecção de uma condição anormal de operação. Já o ECS realiza estas ações automáticas para evitar a propagação de distúrbios, a partir da detecção de contingências múltiplas nos sistemas.

Segundo o ONS (2015), o PCMC é um documento elaborado pelos agentes de distribuição, consumidores livres e potencialmente livres cujas instalações estejam conectadas à Rede Básica, que deve conter:

- a) Prioridade e montantes de carga sujeitos a corte de carga, por subestação do Agente de Distribuição ou Consumidor Livre ou Potencialmente livre conectado à Rede Básica; e
- b) Prioridade e montantes de carga, sujeitos ao corte de carga, para cada ponto de conexão e/ou suprimento à Rede de Operação.

O PCMC deve agrupar os cortes em patamares de até 5%, até o montante de 35% de sua carga total em cada ponto de conexão e/ou suprimento. Esta modulação em patamares de até 5% da carga permite tanto o atendimento a uma situação de corte de carga sistêmico, como também o atendimento a uma contingência localizada no sistema de transmissão ou transformação. Deve ser aplicável a todos os patamares de carga e explicitar as cargas selecionadas para o corte, tendo como referência os pontos de conexão e/ou suprimento destas nas instalações.

Os procedimentos operacionais de gerenciamento de carga para o controle da frequência estão descritos na instrução IO-GC.BR.01 (ONS 2018b). Quando este recurso é utilizado, os agentes de distribuição devem efetivar o corte de carga em até cinco minutos após a solicitação do ONS. O

restabelecimento das cargas cortadas deverá aguardar autorização do ONS, que o fará de forma gradativa após a frequência atingir 60 Hz e permanecer estabilizada por pelo menos um minuto.

2.2 PRÁTICAS ADOTADAS PARA O PCMC

Mesmo que estes procedimentos não sejam utilizados com frequência, dada a confiabilidade do SIN, devem ser atualizados periodicamente a fim de satisfazer os requisitos da RO-GC.BR.01 (ONS, 2015) e cumprir sua finalidade quando solicitado pelo ONS, qual seja, auxiliar o controle da frequência e evitar o colapso do sistema. Um levantamento mostra que a última solicitação do PCMC junto à Copel Distribuição foi em janeiro de 2015, com corte de 340 MW de carga. Antes desse evento, em fevereiro de 2014, o corte de 196 MW foi solicitado através do PCMC simultaneamente à atuação do primeiro estágio do ERAC.

2.2.1 Práticas adotadas pela Copel Distribuição

Atualmente a Copel é dividida em cinco regiões e todas as subestações são automatizadas através do Sistema de Automação de Subestações (SASE). Através dos dados coletados pelo SASE e informações dos consumidores agrupados por classe de consumo, até 2018 era aplicada uma equação cujo resultado é uma tabela que relaciona todos os alimentadores e seus respectivos graus de prioridade de corte.

A tabela de priorização de corte de carga divide os alimentadores em blocos de carga de 25 MW, para cada uma das cinco regiões do Paraná, nos patamares de carga leve, média e pesada. Quando solicitado, o montante de corte de carga é distribuído proporcionalmente pela carga de cada região (divisão proporcional pela região geoeletrica).

A Copel está desenvolvendo uma nova metodologia através do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL - projeto PD 2866-0404/2014 - Corte seletivo de carga em consumidores e alimentadores de distribuição.

2.2.2 Práticas adotadas pela EDP Bandeirante

Para atender o PCMC de maneira eficaz, a EDP Bandeirante desenvolveu um sistema que faz o gerenciamento do corte de carga através do desligamento dos alimentadores e a emissão automática de relatórios com as cargas cortadas. O Esquema de Corte para Alívio de Carga (ECAM) foi implementado no sistema de supervisão e controle do Centro de Operações (Silva et al., 2016).

A priorização dos alimentadores é feita através do número de clientes prioritários cadastrados no alimentador, e quando não houver nenhum, é adotado o critério de impacto social, uma relação entre carga típica pelo número de clientes afetados.

2.2.3 Práticas adotadas pela Cemig Distribuição

A área de concessão da Cemig é dividida em sete regiões. Seu Sistema de Aquisição de Grandezas Analógicas (SAGA) trabalha em conjunto com o Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do Centro de Operação de Distribuição (COD). O módulo automático do PCMC possui uma tabela de cargas separadas em regiões geográficas do estado de Minas Gerais, com uma lista de prioridade para o corte das cargas. Em sua tela principal o Técnico de Operação do Sistema preenche o total de carga a ser cortado e pode alterar os percentuais de carga por região, que já estão preenchidos com valores padrão. O resultado é uma sequência de manobras para desligar que ao ser executada efetuará o corte programado e também uma sequência de manobras para religar que ao ser executada religará as cargas na sequência inversa a do desligamento (Vieira et al., 2016).

3 METODOLOGIA DA PESQUISA

Este artigo propõe um sistema seletivo de corte de carga utilizando FPO para distribuição do montante de corte de carga e Lógica *Fuzzy* para a priorização dos alimentadores.

3.1 DISTRIBUIÇÃO DO MONTANTE DE CORTE DE CARGA ATRAVÉS DO FPO

Para a distribuição do montante de corte de carga foi utilizado o método apresentado por Mikilita (2005) através de um algoritmo primal-dual de pontos interiores, utilizando como dados de entrada os dados disponíveis do ANAREDE do sistema de transmissão e distribuição de alta tensão do estado do Paraná, totalizando um sistema de 406 barras e 615 LTs.

Para as barras das subestações foram utilizados os seguintes dados: identificação, tipo de barra, tensão, ângulo de fase, potência de geração ativa e reativa, limite mínimo e máximo de geração reativa, potência de carga ativa e reativa, capacitor/reator e área a qual a barra pertence. Para os circuitos foram utilizados os seguintes dados: identificação das barras nas extremidades, identificação do circuito, resistência, reatância, susceptância, tap atual, taps mínimo e máximo, barra controlada (quando transformador) e capacidade de carregamento em condições normais e em emergência.

Foram utilizados os valores de $V_{i\min} = 0,85$ p.u. e $V_{i\max} = 1,05$ p.u. como limites de tensão nas barras i , $i = 1, \dots, 406$, para minimizar os impactos do corte de carga no perfil de tensão do sistema e utilizado o limite de 0,6 para o máximo corte por barra para evitar o corte total de uma subestação, que em algumas regiões do Estado do Paraná pode representar uma ou mais cidades.

3.2 PRIORIZAÇÃO DOS ALIMENTADORES ATRAVÉS DA LÓGICA *FUZZY*

Foram utilizados os seguintes dados de entrada dos alimentadores do sistema de distribuição de média tensão do estado do Paraná para o desenvolvimento da Lógica *Fuzzy*: consumidores por classe de

consumo, potência ativa instantânea e máxima dos últimos 12 meses, Consumidor x Hora Interrompido (CHI) dos últimos três meses, Consumidor Interrompido (CI) dos últimos três meses e dados georreferenciados para o cálculo da distância do alimentador até o centro da região. Para alguns conjuntos *fuzzy* houve a necessidade de utilizar seus dados normalizados, para garantir uma escala fixa entre 0 e 1, utilizando então a equação (1)

$$DADO_{ent_{ALIM}} = \frac{VALOR_{ALIM}}{VALOR_{MAX}} \quad (1)$$

Onde:

$DADO_{ent_{ALIM}}$ é o dado de entrada utilizado no conjunto *fuzzy* para o alimentador, com valor normalizado.

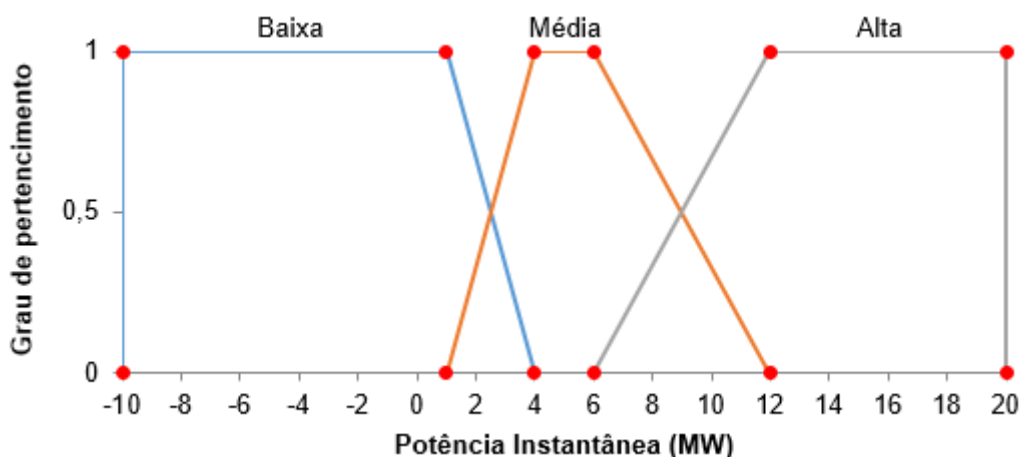
$VALOR_{ALIM}$ é o valor absoluto da variável de entrada do alimentador.

$VALOR_{MAX}$ é o valor absoluto máximo da variável de entrada entre todos os alimentadores.

Utilizando como referência os trabalhos de Reddy et al. (2017), Calderaro et al. (2011) e Ganeshprasad et al. (2013), os conjuntos *fuzzy* foram então organizados da seguinte maneira:

a) Potência instantânea do alimentador - os conjuntos foram definidos de acordo com seu potencial de contribuição ao corte de carga, e suas transições foram dimensionadas de modo a traduzir aproximadamente a avaliação do analista responsável pela classificação dos alimentadores, sendo definidos da seguinte maneira: Baixa = [-10 -10 1 4], Média = [1 4 6 12] e Alta = [6 12 20 20], como mostra a FIGURA 1.

FIGURA 1 - FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA POTÊNCIA INSTANTÂNEA



FONTE: Maschio et al. (2019)

b) Potência máxima do alimentador - os conjuntos e suas transições foram analisados de maneira análoga à potência instantânea do alimentador, resultando em: Baixa = [-10 -10 1 4], Média = [1 4 6 12] e Alta = [6 12 20 20]

c) Industriais - além do número de consumidores industriais, devido às características de consumo, também são incluídas as UCs cadastradas como serviços públicos e poderes públicos ligados ao alimentador. As transições dos conjuntos *fuzzy* “Poucos” e “Muitos” foram analisadas de maneira que aproximadamente 10% dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos. Aplica-se a equação (1) para a normalização deste dado de entrada. Os conjuntos ficaram definidos como: Poucos = [0 0 0,45] e Muitos = [0 0,45 1 1].

d) Comerciais - além do número de consumidores comerciais, devido às características de consumo, também são incluídas as UCs cadastradas como próprios da concessionária ligados ao alimentador. A transição dos conjuntos *fuzzy* “Poucos” e “Muitos” foram analisados de maneira que aproximadamente 20% dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos. Aplica-se a equação (1) para a normalização deste dado de entrada. Os conjuntos ficaram definidos como: Poucos = [0 0 0,35] e Muitos = [0 0,35 1 1].

e) Residenciais - além do número de consumidores residenciais, devido às características de consumo, também são incluídas as UCs cadastradas como rurais, iluminação pública ou sem cadastro, ligados ao alimentador. As transições dos conjuntos *fuzzy* “Poucos”, “Médio” e “Muitos” foram analisados de maneira que aproximadamente 20% dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos “Médio” e “Muitos” e aproximadamente 30% dos alimentadores ficassem abaixo da interseção dos conjuntos “Poucos” e “Médio”. Aplica-se a equação (1) para a normalização deste dado de entrada. Os conjuntos ficaram definidos como: Poucos = [0 0 0,16], Médio = [0 0,2 0,4] e Muitos = [0,24 0,4 1 1].

f) CHI - A transição dos conjuntos *fuzzy* “Baixo” e “Alto” foram analisados de maneira que aproximadamente 20% dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos. Aplica-se a equação (1) para a normalização deste dado de entrada. Os conjuntos ficaram definidos como: Baixo = [0 0 0,03 0,11] e Alto = [0,03 0,11 1 1].

g) CI - A transição dos conjuntos *fuzzy* “Baixo” e “Alto” foram analisados de maneira que aproximadamente 20% dos alimentadores ficassem acima da interseção dos conjuntos. Aplica-se a equação (1) para a normalização deste dado de entrada. Os conjuntos ficaram definidos como: Baixo = [0 0 0,06 0,14] e Alto = [0,06 0,14 1 1].

h) Distância do alimentador - A transição dos conjuntos *fuzzy* “Perto” e “Longe” foram analisados de maneira que apenas alimentadores que estivessem em um raio de 10 km fossem considerados perto,

ou seja, próximo a uma região de maior movimento. Os conjuntos ficaram definidos como: Perto = [0 0 2 18] e Longe = [2 18 350 350].

Uma vez definidos os conjuntos, as regras de inferência *fuzzy* foram determinadas seguindo as seguintes premissas:

a) Utilização de condição de barreira onde o corte é menos prioritário em alimentadores com CHI ou CI em conjunto *fuzzy* “Alto”, para evitar que a satisfação percebida do consumidor seja afetada;
 b) Utilização de condição de barreira onde o corte é menos prioritário em alimentadores de regiões centrais, isto é, com distância em conjunto *fuzzy* “Perto”, para minimizar as consequências do corte de carga;

c) Alimentadores com Potência Instantânea em conjunto *fuzzy* “Alta” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Média” e “Baixa”, para atingir o corte de carga com menor número de alimentadores. De maneira análoga, alimentadores em conjunto *fuzzy* “Média” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Baixa”;

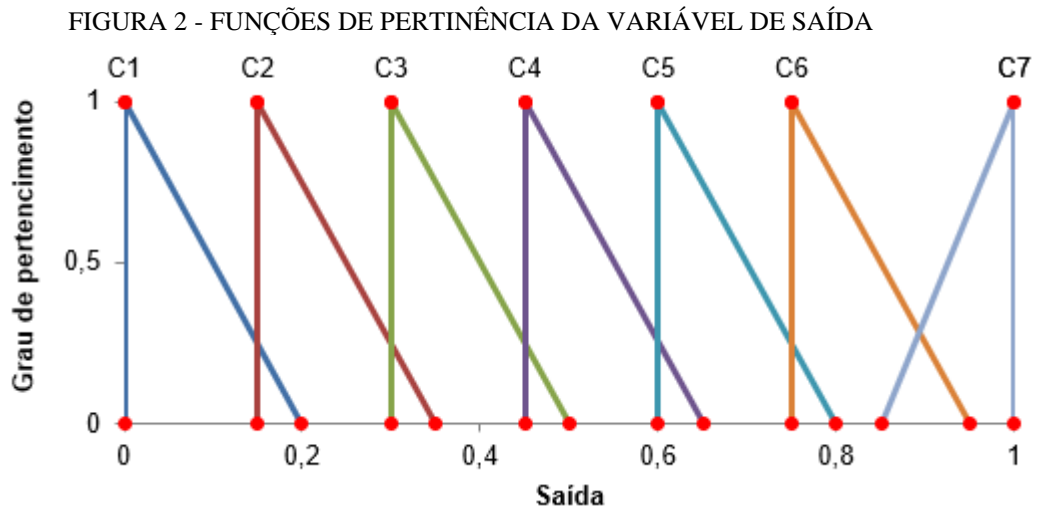
d) Alimentadores com Potência Máxima em conjunto *fuzzy* “Alta” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Média” e “Baixa”, porque possuem potencial de corte de carga maior. De maneira análoga, alimentadores em conjunto *fuzzy* “Média” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Baixa”;

e) Alimentadores com número de consumidores em conjunto *fuzzy* “Pouco” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Médio” ou “Muito”, para afetar o menor número de consumidores. De maneira análoga, alimentadores em conjunto *fuzzy* “Médio” são mais prioritários para o corte de que os alimentadores em conjunto *fuzzy* “Muito”;

f) A variável de entrada Industriais é menos prioritária para o corte, devido ao impacto do corte de carga ser maior neste conjunto, que as variáveis Comerciais e Residenciais; e

g) A variável de entrada Comerciais é menos prioritária para o corte, devido ao impacto do corte de carga ser maior neste conjunto, que a variável Residenciais.

E por fim foram determinados os conjuntos de saída *fuzzy* (FIGURA 2) de maneira a refletir uma classificação adequada dos alimentadores segundo as premissas propostas para o modelo *fuzzy*, deixando os conjuntos assim definidos: C1 = [0 0 0,2], C2 = [0,15 0,15 0,35], C3 = [0,3 0,3 0,5], C4 = [0,45 0,45 0,65], C5 = [0,6 0,6 0,8], C6 = [0,75 0,75 0,95] e C7 = [0,85 1 1], sendo C1 é o conjunto de maior prioridade para o corte e C7 é o conjunto de menor prioridade de corte. Foi utilizado o método centroide para defuzificação e obtenção do valor da Saída Fuzzy (SF).



Para obtenção do indicador de prioridade de corte (IPC) são considerados três parâmetros: a variável de saída do método *fuzzy*, o número de consumidores VIPs e a geração de energia no alimentador, utilizando a equação (2).

$$IPC = \begin{cases} \text{se } P_{inst ALIM} < 0, & IPC = SF + VALOR_{MAX}VIPs + 1 \\ \text{se } P_{inst ALIM} \geq 0, & IPC = SF + VIPs \end{cases} \quad (2)$$

Onde:

IPC é o indicador de prioridade de corte;

$P_{inst ALIM}$ é o valor da carga ativa instantânea do alimentador, em MW;

SF é o valor numérico da variável de saída do método *fuzzy*;

$VALOR_{MAX}VIPs$ é o valor máximo de consumidores VIPs conectados entre todos os alimentadores;

e

VIPs é a quantidade de hospitais, consumidores residenciais com equipamento sobrevida e outras concessionárias ligadas ao alimentador.

A aplicação da equação (2) é baseada na heurística de que alimentadores que estão contribuindo com geração de energia ao sistema ficarão ao final da fila de classificação, após todos os outros alimentadores, possuindo carga prioritária (VIPs) ou não. Os alimentadores que não possuem cargas prioritárias ficarão no início da fila de classificação, pois são classificadas apenas pelo método *fuzzy* e tem adicionado zero VIPs ao seu resultado.

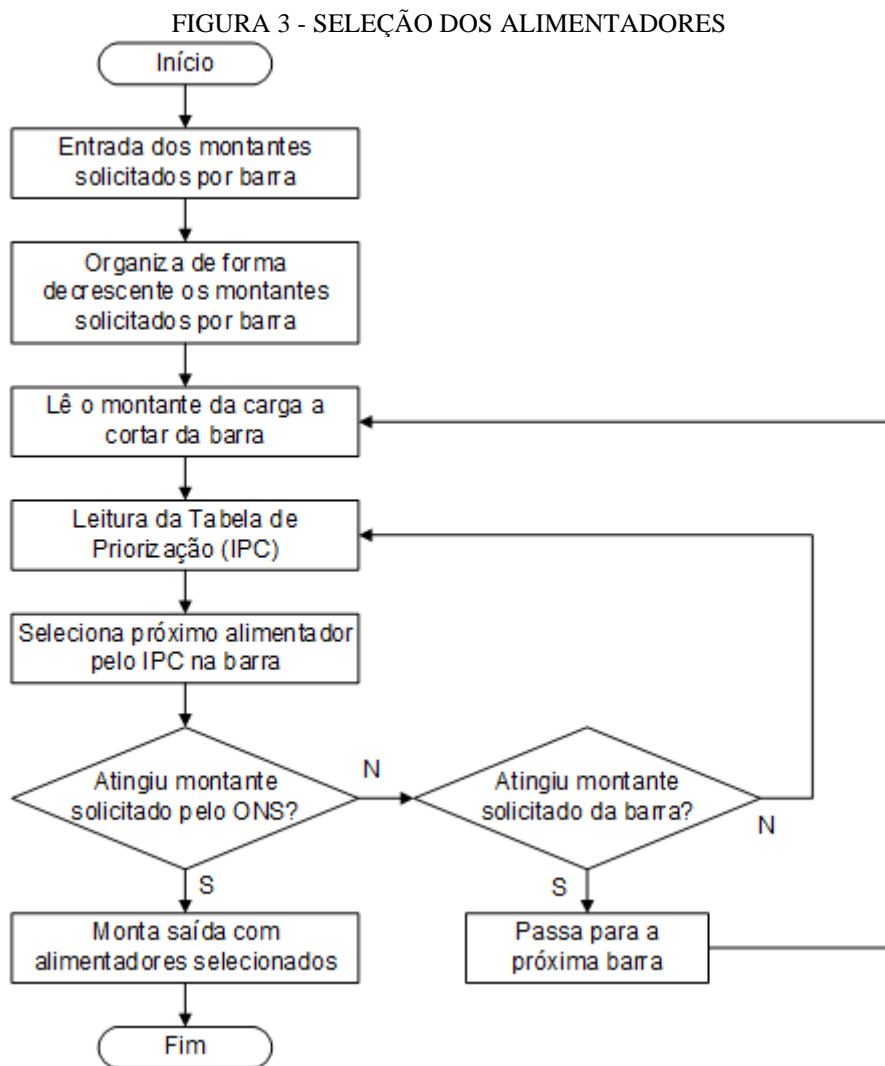
3.3 SELEÇÃO DOS ALIMENTADORES PARA O CORTE

Para a seleção dos alimentadores de acordo com os critérios estabelecidos pelo FPO, os alimentadores são agrupados por SE de acordo com o IPC. O valor dos cortes por barra é obtido através

do método do item 0 e ordenado de maneira decrescente. As potências ativas instantâneas dos alimentadores são agrupadas até que se satisfaçam seus valores.

Como os valores do item 0 têm origem nos dados das barras e o corte é efetivado nos alimentadores, à medida que uma SE tem seu corte satisfeito, pode ser gerado um excedente de corte. Utilizando como base o trabalho de Sanaye-Pasand e Davarpanah (2005), afim de evitar um corte de carga desnecessário, quando o montante de carga solicitado pelo ONS é atingido, mais nenhuma SE tem sua carga cortada, mesmo que existam valores a cortar.

A Figura 3 apresenta o fluxograma do método de seleção dos alimentadores.



FONTE: Maschio et al. (2019)

3.4 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

Para validação dos resultados a metodologia desenvolvida será comparada com os métodos utilizados atualmente, descritos na seção 2.2.

Os métodos de distribuição do montante de corte de carga e seleção dos alimentadores para o corte de carga serão verificados através do excedente de corte de carga e da quantidade de subestações e alimentadores envolvidos no corte de carga. Já para a priorização dos alimentadores será analisada a quantidade de alimentadores que apresentaram o mesmo valor de IPC.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados apresentados por Maschio et al. (2019), obtidos com dados de 1962 alimentadores foram simulados novamente, dessa vez com dados de entrada atualizados disponíveis para 2076 alimentadores. Foram mantidos os dados utilizados para o FPO.

Com a atualização dos dados, os resultados da metodologia se mostraram satisfatórios, pois atingem os montantes solicitados. Utilizando os valores de corte de carga da Copel para o PCMC, segundo o Anexo 1 da IO-GC.BR.01, foram obtidos os valores da TABELA 2.

TABELA 2 - RESULTADO DO CORTE DE CARGA

Solicitado (MW)	Corte (MW)	SEs	Alimentadores
95	99,02	11	53
114	114,20	14	57
133	133,55	15	70
152	154,45	18	77
171	172,70	18	85
190	191,73	20	98
210	212,98	19	102
229	230,27	20	107
248	248,12	23	122
267	270,47	25	133
286	287,27	25	133
305	310,76	27	143
324	324,91	28	156
343	343,09	27	164
362	362,40	28	172
381	383,67	29	187

FONTE: O autor (2020)

Utilizando novamente o exemplo de 95 MW de corte solicitado pelo ONS utilizado por Maschio et al. (2019), obtêm-se os valores da TABELA 3.

TABELA 3 - EXEMPLO DE CORTE DE 95 MW

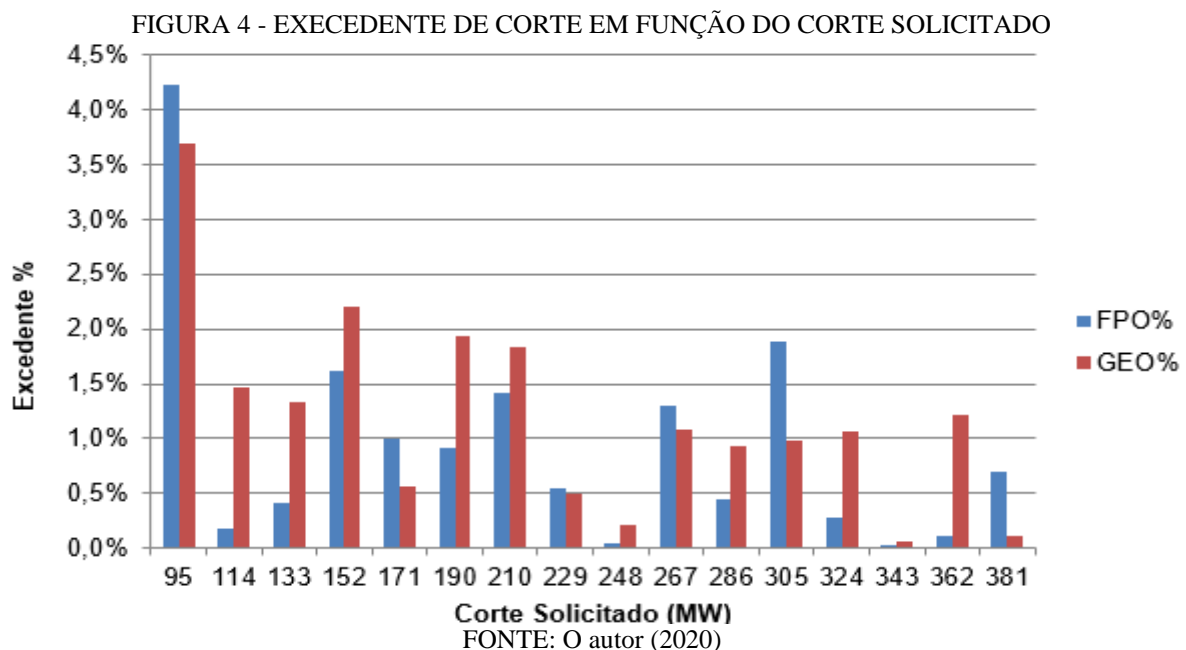
Subestação	Solicitado FPO (MW)	Efetivado (MW)
Medianeira	25,41	20,96
Loanda	18,51	18,95
Santa Helena	14,4	8,44
Irati	14,13	15,29
Imbituva	5,83	6,13
Rio Azul	4,73	6,81
Tafisa	4,15	4,72
Ubiratã	3,89	4,38
Mamborê	2,58	4,05

Alto Paraná	1,19	2,97
Cianorte	0,18	6,32
Total	95	99,02

FONTE: O autor (2020)

Como foi explicado no item 0 o excedente de carga cortado pelos alimentadores não foi propagado, interrompendo o corte após atingir o montante total solicitado. De maneira geral, em comparação com os resultados obtidos anteriormente, o número de subestações e alimentadores necessários para atingir o montante solicitado foi maior. Isso se deve pela carga total no momento da simulação, sendo 3.072,05 MW nesta simulação e 3.833,37 MW na anterior, fazendo que o valor médio de corte disponível por alimentador desta simulação fosse de 1.479,79 kW, enquanto que na anterior era de 1.953,81 kW.

A Figura 4 apresenta um gráfico com o excedente percentual dos montantes de corte da TABELA 2 comparado com o método da divisão proporcional pela região geoeletrica, onde o excedente de corte de carga ficou abaixo de 2,5%, com exceção do corte em 95 MW, ficando próximo de 4%. Em alguns casos, como nos cortes de 248 MW e 343 MW, o excedente não superou 0,5%.



Em relação à utilização da lógica *fuzzy* para classificação dos alimentadores, esta também apresentou resultados satisfatórios, pois em conjunto com a equação (2), houve apenas uma coincidência de IPC entre alimentadores de uma mesma subestação, porém sem impacto no corte de carga, pois se tratam de alimentadores exclusivos de Geração Distribuída (uma Pequena Central Hidrelétrica e uma Usina Eólica).

A TABELA 4 apresenta a variação de posicionamento dos 1934 alimentadores permaneceram da primeira para a segunda simulação.

TABELA 4 - VARIAÇÃO DE POSIÇÃO ENTRE SIMULAÇÕES

Varição da posição na ordem de prioridade	Quantidade de alimentadores
$x < -500$	248
$-500 \leq x < -100$	431
$-100 \leq x < -20$	265
$-20 \leq x < 0$	82
$x = 0$	10
$0 < x \leq 20$	105
$20 < x \leq 100$	188
$100 < x \leq 500$	452
$x > 500$	153

FONTE: O autor (2020)

Essa variação é explicada pela atualização dos dados dos alimentadores. Em alguns casos específicos, a entrada ou saída de um consumidor VIP ou Geração Distribuída pode alterar drasticamente sua posição, entre outros fatores. Alguns exemplos podem ser observados na TABELA 5.

TABELA 5 - EXEMPLOS DE VARIAÇÃO NA ORDEM DE PRIORIDADE

Alimentador	Posição 2019	Posição 2020	Motivo alteração de prioridade	OBS
Pampa	1637	131	Não tem VIP em 2020 e em 2019 tinha 3	O total de VIPs na SE não variou.
Saibreiras	539	864	Tem 1 VIP em 2020 e em 2019 não tinha	
Cotia	1164	1404	Tem 3 VIPs em 2020 e em 2019 tinha 1	
Lavrinhas	1925	685	Possuía em 2019 $P_m = 0$ MW e $P_i = -0,11$ MW. Em 2020 $P_m = 1,13$ MW e $P_i = 0,46$ MW.	Havia GD em 2019.
Antônio Olinto	865	157	Possuía em 2019 $P_m = 0,83$ MW e $P_i = 0,44$ MW. Em 2020 $P_m = 6,01$ MW e $P_i = 6$ MW.	Com o aumento de carga, passa a ser mais atrativo para o corte.
Juriti	968	309	Possuía em 2019 $P_m = 4,06$ MW e $P_i = 3,79$ MW. Em 2020 $P_m = 6,1$ MW e $P_i = 4,06$ MW.	
Melissa	97	617	Possuía em 2019 $P_m = 11,6$ MW e $P_i = 9,03$ MW. Em 2020 $P_m = 11,6$ MW e $P_i = 0,58$ MW.	Mesmo mantendo a P_m , deixou de ser atrativo devido a P_i baixa.

FONTE: O autor (2020)

O aumento da base de dados, que insere alimentadores ao longo da tabela de classificação, também contribuiu para a variação das prioridades dos alimentadores.

5 CONCLUSÕES

Para manter o balanço entre a demanda e a oferta de energia e evitar o colapso do sistema na ocorrência de imprevistos na operação em tempo real, os órgãos reguladores normatizam processos de controle envolvendo corte de carga, entre eles o PCMC, em que os agentes de distribuição devem efetivar o corte de carga em até cinco minutos após a solicitação.

O método proposto utilizando FPO e Lógica *Fuzzy* alcançou seus resultados, sendo que todos os cortes de carga foram atingidos, eliminando cortes desnecessários em subestações.

Com a atualização da base de dados utilizada nas simulações fica mais claro que a utilização de FPO para o corte de carga no PCMC apresenta um avanço nas metodologias utilizadas, que atualmente estão baseadas em uma divisão proporcional pela carga da região. A introdução de variáveis georreferenciadas, para evitar de maneira automática o corte em regiões centrais, e indicadores de continuidade, como CHI e CI, também apresenta avanço para a classificação de alimentadores, atualmente baseado em número de consumidores, pois amenizam os impactos do corte de carga e aumentam a isonomia entre os consumidores. Importante salientar a utilização de dados de potência instantânea dos alimentadores, fundamentais para minimizar o corte de carga.

A importância da automação na aquisição de dados atualizados fica evidente quando os resultados anteriores são comparados com os atuais. O sistema de distribuição é muito dinâmico e as características dos alimentadores podem variar bastante, tendo impacto significativo na priorização do corte de carga.

Este trabalho pode ser aprimorado com um estudo sobre os parâmetros do FPO e que utilize dados instantâneos de potência ativa e reativa nas barras das subestações para compatibilizar os montantes solicitados por este método com os valores disponíveis pelos alimentadores. Outra proposta é a utilização da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) para aquisição de maneira automática dos dados de entrada do método.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi integralmente apoiado pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL) dentro do Programa de pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - projeto PD 2866-0404/2014. Os autores gentilmente agradecem à COPEL, ANEEL e ao Lactec, onde o projeto foi desenvolvido.

Alexandre Rasi Aoki agradece a bolsa de Produtividade em Desenvolvimento Tecnológico e Extensão Inovadora do CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações. Os autores também agradecem o apoio da CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, fundação do Ministério da Educação.

REFERÊNCIAS

ANEEL. PRODIST - Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição. , 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. .

ANEEL. Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. , 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. .

BROLIN, L. C. Análise de Planos de Corte de Carga Através de Métodos Diretos. , p. 95, 2010.

BRUCH, M.; KUHN, M.; SCHMID, G. Power Blackout Risks. Cro Forum, , n. November, p. 32, 2011.

CALDERARO, V.; GALDI, V.; CORTES-CARMONA, M.; PALMA-BEHNKE, R. Fuzzy load-shedding strategy in distribution systems. International Conference on Intelligent Systems Design and Applications, ISDA, , n. 5, p. 319–324, 2011.

EPE. Balanço Energético Nacional 2019. , 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. .

GANESHPRASAD, G. G.; PILLAPPA, S. N.; RAO, K. U.; JAYAPRAKASH, G.; BHAT, S. H. Time priority based optimal load shedding using genetic algorithm. Fifth International Conference on Advances in Recent Technologies in Communication and Computing (ARTCom 2013). Anais... . p.301–308, 2013. Institution of Engineering and Technology.

MASCHIO, F.; SIEBERT, L. C.; AOKI, A. Sistema seletivo de corte de carga utilizando Fluxo de Potência Ótimo e Lógica Fuzzy. Anais do 14º Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. Anais... , 2019. Galoa. Disponível em: <https://proceedings.science/proceedings/100113/_papers/111406>. .

MIKILITA, M. A. S. Um modelo de fluxo de potência ótimo para minimização do corte de carga, 2005. (Dissertação de Mestrado) UFPR.

ONS. MPO Módulo 10 - Submódulo 10.22 - Elaboração do Plano de Corte Manual de Carga no Sistema Interligado Nacional. , 2015. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. .

ONS. MPO Módulo 10 - Submódulo 10.10 - Gerenciamento da Carga. , 2016. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. .

ONS. MPO Módulo 10 - Submódulo 10.21 - Gerenciamento da Carga para Controle de Frequência no Sistema. , 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. .

REDDY, G. H.; CHAKRAPANI, P.; GOSWAMI, A. K.; DEV CHOUDHURY, N. B. Prioritization of load points in distribution system considering multiple load types using fuzzy theory. IEEE International Conference on Fuzzy Systems, p. 1–6, 2017.

SANAYE-PASAND, M.; DAVARPANAH, M. A new adaptive multidimensional load shedding scheme using genetic algorithm. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2005. Anais... . p.1974–1977, 2005. IEEE.

SILVA, A. C. DA; MARQUES, R.; JARDIM, M. DA C. Esquema de Corte para Alívio de Carga. XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Anais... , 2016. Curitiba.

VELOZA, O. P.; SANTAMARIA, F. Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidents and review of main causes. Electricity Journal, v. 29, n. 7, p. 42–49, 2016. Elsevier Inc.

VIEIRA, S. K. B.; DAMASCENO, R.; SOUZA; et al. Plano de Corte Manual de Carga. XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Anais... . p.1–12, 2016. Curitiba.

YAMASHITA, K.; JUAN LI; ZHANG, P.; LIU, C.-C. Analysis and control of major blackout events. 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. Anais... . p.1–4, 2009. IEEE.