



GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

O IMPACTO DOS BANCOS CAPACITORES E FATORES DE POTÊNCIA REAIS NO CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS REGULATÓRIAS

JÚLIA SIMEONI PAUL(1); LUCAS GUEDES SANTOS(1); EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO(3)
CELESC DISTRIBUIÇÃO S. A.(1); IFSC(3)

RESUMO

No Brasil, as perdas técnicas regulatórias na distribuição calculadas pela ANEEL são componentes reconhecidos na tarifa de energia elétrica das concessionárias brasileiras. O cálculo é realizado por simulação de fluxo de potência e tem como característica a adoção de diversos parâmetros, como, por exemplo, não considerar os elementos de compensação de energia reativa nas redes de média e baixa tensão e simular todas as cargas do sistema com fator de potência 0,92 indutivo. Nesse contexto, esse trabalho tem o objetivo de avaliar o impacto desses parâmetros em alimentadores da concessionária Celesc Distribuição. O sistema é modelado e simulado no *software* OpenDSS, mesmo utilizado pela ANEEL.

PALAVRAS-CHAVE: Perdas técnicas. Parâmetros regulatórios. OpenDSS. Bancos de Capacitores. Fatores de Potência. BDGD. Celesc.

1.0 INTRODUÇÃO

As perdas técnicas são inerentes ao processo de transporte de energia, seja na geração, transmissão ou na distribuição, e estão associadas aos elementos do sistema elétrico. São originárias do processo de dissipação de energia dos componentes, como condutores e transformadores, e dependem de suas características.

Em 2018, no Brasil, o custo associado às perdas técnicas nos sistemas de distribuição foi equivalente a R\$ 7,1 bilhões [1]. Esse valor é repassado ao consumidor pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, na qual a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL define o montante de energia associado às perdas técnicas que será repassado à tarifa de cada concessionária com base na estimativa de perdas do sistema de distribuição. Para a rede de alta tensão, a apuração das perdas é feita por medição, pela diferença entre a energia injetada nos pontos de fronteira com a transmissão e os pontos de conexão com a rede de média tensão da distribuidora. Para os sistemas de média e baixa tensão, o modelo regulatório apresentou significativa evolução desde que foi implementado, partindo de um cálculo mais simplificado para uma metodologia bastante detalhada, na qual o sistema elétrico de média e baixa tensão da distribuidora é submetido à uma análise de fluxo de potência por alimentador.

Ainda que um cálculo simplificado apresente resultados bastante coerentes, é inegável que um cálculo detalhado terá maior similaridade com a realidade. O principal aspecto negativo dessa metodologia é a necessidade de uma extensa base de dados, que apresente toda a topologia das redes de média e baixa tensão, bem como os valores correspondentes às potências demandadas por todas as cargas do sistema.

Para minimizar o número de dados a serem enviadas à ANEEL, e para diminuir a assimetria de informações entre as concessionárias, foram definidos parâmetros a serem incluídos no cálculo regulatório de perdas técnicas, definidos no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST [2]. Entre esses, podem ser citados a consideração da impedância de sequência positiva para os condutores, a adoção de fator de potência de 0,92 indutivo para todas as cargas e a não consideração de elementos de compensação de energia reativa. Outro aspecto importante na definição desses critérios por parte do órgão regulador é realizar um incentivo às distribuidoras para que operem o sistema de forma eficiente, impedindo que certas ineficiências das concessionárias sejam transferidas às tarifas de energia. Um dos parâmetros que estimula a eficiência das redes das distribuidoras é a definição de perdas regulatórias para os transformadores de distribuição, conforme norma brasileira atual. Desse modo, caso a distribuidora utilize equipamentos mais antigos, que costumam apresentar perdas superiores em comparação com equipamentos mais novos, estariam arcando com a diferença, pois essas perdas não seriam reconhecidas na tarifa de energia.

Ainda que o objetivo do órgão regulador não seja estimar as perdas elétricas do modo mais fiel à realidade possível, alguns dos parâmetros estabelecidos pela ANEEL podem não representar a melhor forma de calcular as perdas de energia dos sistemas de distribuição, sendo necessário estudá-los mais detalhadamente [3].

Portanto, esse trabalho tem o propósito de avaliar o impacto dos bancos de capacitores e fatores de potência reais das cargas no cálculo de perdas técnicas em redes de média e baixa tensão, uma vez que no cálculo regulatório os elementos de compensação de energia reativa não são levados em consideração e todas as cargas são modeladas com fator de potência 0,92 indutivo. Para isso, foram estudados diversos alimentadores da concessionária Celesc Distribuição que possuem características distintas e comparadas as perdas técnicas segundo o cálculo regulatório com o modelo que se aproxima à realidade dos sistemas. Dessa maneira, é possível obter resultados realísticos que demonstram os valores das perdas caso não fossem adotados os parâmetros regulatórios descritos.

O trabalho conta com uma seção de metodologia, na qual é descrito o algoritmo de resolução de fluxo de potência utilizado, a proveniência dos dados para composição da rede e a modelagem computacional. A próxima seção trata do estudo de caso, onde é feita uma breve descrição da distribuidora sob a qual o trabalho é realizado, bem como a seleção e descrição dos alimentadores utilizados no trabalho. Há também uma seção dedicada aos resultados gerados e análises a partir destes. Por fim, faz-se uma conclusão sobre o estudo realizado e possíveis implicações.

2.0 METODOLOGIA

2.1 Fluxo de potência no OpenDSS

O *software* utilizado pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas por meio de estudos de fluxo de potência é o *Open Distribution System Simulator* – OpenDSS, que opera de modo que todas as funções possam ser inseridas por meio de *scripts* dentro do próprio programa, com uma linguagem específica. Além disso, é possível fazer uso da interface *Component Object Model* – COM, que permite o desenvolvimento de algoritmos utilizando outras linguagens computacionais que irão direcionar o OpenDSS a realizar ações que não haviam sido implementadas previamente.

Entre as funcionalidades do OpenDSS, uma das principais é a execução de fluxo de potência, na qual são resolvidas equações algébricas que se baseiam na matriz admitância nodal da rede e nos fasores de tensões nodais, bem como de correntes injetadas. Os algoritmos de solução de fluxo de potência de modo iterativo implementados no OpenDSS são Normal e Newton. Ao passo que o modo Normal é mais rápido, o modo Newton tende a ser mais robusto para circuitos de difícil solução. O modo Normal é preferível para simulações anuais e outras simulações mais demoradas, como é o caso da estimativa das perdas técnicas regulatórias, que precisa executar as simulações para três diferentes tipos de curvas de carga (dia útil, sábado e domingo), para cada mês do ano, e de modo iterativo para convergir com informações declaradas referentes à energia injetada no alimentador [4].

No modo Normal, os elementos lineares são definidos por uma matriz de admitância nodal. Já os elementos não lineares são representados por uma fonte de corrente, que é atualizada em cada passo do processo iterativo. Na primeira iteração, essa fonte de corrente devido à não linearidades não é considerada, e assim são obtidas as tensões iniciais em todas as barras do circuito. Durante o processo iterativo, as correntes são atualizadas e novas tensões são calculadas. Esse procedimento se repete até a convergência do fluxo de potência, ou seja, até que as tensões se encontrem dentro de uma tolerância especificada [5].

O fluxo de potência pode ser executado em diversos modos, como por exemplo o *Snapshot*, que é sempre executado como a inicialização do problema, e o *Diário*, com o objetivo de realizar a simulação para as 24 horas de um dia.

2.2 Modelagem da rede

Os dados da rede, necessários para execução do fluxo de potência, são obtidos da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, que consiste em um conjunto de informações que são encaminhadas pela distribuidora à ANEEL anualmente, obedecendo uma estrutura e um conteúdo pré-estabelecido. As informações, que dão suporte a diversas atividades regulatórias, contêm parâmetros elétricos, estruturais e de topologia em todos os níveis de tensão dos sistemas de distribuição.

Essa base, que no caso desse estudo representa a topologia da distribuidora na data de 31 de dezembro de 2019, é transformada em arquivos *.dss*, interpretáveis pelo OpenDSS. São gerados arquivos para cada tipo de elemento, entre eles cargas, transformadores, condutores, chaves e ramais. Além dos dados da BDGD, são utilizadas as

curvas de carga obtidas pela campanha de medição, processo que determina que sejam medidas amostras de unidades consumidoras com o objetivo de definir a caracterização da carga da distribuidora. Os dados das unidades consumidoras apresentados na BDGD são valores de energia mensal de todo o ano, em kWh. Essa informação é convertida em uma potência mensal, em kW, que multiplicada pelas curvas de carga referente aos dias úteis, sábados e domingos do referido mês deverá ser igual ao consumo declarado na BDGD. Além da energia das cargas, também é informada a energia injetada anual em cada alimentador, informação que é utilizada no processo iterativo do cálculo das perdas técnicas.

Ainda, para este estudo são necessários certos dados que não são utilizados pela ANEEL, como quantidade e potência de bancos de capacitores e fator de potência real das cargas. As informações sobre bancos de capacitores, apesar de não serem utilizadas pelo órgão regulador no cálculo das perdas técnicas, são parte da BDGD, e podem ser obtidas facilmente. Por outro lado, o fator de potência da maioria das cargas não é medido. Sendo assim, utilizou-se o fator de potência da medição operacional de cada alimentador. Foi implementado um algoritmo que itera o fator de potência das cargas de modo que o fator de potência do alimentador simulado esteja na tolerância de 0,001 do valor extraído da medição. O valor do fator de potência das cargas na última iteração foi utilizado como fator de potência real das cargas do alimentador em questão.

2.3 Modelagem computacional

No sentido de estimar as perdas técnicas regulatórias com maior proximidade ao cálculo realizado pela ANEEL, e a partir disso alterar os parâmetros utilizados para análise de resultados, buscou-se utilizar as mesmas ferramentas empregadas pelo órgão regulador. Assim sendo, o cálculo das perdas técnicas é realizado pelo modo Normal de resolução de fluxo de potência do OpenDSS, utilizando-se da interface COM em C#.

Os dados utilizados para modelagem da rede são os mesmos que os utilizados pela ANEEL, ou seja, provenientes da BDGD e curvas de cargas da campanha de medição.

2.4 Cálculo das perdas técnicas

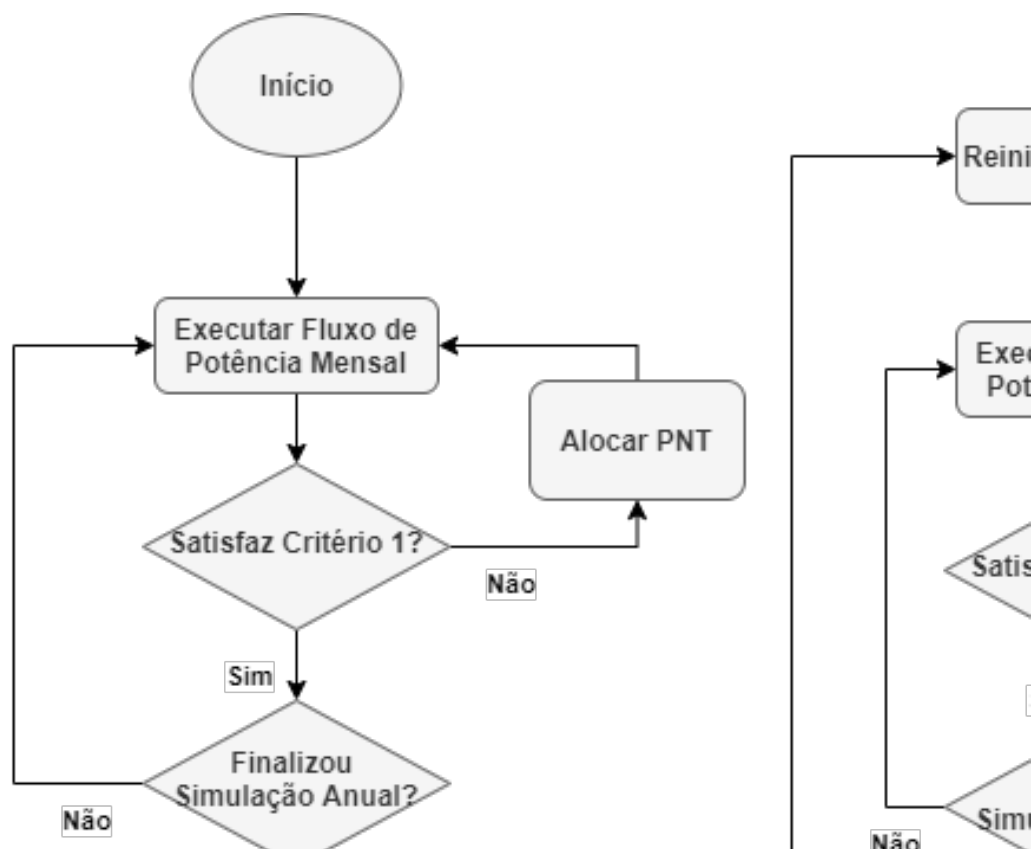
As perdas técnicas nos circuitos de baixa e média tensão são calculadas pelo fluxo de potência de cada alimentador. A execução se dá no modo Diário, sendo que cada circuito é executado uma vez para cada um dos três tipos de curvas de carga em cada um dos doze meses do ano, totalizando trinta e seis soluções do fluxo de potência. O resultado é apresentado como um percentual de perdas técnicas por alimentador com base na energia injetada no circuito anualmente.

O cálculo das perdas técnicas é um processo iterativo. Na primeira execução, a partir de uma abordagem *bottom-up* somente as informações de potências das cargas é utilizada para calcular as perdas técnicas, sem considerar perdas não técnicas do alimentador. A partir da primeira estimativa de perdas técnicas, é agregado um montante adicional de potências nas cargas, representando as perdas não técnicas. Esse processo (método 1) é executado até que a diferença entre a energia injetada do alimentador, declarada na BDGD, seja quase igual à soma dos consumos declarados nas cargas e das estimativas de perdas técnicas e não técnicas simuladas (critério 1).

Após a conclusão do processo iterativo para os doze meses, é feita uma comparação entre a energia injetada declarada e a simulada do alimentador. Se a diferença for menor que 7,3%, o alimentador é simulado novamente, dessa vez pelo método 2. Nesse novo processo iterativo, o critério de parada é que a diferença entre a energia injetada declarada na BDGD e a energia injetada simulada pelo OpenDSS seja insignificante (critério 2).

Desse modo, os alimentadores que simularam com resultados adequados no método 1 tem a chance de obter ainda melhores resultados em um segundo método iterativo, que tende a apresentar uma estimativa mais correta de perdas técnicas. A Figura 1 ilustra o fluxograma do algoritmo empregado pela Aneel.

Figura 1: Fluxograma do algoritmo de cálculo de perdas empregado pela ANEEL



3.0 ESTUDO DE CASO

3.1 Concessionária Celesc Distribuição

Localizada na região Sul do Brasil, A Celesc Distribuição atende quase todo o estado de Santa Catarina, somando mais de três milhões de unidades consumidoras de energia elétrica. Mantém um sistema elétrico formado por 167 subestações, em torno de 4,6 mil quilômetros de linhas de distribuição e mais de 150 mil quilômetros de redes elétricas de média e baixa tensão, que somam a capacidade instalada de 7.319 MVA [7].

3.2 Seleção de alimentadores

Procurou-se selecionar alimentadores com características distintas para esse estudo, com o objetivo de aumentar a gama de resultados. Para isso, os alimentadores foram segregados em quatro grupo:

- Grupo 1: alimentadores que possuem banco capacitor e que as cargas possuem fator de potência superior a 0,92;
- Grupo 2: alimentadores que não possuem banco capacitor e que as cargas possuem fator de potência superior a 0,92;
- Grupo 3: alimentadores que não possuem banco capacitor e que as cargas possuem fator de potência inferior a 0,92;
- Grupo 4: alimentadores que possuem banco capacitor e que as cargas possuem fator de potência inferior a 0,92.

Na Tabela 1 podem ser observados os grupos de cada alimentador e outras características, entre elas comprimento total, comprimento do tronco principal, demanda máxima, distribuição do consumo entre classes, percentual do consumo na média e baixa tensão, fator de potência das cargas, soma da potência reativa dos bancos de capacitores.

Tabela 1 - Características dos alimentadores estudados

Alimen- tador	Gru- po	Compri- mento total (m)	Compri- mento tronco (m)	Demanda máxima (MW)	Percentual de consumo por classe e por nível de tensão						Fator de potência das cargas	Potência banco capacitor
					Resi- dencial	Indus- trial	Comer- cial	Rural	MT	BT		
CBU03	1	17.731	2.676	8,72	45%	2%	49%	0%	19%	81%	0,937	300 kVAr
CBU05	1	6.411	2.970	6,37	26%	1%	73%	0%	32%	68%	0,946	600 kVAr
VDA06	1	77.573	9.190	4,83	12%	56%	19%	11%	71%	29%	0,938	300 kVAr
JVQ04	1	26.551	6.880	8,85	59%	24%	16%	0%	23%	77%	0,966	600 kVAr
JVQ13	1	23.997	5.256	6,37	64%	6%	27%	0%	15%	85%	0,968	600 kVAr
CBU04	2	4.358	4.411	9,19	54%	1%	44%	0%	9%	91%	0,930	não possui
CBU06	2	7.497	2.439	9,83	57%	6%	35%	0%	11%	89%	0,923	não possui
CBU07	2	4.628	2.715	5,77	6%	1%	89%	0%	88%	12%	0,953	não possui
JVQ01	2	3.545	3.163	4,80	3%	1%	96%	0%	77%	23%	0,965	não possui
JVQ02	2	4.152	3.147	4,15	9%	40%	42%	0%	85%	15%	0,958	não possui
JVQ10	3	4.616	4.406	2,44	0%	95%	5%	0%	96%	4%	0,900	não possui
VDA08	2	352.936	5.378	2,06	6%	3%	18%	72%	38%	62%	0,910	não possui
VDA09	3	15.638	11.869	12,07	2%	86%	2%	9%	96%	4%	0,908	não possui
VDA10	3	84.072	18.992	7,52	9%	73%	2%	14%	78%	22%	0,898	não possui
VDA01	4	84.177	15.911	3,59	19%	42%	24%	12%	60%	40%	0,918	300 kVAr
VDA03	4	34.317	7.009	5,01	39%	5%	39%	1%	26%	74%	0,882	600 kVAr
VDA04	4	20.415	4.938	5,33	38%	3%	28%	0%	16%	84%	0,919	300 kVAr
VDA05	4	354.805	18.894	6,02	14%	54%	5%	24%	59%	41%	0,904	600 kVAr
VDA07	4	123.062	7.286	6,45	30%	21%	12%	32%	50%	50%	0,849	300 kVAr

4.0 RESULTADOS

As perdas técnicas obtidas por fluxo de potência foram analisadas em quatro cenários distintos:

- Caso 1 (caso base): cenário regulatório, não considera bancos de capacitores e cargas apresentam fator de potência 0,92 indutivo;
- Caso 2: considera bancos de capacitores e cargas apresentam fator de potência 0,92 indutivo;
- Caso 3: não considera bancos de capacitores e cargas apresentam fator de potência real;
- Caso 4 (caso real): cenário mais próximo ao real, considera bancos de capacitores e cargas apresentam fator de potência real.

Alimentadores do grupo 1, como esperado, apresentaram perdas regulatórias mais altas que as perdas reais. Como a potência ativa das cargas é quase igual no cenário regulatório e no caso real, o caso que apresenta maior fator de potência nas cargas (caso real) possui menos potência reativa circulando no sistema, reduzindo as perdas no alimentador.

Nos alimentadores do grupo 2, apesar de não possuírem elementos de compensação de energia reativa, suas cargas apresentam fator de potência maior que 0,92. Nesses casos, as perdas regulatórias ainda são superiores às reais, apresentando uma conclusão similar aos alimentadores do grupo 1.

No efeito contrário do grupo 2, os alimentadores do grupo 3, que também não possuem bancos de capacitores, apresentaram perdas regulatórias inferiores às reais. Isso decorre devido ao fato de que no cenário regulatório o fator de potência das cargas é fixo em 0,92, e no caso real o fator de potência é menor que esse valor. Desse modo, no caso real, mais potência reativa circula pelo alimentador, aumentando as perdas técnicas.

Nos alimentadores do grupo 4 os resultados foram distintos. A maior parte dos alimentadores apresentou um aumento no fator de potência do alimentador quando adicionados os bancos de capacitores, pois apesar das cargas possuírem fator de potência abaixo de 0,92, o consumo reativo das cargas foi compensado pelos elementos de compensação reativa. Para esses casos, os alimentadores apresentaram perdas regulatórias superiores às reais, com exceção do VDA03. Nesse alimentador, ainda que o fator de potência do alimentador do caso base seja menor do que no caso real, as perdas regulatórias ficaram inferiores às reais. Foi verificado que nesse alimentador os bancos de capacitores estão alocados mais próximos à subestação, e desse modo aumentaram o fator de

potência na entrada do alimentador. Porém, pelo fato de o fator de potência das cargas ser baixo (0,882) os bancos de capacitores não foram suficientes para compensar a energia reativa ao longo do alimentador e consequentemente as perdas totais do circuito aumentaram. De modo similar, o elemento de compensação de energia reativa do alimentador VDA07 não foi suficiente para compensar a potência reativa consumida pelas cargas. Nesse caso já foi possível perceber esse efeito no fator de potência do alimentador, que foi verificado como inferior ao do caso base. Assim sendo, tanto no VDA03 como no VDA07, as perdas regulatórias apresentaram percentuais inferiores ao caso real. Além das conclusões apresentadas, esse grupo demonstrou a importância de os bancos de capacitores serem bem alocados para obter melhores resultados na redução das perdas técnicas.

Na Tabela 2 podem ser encontrados os resultados das perdas em cada caso, bem como o fator de potência na entrada do alimentador após a execução do fluxo de potência.

Tabela 2 - Resultados

Alimen- tador	Gru- po	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
		Perdas técnicas	Fator de potência alimentador	Perdas técnicas	Fator de potência alimentador	Perdas técnicas	Fator de potência alimentador	Perdas técnicas	Fator de potência alimentador
CBU03	1	3,12%	0,915	3,06%	0,940	3,05%	0,931	3,00%	0,955
CBU05	1	2,25%	0,915	2,17%	0,968	2,17%	0,941	2,12%	0,985
VDA06	1	2,91%	0,923	2,83%	0,952	2,85%	0,940	2,78%	0,966
JVQ04	1	2,80%	0,915	2,73%	0,959	2,64%	0,961	2,61%	0,990
JVQ13	1	3,56%	0,915	3,46%	0,964	3,34%	0,962	3,29%	0,993
CBU04	2	2,00%	0,917	2,00%	0,917	1,98%	0,927	1,98%	0,927
CBU06	2	2,56%	0,918	2,56%	0,918	2,56%	0,921	2,56%	0,921
CBU07	2	1,76%	0,918	1,76%	0,918	1,65%	0,950	1,65%	0,950
JVQ01	2	1,16%	0,921	1,16%	0,921	1,10%	0,965	1,10%	0,965
JVQ02	2	0,87%	0,919	0,87%	0,919	0,83%	0,956	0,83%	0,956
JVQ10	3	0,45%	0,919	0,45%	0,919	0,46%	0,899	0,46%	0,899
VDA08	3	5,47%	0,952	5,47%	0,952	5,50%	0,944	5,50%	0,944
VDA09	3	1,37%	0,917	1,37%	0,917	1,41%	0,905	1,41%	0,905
VDA10	3	3,59%	0,921	3,59%	0,921	3,72%	0,900	3,72%	0,900
VDA01	4	3,67%	0,923	3,54%	0,964	3,68%	0,922	3,55%	0,963
VDA03	4	3,25%	0,921	3,18%	0,976	3,40%	0,885	3,32%	0,951
VDA04	4	2,97%	0,921	2,93%	0,960	2,98%	0,920	2,94%	0,959
VDA05	4	11,64%	0,923	10,88%	0,966	11,93%	0,909	11,07%	0,955
VDA07	4	5,41%	0,924	5,27%	0,945	6,07%	0,859	5,85%	0,884

Além dos alimentadores apresentados, outros circuitos da concessionária também foram estudados. Para alimentadores semelhantes aos descritos, os resultados também foram similares, reforçando as conclusões expostas.

5.0 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo proposto obteve a estimativa de perdas técnicas em alimentadores da Celesc Distribuição e comparou a utilização dos parâmetros regulatórios “não considerar elementos de compensação de energia reativa” e “fator de potência 0,92 indutivo nas cargas” frente aos parâmetros reais, ou seja, considerando os bancos de capacitores do alimentador e uma aproximação dos fatores de potência reais das cargas.

Com isso, demonstrou-se que os critérios adotados pelo órgão regulador brasileiro nesse caso estimulam a eficiência dos sistemas de distribuição, uma vez que para as distribuidoras é vantajoso que as perdas regulatórias sejam maiores que as reais. Ao não considerar bancos de capacitores e adotar o fator de potência 0,92 indutivo para todas as cargas, a ANEEL está incentivando a eficiência dos sistemas de distribuição, pois, de modo geral, os alimentadores que possuírem baixos fatores de potência são penalizados, tendo as perdas regulatórias apuradas inferiores às perdas reais. Por outro lado, se a distribuidora prezar por ter seus alimentadores com fatores de

potência mais elevados através de uma ótima alocação de bancos de capacitores, irá apresentar perdas reais menores que as regulatórias, ou seja, estará financeiramente bem amparada quanto às perdas técnicas.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. Brasília: ANEEL, 2019. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relatório+Perdas+de+Energia_+Edição+1-2019-02-07.pdf.
- [2] ANEEL. PRODIST. Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição. Rev 5. 2017. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo7_Revisao_5+-+Retificado.
- [3] MARTINS, Criciele Castro; DE SOUZA, Railson Severiano; SPERANDIO, Mauricio. Sensitivity Analysis of the Brazilian Methodology of Calculation of Technical Losses in the Electric Energy Distribution System. In: ISGT LATIN AMERICA 2019, Gramado. Anais do 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America. Gramado: IEEE, 2019. p. 1–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895270>.
- [4] DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis. Reference Guide - The Open Distribution System Simulator OpenDSS. Electric Power Research Institute, Inc. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf>.
- [5] ROCHA, Celso; FREITAS, Paulo Radatz. Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS. Disponível em: <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/beginners/thread/99410373ca/c28a/attachment/PFlow.pdf>.
- [6] ANEEL. Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL. Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf.
- [7] CELESC. Celesc Distribuição. 2021. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/a-celesc-distribuicao>.

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) JÚLIA SIMEONI PAUL

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2011). É engenheira eletricitista na Celesc Distribuição desde 2013. Atuou na área de comercialização e mercado de energia entre 2013 e 2018. Desde 2019 é Gerente da Base Regulatória da Celesc Distribuição, responsável pela BDGD e pelas perdas técnicas regulatórias. Além disso, está cursando o Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica no Instituto Federal de Santa Catarina.

(2) LUCAS GUEDES SANTOS

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia (2018) com período sanduíche na Universidade da Califórnia, Santa Barbara, através do programa Ciências sem Fronteiras. Atualmente é Engenheiro Eletricista na Celesc Distribuição S.A. no departamento de regulação, atuando principalmente na elaboração da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) e no cálculo de perdas regulatórias.

(3) EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (2004) e mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2006 e 2012, respectivamente). Tem experiência

na área de sistemas de energia elétrica, com ênfase em sistemas de transmissão e distribuição, atuando principalmente nos seguintes temas: geração distribuída, confiabilidade, perdas e qualidade da energia elétrica. Desde 2013 é professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.