

TOMADA DE SUBSÍDIOS 013/2022

CONTRIBUIÇÕES TÉCNICAS
PARA A TOMADA DE SUBSÍDIOS
013/2022 DA ANEEL

Cálculo de Perdas na
Distribuição da Energia Elétrica



SUMÁRIO

1. Introdução	3
2. Contribuições técnicas	8
Questão 1	9
Questão 15	16
Questão 17	18
Questão 18	25
Questão 19	25
Questão 20	26
Questão 21	27
Questão 22	42
Questão 23	42
Questão 24	56
Questão 25	59
Questão 29	62
Questão 30	67
Questão 34	69
Questão 35	69
Apêndice A – Sistema Teste	72
Apêndice B – Sugestões para uso do OpenDSS	78



1. Introdução

A energia elétrica é transferida aos diversos consumidores através de meios físicos representados por transformadores, linhas de transmissão, assim como linhas e redes de distribuição de energia elétrica. Durante esse processo, uma certa quantidade de energia é perdida, sendo que essa quantidade pode ser estratificada em **perdas de origem elétrica** e **perdas de origem magnética**. De uma outra forma, as perdas técnicas podem também ser estratificadas em termos de **perdas variáveis**, proporcionais ao quadrado da corrente, e **perdas (quase) fixas**, diretamente proporcionais ao quadrado da tensão.

Considerando-se, portanto, que as **perdas técnicas** representam quantidades de energia inerentes ao ativo, ou seja, aos sistemas de transmissão e distribuição (ambos pertencentes à União), resulta que esse montante de energia deve ser repassado aos diversos consumidores, através dos processos de revisão e ajustes tarifários. Para esse propósito, faz-se necessária a definição de critérios e parâmetros específicos que possibilitem o cálculo ou a medição adequada das perdas nas redes elétricas. Dessa forma, em termos de regulamentação no caso brasileiro, as disposições normativas relativas ao cálculo de perdas na distribuição, especificamente, encontram-se descritas no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST [1]. Visando o aprimoramento contínuo de tais procedimentos, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 0047/2022-SRD/ANEEL [2], a qual apresenta algumas questões para debate com o objetivo de receber opiniões da sociedade acerca de possíveis aprimoramentos na metodologia de cálculo das perdas técnicas na distribuição.

De modo a ilustrar a importância dos processos de cálculo das perdas técnicas na distribuição, a Fig. 1 ilustra a estratificação das perdas técnicas por distribuidora de energia elétrica, em termos dos montantes anuais de energia perdida.

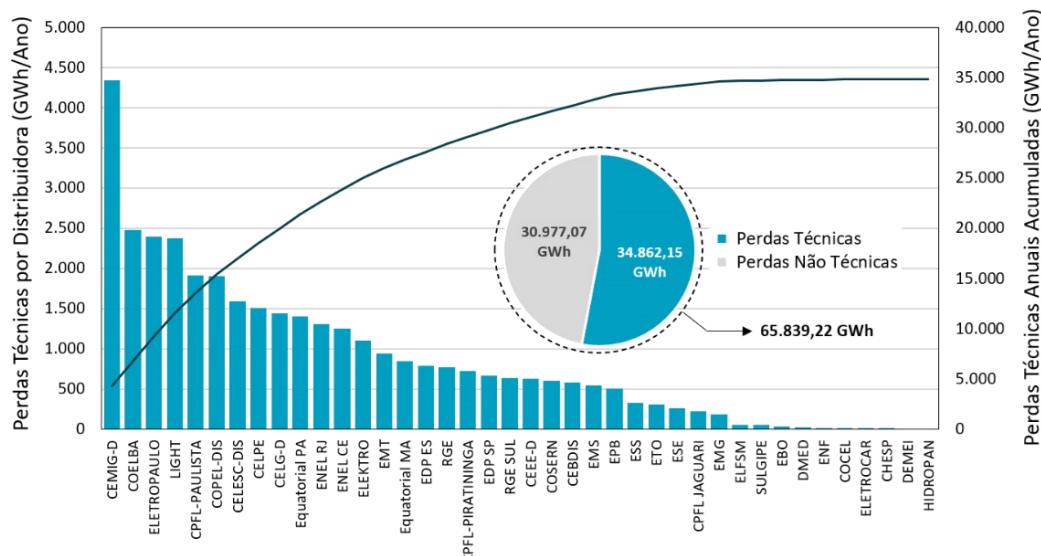


Figura 1 - Estratificação das perdas técnicas anuais por distribuidora [2]



[1] Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL



[2] Nota Técnica nº 0047/2022-SRD/ANEEL

OBSERVAÇÃO:

Os QR Codes direcionam o leitor aos sites ou documentos indicados no texto. Para acessá-los, basta direcionar a câmera do celular para o QR Code desejado ou clicar diretamente sobre o mesmo.



A Fig. 1 mostra que as perdas totais no processo de distribuição de energia elétrica são da ordem de **65.839,22 GWh/Ano**. A título de curiosidade, esse montante tem a mesma magnitude de toda a energia gerada pela Usina Hidrelétrica de Itaipu no ano de 2021. Desse montante de perdas totais, as perdas técnicas da distribuição totalizam **34.862,15 GWh/Ano** (53% do total). A Fig. 2, por sua vez, mostra a estratificação das perdas técnicas da distribuição, das quais 67,61% refletem as perdas técnicas nos sistemas de média e baixa tensão das distribuidoras. Por esse motivo, a quase totalidade das contribuições e sugestões apresentadas ao longo deste documento estão diretamente relacionadas a esses dois segmentos específicos das redes de distribuição.

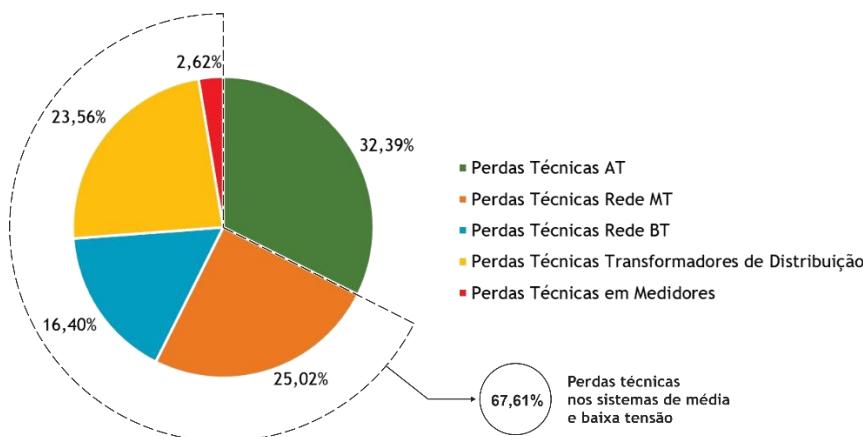


Figura 2 - Estratificação das perdas técnicas da distribuição [2]

As contribuições e sugestões, apresentadas nos tópicos seguintes, consideram tanto uma análise dos fundamentos teóricos associados com cada aspecto específico das perdas técnicas, quanto, principalmente, os aspectos técnicos necessários para a efetiva representação dos diversos elementos das redes de distribuição em termos de estudos de fluxo de carga, utilizando-se o software OpenDSS [3]. Nesse processo, ressalta-se que para os propósitos da presente contribuição, os estudos de fluxo de carga consideram a alocação da parcela de perdas não técnicas na totalização das cargas, visando a equalização entre os montantes de carga (e perdas técnicas) e a energia injetada. Assim sendo, algumas das questões apresentadas na Nota Técnica nº 0047/2022 - SRD/ANEEL [2] foram avaliadas considerando-se o processo indicado no fluxograma apresentado pela Fig. 3.



[3] Site de informações e download do software OpenDSS (EPRI)

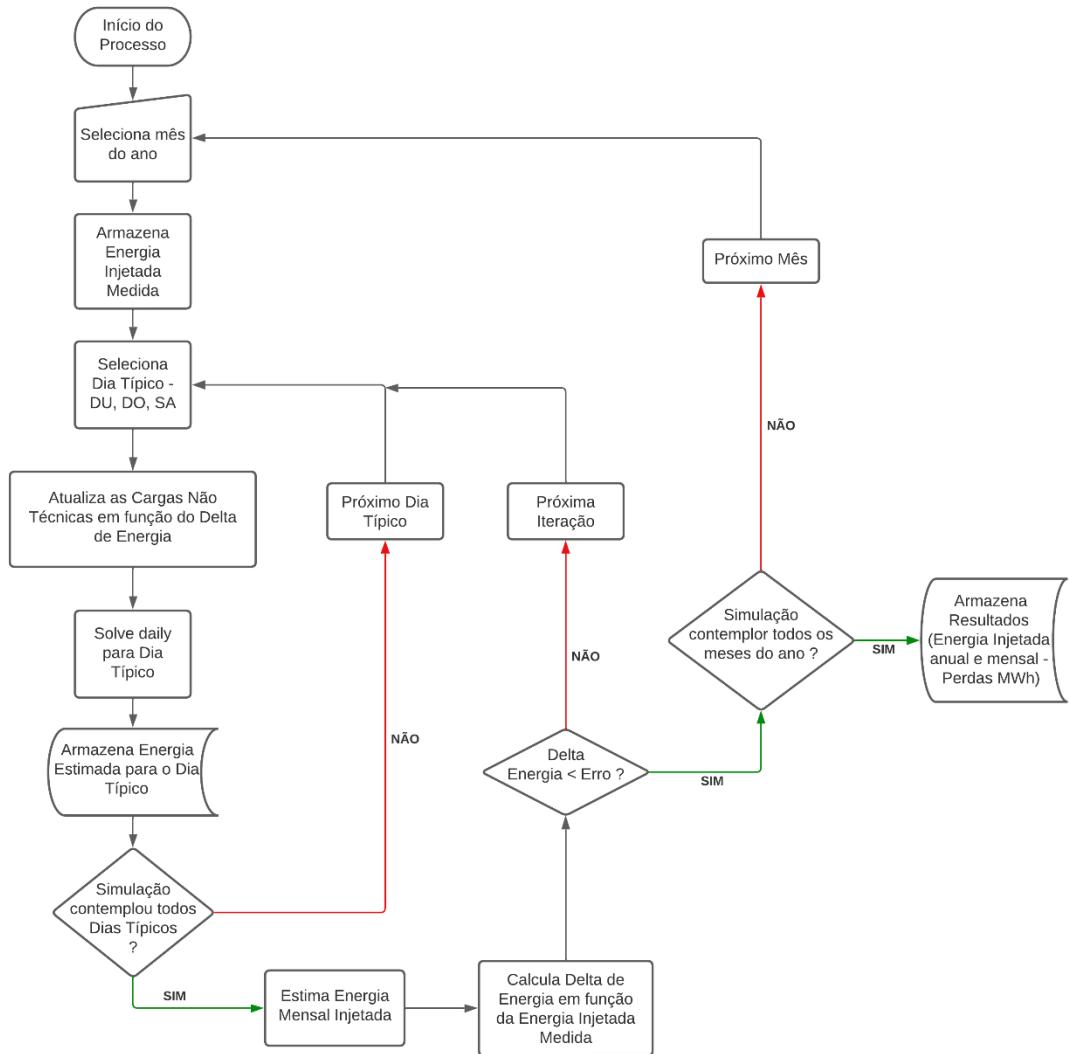


Figura 3 - Fluxograma para alocação da parcela de perdas não técnicas na carga do sistema (método ANEEL)

O processo de alocação da parcela de perdas não técnicas na composição da carga total, representado pela Fig. 3 (método ANEEL), é realizado considerando-se a energia injetada medida do alimentador com o objetivo de compatibilizar os dados registrados de energia faturada (cargas declaradas nos arquivos *.dss) em conjunto com as perdas de energia, de modo a atingir a energia injetada medida em cada alimentador de distribuição. Em termos matemáticos, o procedimento faz com que (1) seja garantida durante o cálculo das perdas técnicas.

$$E_{inj.\text{medida}} = E_{faturada} + Perdas_{(E_{faturada})} + E_{não_técnica} + Perdas_{(E_{não_técnica})} \quad (1)$$

Em outras palavras, a energia injetada medida no alimentador deve ser igual à soma da energia faturada pela distribuidora, acrescidas das perdas associadas à energia faturada, da energia associada com

a parcela de perdas não técnicas e, finalmente, das perdas relacionadas à essa última parcela de energia. Com base nessa metodologia, a energia injetada pelo alimentador é quantificada conforme indicado em (2), através do software OpenDSS para cada dia típico, a saber: dias úteis, sábados e domingos.

$$E_{inj.estimada.mês} = E_{estimada_{DU}} \times (\#DU) + E_{estimada_{SA}} \times (\#SA) \\ + E_{estimada_{DO}} \times (\#DO) \quad (2)$$

Onde: #DU = quantidade de dias úteis, #SA = quantidade de sábados e #DO = quantidade de domingos, em cada mês do ano.

Em seguida, considera-se a diferença entre a energia injetada medida do alimentador e a estimada (calculada pelo OpenDSS), sendo esse parâmetro utilizado para a alocação da energia associada com a parcela de perdas não técnicas. Caso essa variação de energia absoluta seja menor do que o erro admitido, significa que a energia injetada no alimentador por meio dos arquivos.dss atingiu a energia injetada medida, finalizando o processo de alocação desse montante de energia para cada mês em análise, continuando o processo iterativo para os meses restantes. Enquanto a convergência não for obtida, o acréscimo de energia é realizado considerando-se um incremento linear para todas as cargas do sistema, como mostra Fig. 3.

Buscando-se simplificar esse processo, reduzindo-se os tempos de processamento, a Fig. 4 apresenta o fluxograma de um modelo simplificado, sugerido pelos pesquisadores do LADEE/EPRI, o qual resulta no mesmo efeito do processo realizado pela ANEEL, porém, reduzindo-se o tempo de processamento em termos de horas, ou mesmo dias. Vale destacar que no caso adaptado o delta de energia é uma função da energia injetada medida para o período de tempo analisado (horário ou diário).



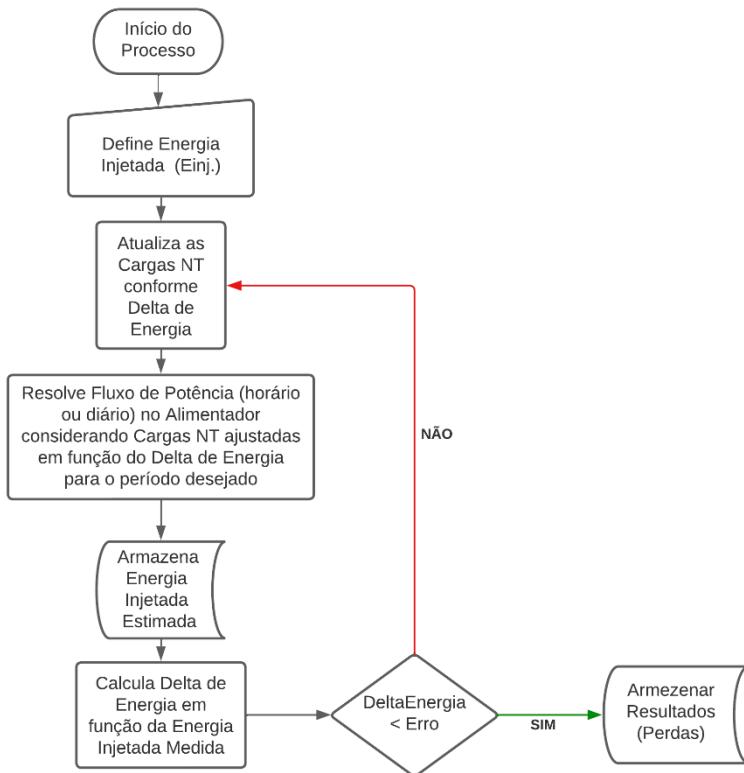


Figura 4 - Fluxograma para alocação da parcela de perdas não técnicas na carga do sistema (método SIMPLIFICADO)

Finalmente, com base nas premissas apresentadas neste tópico, algumas das 35 questões apresentadas pela ANEEL na NT nº 0047/2022-SRD/ANEEL [2] serão amplamente discutidas nos tópicos seguintes, assim como serão demonstrados, em cada contexto, os efeitos de cada uma das particularidades de representação do sistema sobre o montante de perdas técnicas da distribuição.

2. Contribuições técnicas

A Nota Técnica nº 0047/2022-SRD/ANEEL [2] apresenta algumas questões para debate, de modo a orientar a discussão na Tomada de Subsídios nº 013/2022 e colher as opiniões da sociedade acerca da metodologia de cálculo das perdas técnicas na distribuição. Nesse sentido, são apresentadas a seguir as contribuições do LADEE/UFU e do EPRI para algumas dessas questões. **Ressalta-se, ainda, que tais contribuições são de caráter exclusivamente técnico.** A Tabela 1 apresenta o mapa das contribuições técnicas realizadas para as questões apresentadas em [2], seja em conjunto, por parte do LADEE/UFU e EPRI, ou de forma independente.

Tabela 1 - Contribuições às questões apresentadas pela NT 0047/2022 [2].

QUESTÃO NT nº 0047/2022	Autoria	
	LADEE/UFU	EPRI
Questão 1	•	-
Questão 2	-	-
Questão 3	-	-
Questão 4	-	-
Questão 5	-	-
Questão 6	-	-
Questão 7	-	-
Questão 8	-	-
Questão 9	-	-
Questão 10	-	-
Questão 11	-	-
Questão 12	-	-
Questão 13	-	-
Questão 14	-	-
Questão 15	•	-
Questão 16	-	-
Questão 17	•	-
Questão 18	•	-
Questão 19	•	-
Questão 20	•	-
Questão 21	•	•
Questão 22	•	•
Questão 23	•	•
Questão 24	•	•
Questão 24.2 (extra)	•	•
Questão 25	•	•
Questão 26	-	-
Questão 27	-	-
Questão 28	-	-
Questão 29	•	-
Questão 30	•	-
Questão 31	-	-
Questão 32	-	-
Questão 33	-	-
Questão 34	-	•
Questão 35	-	•

A seguir, cada uma das questões consideradas nesta contribuição será analisada e respondida com base em critérios técnicos



específicos, devidamente embasados à luz dos fundamentos elementares dos sistemas elétricos de potência, assim como de avaliações práticas relacionadas à realidade das distribuidoras de energia elétrica.

QUESTÃO 1: Quais os principais pontos a serem aprimorados na metodologia de cálculo de perdas na distribuição? Por quais razões?

As sugestões para os diversos pontos a serem aprimorados na metodologia de cálculo de perdas na distribuição, estão devidamente consolidadas nas respostas à maioria dos questionamentos apresentados na NT nº 0047/2022-SRD/ANEEL, conforme tópicos seguintes. Apesar da quase totalidade dessas contribuições estarem relacionadas com a modelagem da rede de distribuição para efeito de estudos de fluxo de potência através do software OpenDSS [4], apresentam-se a seguir dois pontos de relevância não contemplados em [2], a saber: (a) perdas internas regulatórias para os medidores eletromecânicos e eletrônicos e (b) consideração das perdas técnicas associadas à circulação de correntes harmônicas nas redes de distribuição.

A) Perdas internas em medidores eletromecânicos e eletrônicos

Conforme estabelecido no módulo 7 do PRODIST [1], a perda considerada por circuito de tensão nesses medidores é de **1,0W** para medidores eletromecânicos e de **0,5W** para medidores eletrônicos. Assim, com o objetivo de quantificar as perdas internas por circuito de tensão dos diversos modelos de medidores de faturamento utilizados em consumidores do Grupo B, realizou-se uma série de testes de laboratório, considerando-se o *setup* de testes indicado na Fig. 5.

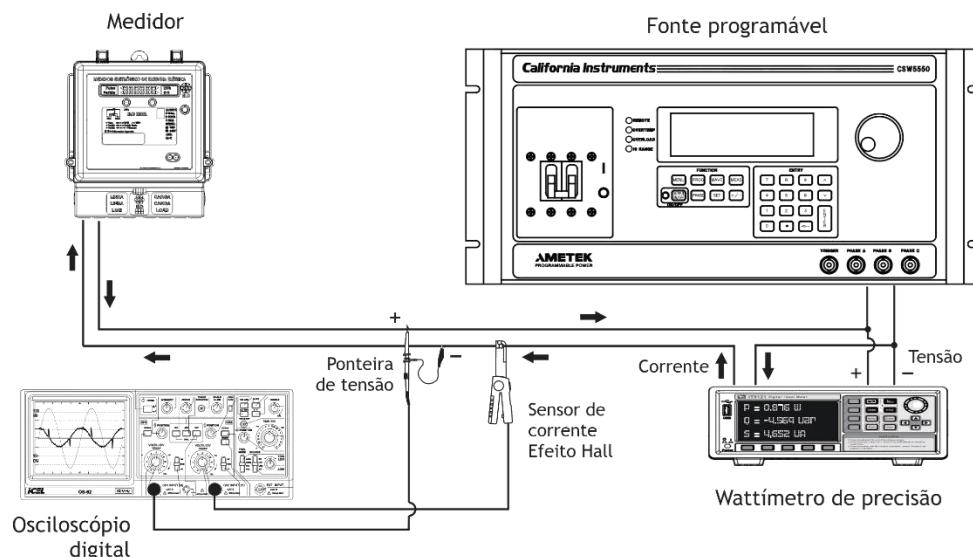
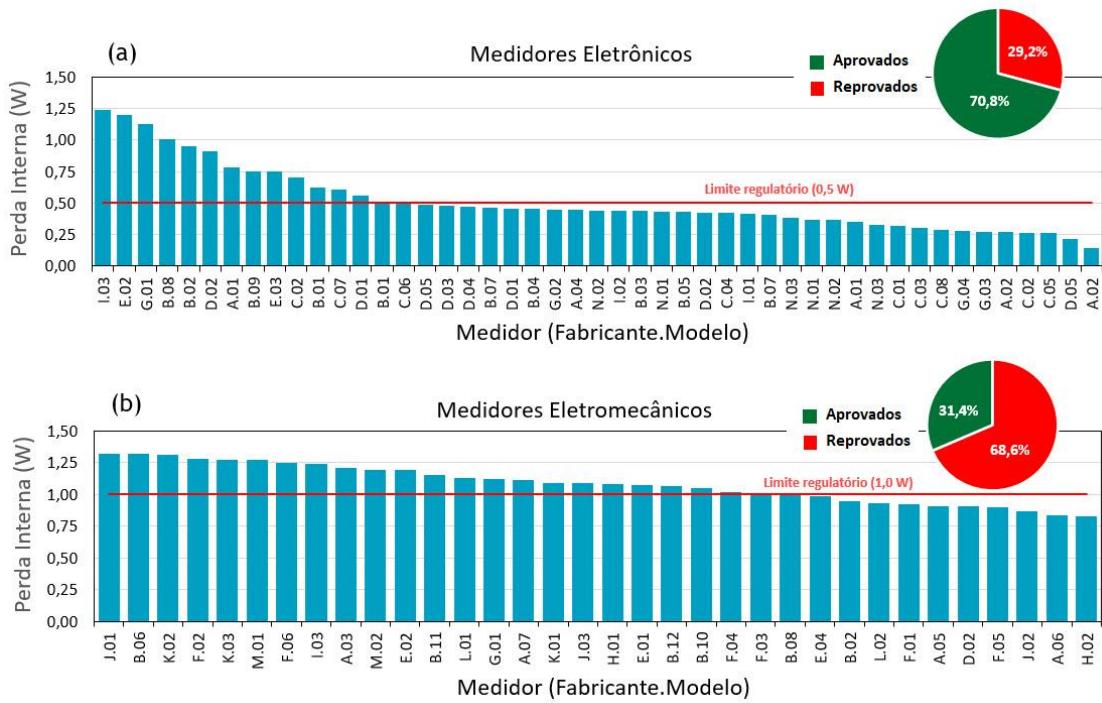


Figura 5 - Setup de testes para quantificação das perdas internas de medidores.

Todos os equipamentos e padrões utilizados nos testes foram devidamente calibrados por laboratório metrológico e possuem certificados de calibração válidos. Os resultados obtidos são apresentados nas Figs. 6(a) e 6(b).



“... sugere-se um incremento de 25% no valor das perdas internas regulatórias para os circuitos de tensão dos medidores ...”

Figura 6 - Perdas internas medidas em (a) medidores eletrônicos e (b) medidores eletromecânicos.

Como pode ser observado pelos resultados apresentados na Fig. 6, os valores de perdas internas por circuito de tensão dos diversos medidores considerados são, em sua maioria, superiores aos valores de perdas internas regulatórias estabelecidas no módulo 7 do PRODIST, principalmente no caso dos medidores eletromecânicos, os quais, apesar de não serem mais fabricados, representam, ainda hoje, aproximadamente metade dos medidores encontrados nos consumidores de baixa tensão conectados às diversas distribuidoras brasileiras.

Com base nessa realidade, fica evidente o fato de que as perdas internas regulatórias, associadas aos circuitos de tensão dos medidores, necessitam de uma revisão. Para esse efeito, e de forma a ainda manter o comprometimento das distribuidoras na modernização do parque de medidores, **sugere-se um incremento de 25% no valor das perdas internas regulatórias para os circuitos de tensão dos medidores**, em relação ao que se encontra atualmente estabelecido no módulo 7 do PRODIST.

B) Perdas técnicas associadas à circulação de correntes harmônicas nas redes de distribuição

Em sua quase totalidade, as diversas tecnologias de geração de energia elétrica produzem tensões e correntes de sequência positiva na frequência fundamental. Parte da energia gerada deverá suprir a parcela de perdas técnicas (por efeito Joule) intrínsecas aos condutores responsáveis pela manutenção dos campos elétricos e magnéticos ao longo de todo o caminho de transmissão e distribuição, os quais tornam possível o mecanismo físico de transferência de energia entre as fontes de geração e as diferentes cargas conectadas aos sistemas elétricos. Essa parcela de perdas técnicas, já considerada na regulamentação vigente, aqui representada pelo módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição [1], é caracterizada por uma parcela de potência na frequência fundamental de sequência positiva ($P_{(+)}\text{LOSS}$). Todavia, após os diferentes processos de conversão de energia elétrica realizados pelas diversas cargas elétricas, parte da energia entregue pelas fontes de geração é devolvida ao sistema, pelas próprias cargas, na forma de energia elétrica com outras características, apresentando frequências harmônicas ou inter-harmônicas ($P_{(h)}\text{LOSS}$), assim como componentes de frequência fundamental de sequência zero ($P_{(0)}\text{LOSS}$) e negativa ($P_{(-)}\text{LOSS}$), cujas amplitudes, nesse último caso, são diretamente proporcionais aos níveis de desequilíbrio de carga do sistema. A Fig. 7 ilustra o balanço energético do sistema considerando-se todas as parcelas de perdas técnicas associadas ao processo.

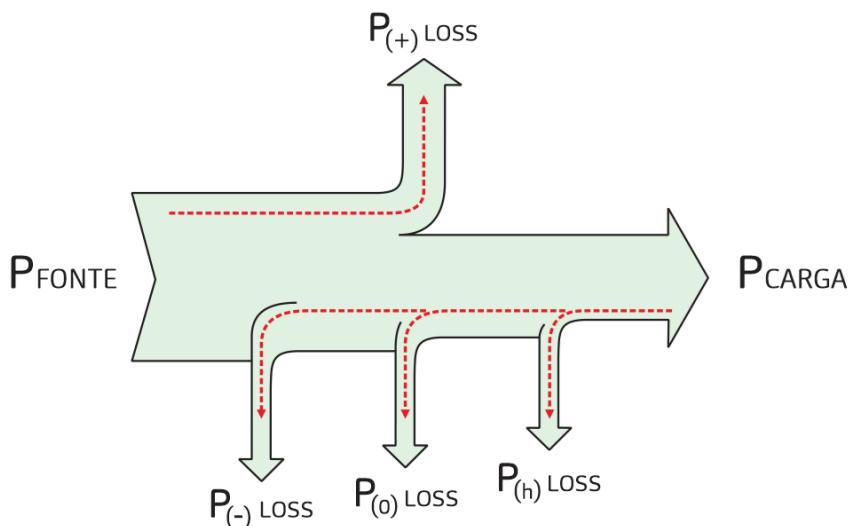


Figura 7 - Balanço energético e parcelas de perdas técnicas.

Diante do exposto, partindo-se da premissa de que todas as correntes harmônicas sejam originadas à jusante dos sistemas de geração, e que o fluxo de potência harmônica tenha majoritariamente um sentido carga-fonte, tem-se que na quase totalidade dos consumidores haverá, junto ao ponto de entrega de cada instalação, um balanço de energia representado conforme (3).

$$P_T = P_1 - P_h \quad (3)$$

O significado físico ilustrado em (1) representa uma carga solicitando do sistema um pacote de energia fundamental (P_1) e, após os devidos processos de conversão da energia elétrica para o seu uso final, devolve ao sistema uma parcela de energia elétrica residual com outras características (P_h), de tal forma que a energia líquida total (P_T) seja a diferença entre essas duas parcelas. No caso de carga passiva linear, e considerando-se tensão previamente distorcida junto ao ponto de entrega da instalação, o fluxo de potência harmônica será no sentido fonte-carga, de tal forma que $P_T > P_1$. De qualquer forma, para efeitos práticos, na maioria das situações, em função da característica das cargas da distribuição, assim como dos níveis de distorção harmônica de tensão existentes nas redes de distribuição, o fluxo harmônico se dará no sentido carga-fonte, resultando $P_T < P_1$. As referências [4] e [5], produzidas pelos pesquisadores do LADEE, apresentam toda a fundamentação teórica e prática necessária para o completo entendimento dessa questão.

Assim, conforme pode ser verificado em [4], a parcela de potência associada à energia harmônica devolvida ao sistema (P_h), tem como único destino possível o incremento das perdas técnicas nos sistemas de transmissão e distribuição da energia elétrica, uma vez que, no caso, por exemplo, dos sistemas de geração baseados em recursos hídricos, esse montante de energia jamais será devolvido aos reservatórios de água das usinas hidrelétricas. Em termos práticos, todas as parcelas de energia, que não aquelas de sequência positiva na frequência fundamental, têm como único destino o incremento das perdas técnicas nos sistemas elétricos. Para ilustrar essa questão, a Fig. 7 apresenta um circuito elétrico elementar e hipotético, constituído simplesmente por uma fonte ideal, uma linha e uma carga passiva linear.

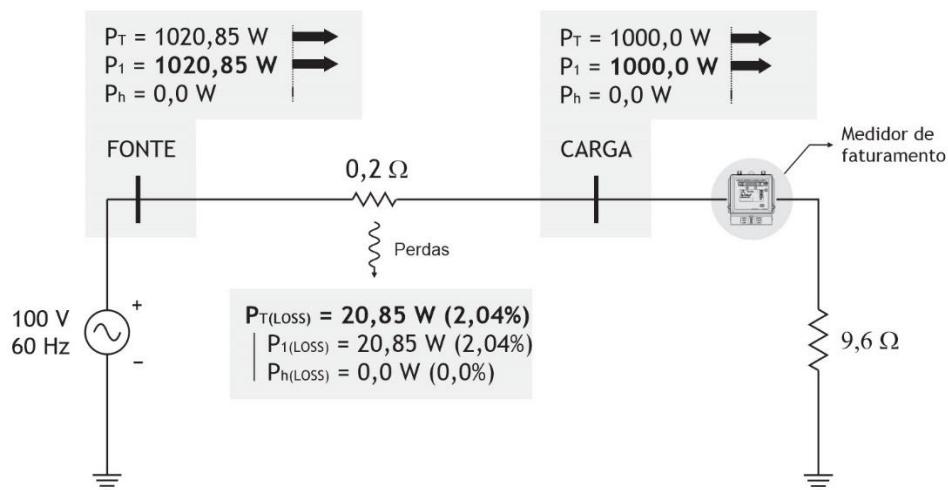


Figura 8 - Circuito elétrico elementar com carga linear.

Com base na Fig. 8, observa-se que a fonte ideal entrega ao sistema um pacote de **1.020,85 W** de



[4] Artigo sobre formulação de potência elétrica **ativa** em condições distorcidas, evidenciando o desempenho dos medidores de faturamento nessas mesmas condições.



[5] Artigo sobre formulação de potência elétrica **reativa** em condições distorcidas, evidenciando o desempenho dos medidores de faturamento nessas mesmas condições.

potência ativa, sendo que desse montante, 1.000,00 W são efetivamente utilizados pela carga. A diferença entre esses valores converge para o total de perdas técnicas quantificadas na linha, iguais a 20,85 W.

Considerando-se agora a substituição da carga linear, conforme indicada na Fig. 8, por uma carga equivalente em termos de potência fundamental (P_1), porém com características não-lineares, como indicado na Fig. 9, tem-se um novo balanço de energia no sistema. Nesse caso, para que a carga possa solicitar do sistema de montante a mesma potência fundamental (P_1), igual a 1.000,00 W, deverá resultar uma potência total líquida igual a 979,24 W. A diferença entre esses dois valores, igual a -20,76 W, representa a energia elétrica devolvida pela carga ao sistema na forma de potência harmônica (P_h), a qual, não sendo possível sua devolução à fonte, é totalmente dissipada na linha, incrementando, assim, as perdas técnicas da distribuição, como demonstrado na Fig. 7. No caso do circuito hipotético considerado, houve 100% de aumento nas perdas técnicas, ainda que a fonte tenha entregue o mesmo montante de energia nas duas situações, e a carga tenha solicitado do sistema o mesmo montante de potência fundamental em ambos os casos.

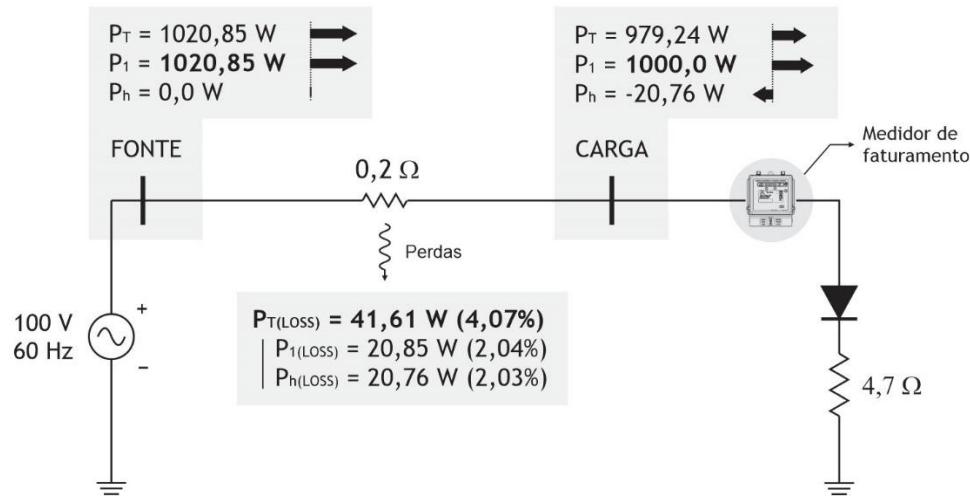


Figura 9 - Circuito elétrico elementar com carga não-linear.

Nesse contexto, portanto, torna-se extremamente importante destacar o papel do medidor de faturamento dos diversos consumidores nesse processo. Para esse propósito tem-se, consequentemente, a seguinte questão: **afinal, os medidores de faturamento medem P_1 ou P_T ?** Caso esses medidores meçam a potência ativa fundamental (P_1), não há que se falar em recomposição de perdas na distribuição devido ao fluxo de correntes harmônicas, não sendo necessário o repasse do custo dessas perdas aos consumidores, uma vez que as mesmas estarão sendo faturadas na origem (o que, aliás, nos parece bastante justo). Por outro lado, se esses medidores medirem a potência total líquida (P_T), a parcela de perdas técnicas associadas ao fluxo de potência harmônica deverá ser incluída no montante de perdas técnicas das distribuidoras, com o respectivo repasse dos custos associados aos diversos consumidores de cada área de concessão. Assim,

caso esse montante de perdas harmônicas não seja incorporado à parcela de perdas técnicas, significa que o mesmo será automaticamente computado na parcela de perdas não-técnicas das distribuidoras.

Para responder a essa questão fundamental, foram realizados testes de calibração em diferentes medidores de faturamento para consumidores de baixa tensão (Grupo B). Para esse propósito, todos os medidores considerados foram submetidos a um mesmo sinal distorcido de tensão e corrente, conforme mostrado na Fig. 10, o qual é representativo de um fluxo harmônico com sentido carga-fonte ($P_T < P_1$).

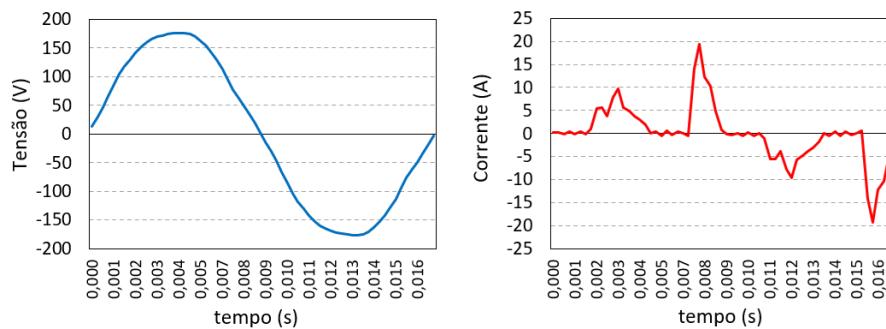


Figura 10 - Sinais de tensão e corrente utilizados nos testes de calibração.

Os resultados obtidos são mostrados na Fig. 11, onde se observa que, na quase totalidade dos casos, o valor registrado pelos diversos medidores é menor que o montante de energia associada à frequência fundamental (P_1). Isso significa que esses medidores medem, em sua ampla maioria, o valor de energia total líquida (P_T). Adicionalmente, merecem destaque os erros de medição obtidos nessas condições (sinais distorcidos de tensão e corrente), sendo que para vários dos medidores considerados, os erros obtidos foram muito maiores que a própria classe de precisão desses equipamentos (no caso, igual a 1,0%).

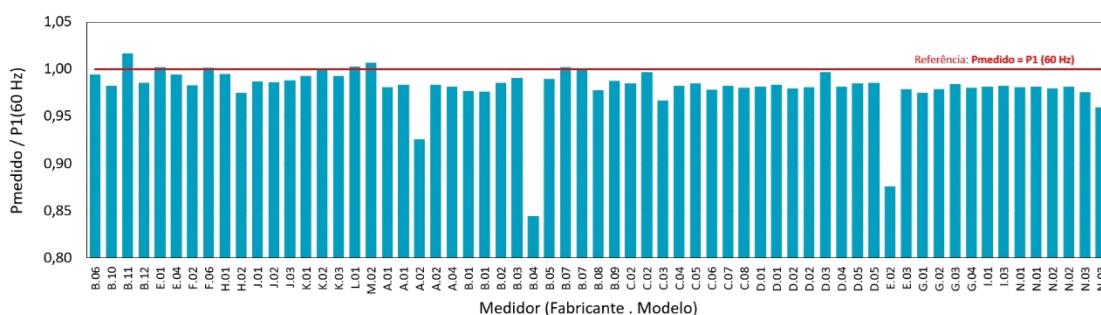


Figura 11 - Resultados dos testes de calibração, evidenciando que os atuais medidores de faturamento medem, em sua maioria, o valor da energia total líquida.

A título de exemplo, com o objetivo de se quantificar o impacto real das perdas devido à circulação de correntes harmônicas nas redes de baixa e média tensão, realizou-se o estudo de perdas em um alimentador real de distribuição, considerando-se dois cenários distintos: (i) estudos de fluxo de carga em 60 Hz e (ii) estudos de fluxo de carga em

60 Hz em conjunto com estudos de fluxo harmônico. Para o estudo de fluxo harmônico, especificamente, foi utilizado o espectro de correntes mostrado na Fig. 11, resultante de uma grande campanha de medições realizada em uma determinada distribuidora de energia elétrica, contemplando a classe se consumidores residenciais de baixa tensão, com consumo na faixa de 100 a 220 kWh. Ressalta-se que a referida campanha de medições produziu tipologias de espectros harmônicos (em termos de amplitude e ângulo de fase) para todas as classes de consumidores, e faixas de consumo estabelecidas no módulo 2 do PRODIST [9], conforme mostrado no Quadro 1.

Quadro 1 - Espectro de correntes harmônicas utilizado nos estudos de fluxo harmônico.

```
New spectrum.espectro_cargas_BT NumHarm=7 harmonic=(1 3 5 7 9 11
13) %mag=(100.0, 13.46, 2.18, 5.56, 4.38, 1.62, 1.92) angle=(-
16.18, 116.98, -176.76, 70.55, -111.41, 74.64, 30.19)
```

A Fig. 12 mostra o resultado dos estudos realizados no OpenDSS para os dois cenários considerados.

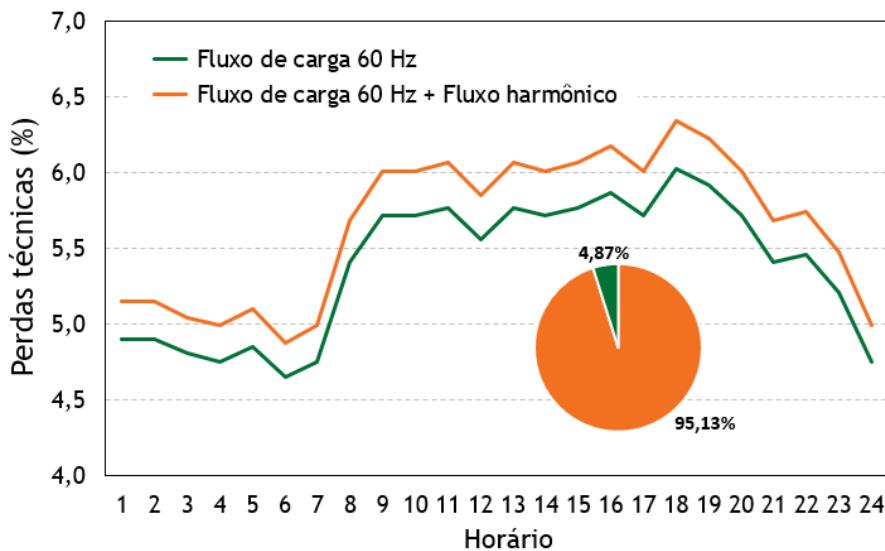


Figura 12 - Resultado das perdas técnicas do alimentador considerando-se os dois cenários de estudo: (i) fluxo de carga 60 Hz e fluxo de carga 60 Hz + fluxo harmônico

Como pode ser observado na Fig. 12, a inclusão da tipologia de carga harmônica no processo de cálculo das perdas promove, no caso considerado, um incremento de 4,87% no montante de perdas técnicas da distribuição. Os arquivos OpenDSS relacionados com o presente estudo, assim como os arquivos de resultados, estão disponíveis em [6].



[6] Conjunto de arquivos associados com os estudos de fluxo de carga e harmônico para um alimentador real de distribuição.

QUESTÃO 15: A incorporação da microgeração e minigeração distribuída ao modelo de cálculo de perdas é necessária?

A presença da microgeração e minigeração distribuída pode representar mudanças significativas para o cálculo das perdas técnicas na distribuição, uma vez que a inclusão dessas novas fontes altera o fluxo de potência nas redes elétricas. Contudo, a modelagem desses elementos para efeito de estudos de fluxo de potência merece maiores análises e considerações práticas, conforme será abordado mais adiante. Por ora, considerando-se o sistema elétrico hipotético apresentado na Fig. 13 e detalhado no Apêndice A, é notável como a inserção dos modelos de geração distribuída resulta em um perfil diferente de perdas técnicas, comparativamente à não consideração desses novos recursos distribuídos, cada vez mais presentes no sistema elétrico brasileiro.

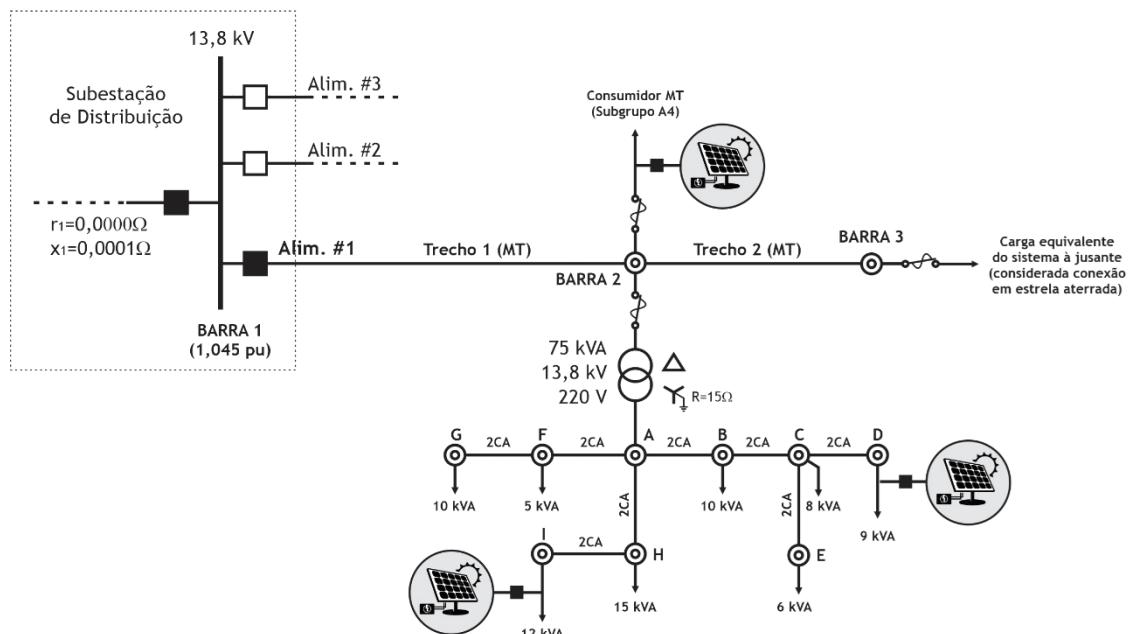


Figura 13 - Sistema elétrico utilizado nas simulações.

A Fig. 14 apresenta os resultados de um estudo de fluxo de carga realizado através do OpenDSS, utilizando-se o circuito indicado na Fig. 13 em dois cenários distintos:

- (i) não consideração de sistemas de geração distribuída [7], e
- (ii) consideração de sistemas de geração distribuída conectados aos dois circuitos de baixa tensão [7].



[7] Conjunto de arquivos para simulação considerando dois cenários:
 (i) sem GD e (ii) com GD, para o cálculo das perdas técnicas.

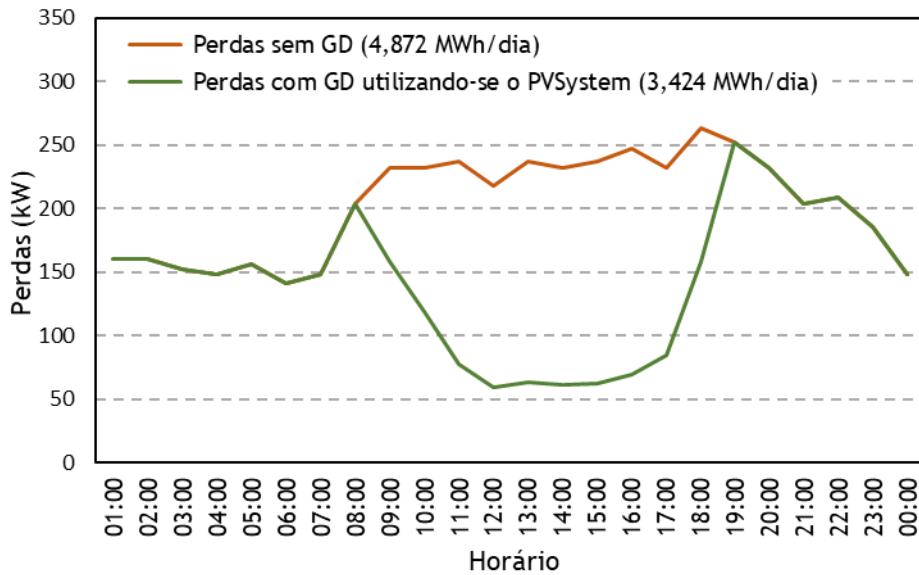


Figura 14 - Comparação entre as perdas considerando dois cenários: (i) na ausência e (ii) presença de geração distribuída por fonte fotovoltaica.

Conforme pode ser verificado na Fig. 14, no caso do circuito elétrico analisado, as perdas técnicas devidas única e exclusivamente ao fluxo de potência ativa de sequência positiva na frequência fundamental, totalizam um montante diário de 4,872 MWh/dia sem a consideração da GD e um montante diário de 3,424 MWh/dia com a consideração da GD na modelagem do sistema. Ou seja, no caso do circuito analisado, a presença da GD resultou em uma diminuição de 29,92% no quantitativo de perdas técnicas. Importante destacar, contudo, que esses resultados evidenciam apenas o impacto da GD no quantitativo de perdas técnicas, uma vez que poderão existir situações (a depender da localização e do montante de geração) nas quais a presença da GD proporcionará um aumento (e não uma redução) no montante de perdas técnicas no sistema.

Ainda, o impacto expressivo no cálculo de perdas técnicas devido a inserção da GD é explicado pelo fato da minigeração conectada junto ao consumidor MT na barra 2 do sistema teste. Nesse caso a geração é de 10 MVA, para as cargas conectadas na BT a geração é de 35 kVA na Carga I e 50 kVA na Carga D. Esses dados podem ser verificados no arquivo PVSystem.dss em [7]. Ressalta-se que o processo de alocação de cargas não técnicas descrito pela Fig. 4 foi utilizado onde para a condição (i) foi de 225 MWh de energia injetada para todo o dia, enquanto que para a condição (ii) foi de 173,32 MWh para a energia injetada, visto que deve-se abater a energia injetada oriunda da minigeração e microgeração distribuída, uma vez que a energia injetada medida para o processo de alocação de cargas é a vista do alimentador.

Uma vez demonstrada a necessidade de incorporação da microgeração, assim como da minigeração, no modelo de cálculo das perdas técnicas da distribuição, resta saber qual a melhor modelagem a ser utilizada para representação da GD por fonte fotovoltaica no processo de

cálculo, conforme abordado no próximo item, o qual responde à **Questão 17** da NT 0047/2022-SRD/ANEEL [2].

QUESTÃO 17: Qual a melhor opção para se obter a energia mensal gerada utilizando-se o OpenDSS como um estágio que precede o cálculo ou por meio da formulação descrita anteriormente nessa seção? Existem outras opções a serem avaliadas?

A formulação descrita na seção III.5 de [2], apesar de tecnicamente correta, demanda a obtenção de informações, as quais, muitas das vezes, são de difícil acesso, ou mesmo inexistentes. A utilização do módulo **PVSystem** disponível no OpenDSS é uma excelente ferramenta para estudos acadêmicos. Porém, sua utilização no processo de cálculo das perdas técnicas na distribuição pode incorrer em deficiências importantes em função, notadamente, da indisponibilidade de dados para sua correta formatação. Por exemplo, os dados para preenchimento do vetor **TShape** serão sempre estimados, em função da inexistência de registros sobre as temperaturas dos painéis em cada instalação. O mesmo vale para a irradiância solar do local da GD fotovoltaica, informados ao OpenDSS através do preenchimento de um vetor **Loadshape**. Apesar de existirem sistemas de registro de irradiância solar no Brasil, a exemplo da plataforma **Sundata** [8], as diferenças existentes entre a irradiância solar no local da instalação e a irradiância disponibilizada pelo sistema de registro mais próximo, podem ser expressivas. Ao mesmo tempo, os dados de irradiância solar disponíveis nesses sistemas são apresentados de forma mensal, não sendo possível a montagem do vetor **Loadshape** considerando-se 24 patamares de carga/geração [9].

Diante desse cenário, sugere-se que as próximas campanhas de medição, já realizadas pelas distribuidoras para efeito de tipologia de curvas de carga, seja considerada uma nova classe de consumidores (na verdade, prosumidores nesse caso) no âmbito da **seção 2.2 do Módulo 2 do PRODIST** [10]. A obtenção de tipologias e **curvas líquidas de carga/geração**, para unidades consumidoras com GD (prosumidores), seria uma forma eficiente e prática para superar as dificuldades de obtenção de dados associadas à utilização do módulo **PVSystem** do OpenDSS, uma vez que tais tipologias já incorporariam todas os aspectos relacionados a esse tipo de instalação. A Fig. 15 ilustra a composição das curvas de carga e de GDFV em uma unidade consumidora, assim como a ilustração da curva líquida de carga/geração a ser obtida em futuras campanhas de medição, conforme proposta aqui apresentada. A consideração de curvas líquidas de carga/geração seria possível no OpenDSS através da inclusão de vetores **Loadshape** para as cargas e geradores para os instantes de consumo e injeção de potência da curva líquida, respectivamente.



[8] Link para acesso ao sistema SunData



[9] Link para acesso às curvas de irradiância mensal para todas as capitais brasileiras, segregado por região geográfica



[10] Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL

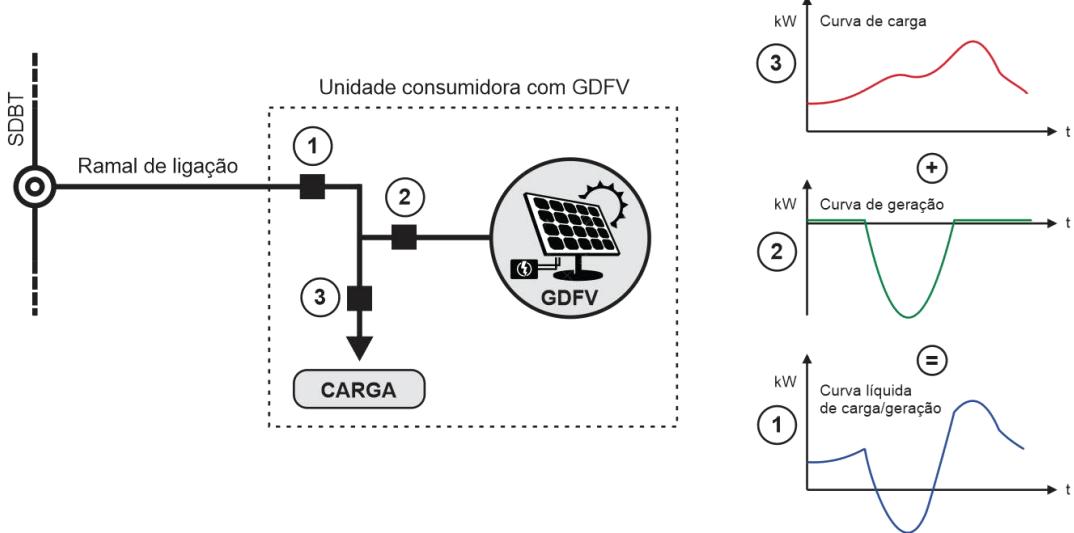


Figura 15 - Curva líquida de carga/geração.

Para a análise dessa sugestão, será novamente utilizado o sistema de distribuição de energia elétrica apresentado na Fig. 13. A recomendação sugere que para uma unidade consumidora que possui GD seja realizada uma tipologia de curva de carga-geração, com o intuito de modelar a unidade consumidora com GD como uma carga com uma curva de carga que corresponda, aproximadamente, ao perfil de consumo e injeção de energia ativa e reativa no sistema de distribuição de energia.

A fim de qualificar a proposta perante a recomendação apresentada pelo órgão regulador na Nota Técnica nº 004/2022-SRD/ANEEL será efetuada uma comparação entre os dois modelos, visando o impacto que tais cenários de simulação implicam no cálculo de perdas técnicas. Nesse sentido, foram consideradas as Cargas I e D na BT e na Carga MT2 conectada à média tensão na Fig. 13 para inserção de GD, conforme indicado. Ainda, vale ressaltar que as características de geração dessas fontes são de acordo com as apresentadas na Nota Técnica, como indicados a seguir, salvo a adequação de potência e das cargas onde serão conectadas as fontes de geração de energia (grifo nosso), considerando as informações apresentadas no Quadro 2.

Quadro 2 - Código OpenDSS para definição da GD utilizando-se módulo PVSystem.

```

!curva de irradiação diária em pu
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0 0.1 0.2
0.3 0.5 0.8 0.9 1 1 0.99 0.9 0.7 0.4 0.1 0 0 0 0 0]

!curva de temperatura diária em pu
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25 25 25 25 25 25 25 25
35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]

!curva aplicada a potência nominal do painel definida em 25C

```

```

New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8
0.6]

!curva de eficiencia que relaciona a potencia em pu a eficiencia em
pu
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.86 0.90
0.93 0.97]

!definindo o pvsystem
New PVSystem.PV_C1_CargaI phases=3 bus1="C1_RBT_I.1.2.3.4" kV=0.22
kVA=35 irradiance=0.8 Pmpp=35 temperature=25 pf=1 effcurve=Myeff P-
TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
New PVSystem.PV_C1_CargaD phases=3 bus1="C1_RBT_D.1.2.3.4" kV=0.22
kVA=50 irradiance=0.8 Pmpp=50 temperature=25 pf=1 effcurve=Myeff P-
TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
New PVSystem.PV_C1_MT2 phases=3 bus1="barra3.1.2.3.4" kV=13.8
kVA=10000 irradiance=0.8 Pmpp=10000 temperature=25 pf=1
effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New Load.C1_CargaD_Fase_A_M1 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_D.1.4
model=2 kva=1.5 pf=1
New Load.C1_CargaD_Fase_A_M2 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_D.1.4
model=3 kva=1.5 pf=1
New Load.C1_CargaD_Fase_B_M1 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_D.2.4
model=2 kva=1.5 pf=1
New Load.C1_CargaD_Fase_B_M2 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_D.2.4
model=3 kva=1.5 pf=1
New Load.C1_CargaD_Fase_C_M1 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_D.3.4
model=2 kva=1.5 pf=1
New Load.C1_CargaD_Fase_C_M2 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_D.3.4
model=3 kva=1.5 pf=1

New Load.C1_CargaI_Fase_A_M1 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_I.1.4
model=2 kva=2 pf=1
New Load.C1_CargaI_Fase_A_M2 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_I.1.4
model=3 kva=2 pf=1
New Load.C1_CargaI_Fase_B_M1 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_I.2.4
model=2 kva=2 pf=1
New Load.C1_CargaI_Fase_B_M2 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_I.2.4
model=3 kva=2 pf=1
New Load.C1_CargaI_Fase_C_M1 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_I.3.4
model=2 kva=2 pf=1
New Load.C1_CargaI_Fase_C_M2 phases=1 kv=0.127 bus1=C1_RBT_I.3.4
model=3 kva=2 pf=1

New Load.MT2_M1 bus1=barra3.1.2.3.4 phases=3 conn=Wye model=2
kv=13.8 kw=5000 pf=1 vmaxpu=1.5 vminpu=0.93
New Load.MT2_M2 bus1=barra3.1.2.3.4 phases=3 conn=Wye model=3 kv=13.8
kw=5000 pf=1 vmaxpu=1.5 vminpu=0.93

```

Destaca-se que para efeito de facilidade de análise **considera-se que as cargas com GD apresentam fator de potência unitário (realidade prática para os inversores utilizados na microgeração por fonte fotovoltaica)**, a fim de simplificar o cálculo da energia líquida para a curva de carga/geração.



Assim, tendo em vista o cálculo de perdas realizou-se a seguinte análise de casos:

- Caso 1: Cálculo de perdas técnicas considerando a utilização do modelo PVSystem oferecido pelo OpenDSS (proposta ANEEL) [11].
- Caso 2: Cálculo de perdas técnicas considerando a utilização da curva de carga-geração (proposta UFU) [10].

Para efeito de consideração do processo de cálculo de perdas do órgão regulador, todas as simulações relacionadas aos Casos 1 e 2 levam em conta a metodologia iterativa de alocação de cargas não técnicas descrito na introdução desse documento. Assim, as simulações foram realizadas para um dia inteiro (24 horas) a partir do modo *daily* e para os Caso 1 e 2 a energia injetada medida assumida para o circuito foi de 180 MWh. Desse modo, as análises e simulações podem ser realizadas garantindo que os dois cenários são compatíveis para comparação de dados, resultados e erros percentuais.

No Caso 1, a geração proporcionada pela GD e o consumo das cargas são apresentados pela Figura 16; ressalta-se que a curva de geração do PVSystem é a mesma para todas as gerações fotovoltaicas, sendo alterada apenas a potência da GD conforme definido no Quadro 1.



[11] Conjunto de arquivos para simulação considerando dois cenários: Caso 1 e Caso 2.

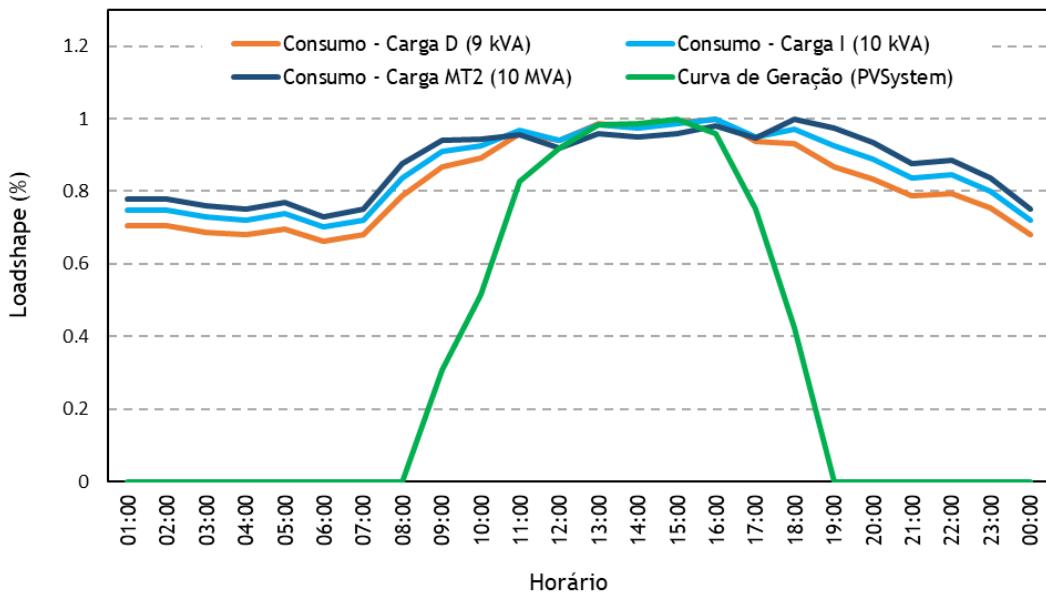


Figura 16 - Curva de Consumo e Geração para as Cargas que possuem GD.

A proposta elaborada pela UFU utiliza dos dados já disponíveis de energia líquida faturada nas UCs e alimentadores (consumida e injetada). A obtenção do perfil de consumo-geração é realizada por meio de campanhas de medição dos prosumidores. Dessa forma, de posse dessas duas informações, energia líquida consumida/injetada e perfil de consumo-geração, os prosumidores podem ser incluídos no processo de cálculo de perdas técnicas.

Considerando a aplicabilidade da proposta, o modelo se ampara em:

- Inserção da curva de carga do elemento “Load” nos arquivos .dss para um Loadshape que represente o **consumo** ao longo do dia (área azul - Figura 17) obtido da curva líquida de energia para a unidade prosumidora.
- Inserção da curva de geração do elemento “Generator” correspondendo à **geração** (área verde - Figura 17), obtido também da curva líquida de energia.

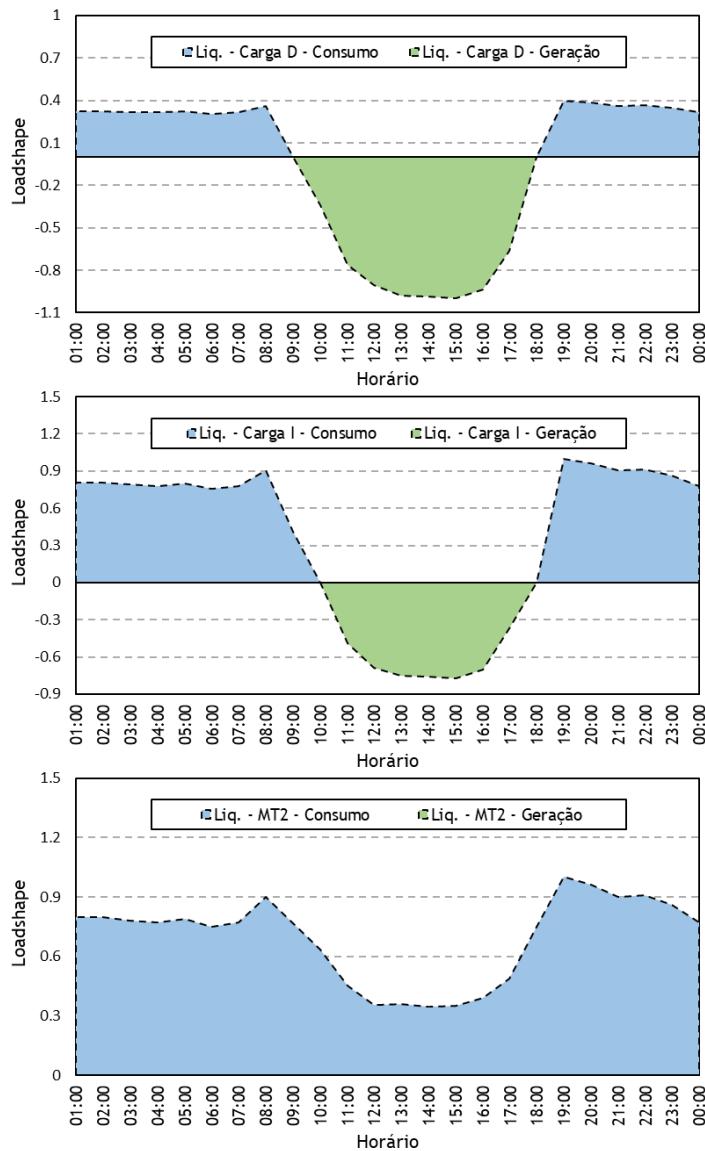


Figura 17 - Curva de Líquida de Energia para as Cargas que possuem GD.

A Figura 17 ilustra a complementariedade entre a curva de consumo e a curva de geração para a composição do perfil de curva líquida de energia para esse prosumidor, como explicitado na Figura 15. Teoricamente, para o fluxo de potência realizado pelo OpenDSS, caso seja preservada as

características energéticas em um nó do sistema elétrico, o processo de cálculo de perdas deve permanecer inalterado e fornecendo os mesmos resultados, salvo diferenças de modelagem dos elementos entre os dois cenários.

Desse modo, o Caso 2 é simulado tendo em vista a inclusão e alteração nos arquivos. dss que podem ser verificados em [12]. Os ajustes se resumem em:

- Inclusão das curvas de consumo e geração, em outras palavras, novos Loadshapes (Curva_carga.dss);
- Inclusão dos geradores por meio do elemento “Generator” para representar a injeção de potência ativa no sistema elétrico, de forma a preservar a energia líquida injetada nos dois cenários de simulação (Geradores.dss);
- Ajuste das potências das cargas de forma a preservar a energia líquida consumida nos dois cenários de simulação, Caso 1 e Caso 2, considerando cada hora do dia (Carga D, I e MT2 - arquivos: CargaBT.dss e CargaMT.dss).

Considerando esses termos para modelagem e simulação da GD no cálculo de perdas, os valores de irradiação solar, eficiência do inversor e correção da energia gerada de acordo com a temperatura se tornam irrelevantes. Assim, vale realizar uma análise do modelo de gerador, nesse caso o objetivo é apresentar como esse parâmetro interfere no processo de cálculo de perdas. Dentre os modelos disponíveis tem-se:

- **Modelo 1** - Gerador injeta potência constante em kW em um fator de potência específico;
- **Modelo 2** - Gerador é modelado como admitância constante;
- **Modelo 3** - Modelado como Gerador PV, P e V constantes;
- **Modelo 4** - Gerador modelado como potência constante em kW e potência reativa fixa;
- **Modelo 5** - Gerador modelado como potência ativa constante em kW e potência reativa fixa (como uma reatância fixa);
- **Modelo 6** - Modelo de gerador para estudos de dinâmica de sistemas elétricos (reatância síncrona transitória e subtransitória);
- **Modelo 7** - Gerador modelado como potência ativa em kW e reativa kvar constantes, porém caso seja definido como trifásico é possível garantir injeção de potência equilibrada de sequência positiva.

A Figura 18 indica os erros percentuais que cada modelo apresentou quando comparado com a modelagem do Caso 1 (PVSys). Observa-se que o Modelo 6 do gerador não é considerado para a análise, visto que o cálculo de perdas é um processo que ocorre no domínio da frequência, portanto



[12] Conjunto de arquivos para simulação considerando dois cenários: Caso 1 e Caso 2.

modelos que consideram perturbações no domínio do tempo dispensam análise. A partir dos resultados obtidos da Figura 18 constata-se que os modelos 1, 4 e 5 apresentam os mesmos erros percentuais para o cálculo de perdas conforme Caso 1. Isso se deve ao fato da situação configurada pelo Caso 2 considerar as unidades consumidoras e a geração fotovoltaica com fator de potência unitário. Consequentemente, os modelos em questão se distinguem por meio das diferentes abordagens para a parcela reativa de potência (Q), que nessa situação não é aplicável (FP unitário), enquanto para a parcela ativa de potência (P) os modelos são idênticos.

Por outro lado, os modelos 3 e 7 assumem o mesmo erro devido ao sistema elétrico apresentado pela Figura 10 ser equilibrado, portanto as tensões entre as fases são equilibradas e o modelo 3 (P e V constantes) se comporta, nesse caso em especial, como o modelo 7 (P e Q constantes de sequência positiva). Realizando uma análise física do sistema elétrico, os geradores a serem utilizados para modelagem possuem injeção de potência ativa constante de forma equilibrada entre as fases, ou seja, apenas componentes de sequência positiva, sendo esse o modelo que se mostra mais aderente à realidade da GDFV e que apresenta menor erro no processo de cálculo de perdas se comparado à modelagem com PVSystem (Caso 1).

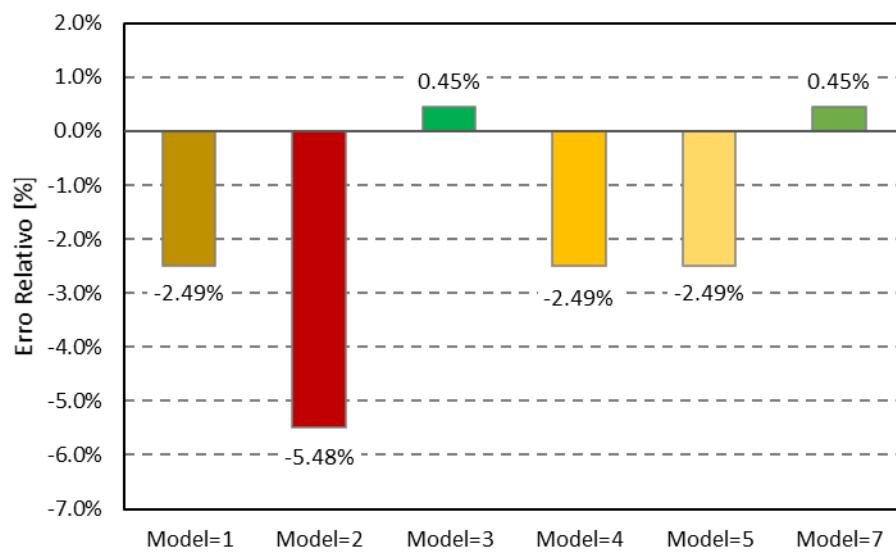


Figura 18 - Erro percentual das perdas diárias calculadas considerando diferentes modelos de gerador, tendo como referência as perdas diárias obtidas pelo Caso 1 (PVSystem).

QUESTÃO 18: Existe outra base de dados que poderia ser utilizada para a obtenção da irradiação solar, além da base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar desenvolvido pelo INPE?

Tendo como ponto de partida que a proposta descrita na Questão 17 é avaliada como uma modelagem adequada da GDFV, pode-se considerar que parâmetros como irradiação solar estarão devidamente contemplados nas tipologias resultantes das campanhas de medição realizadas considerando-se unidades consumidoras com GD (prosumidores). A irradiação influí diretamente na geração fotovoltaica, sendo essa característica observada durante o levantamento das curvas líquidas de energia das unidades consumidoras em questão.

QUESTÃO 19: Qual a periodicidade para a consideração da irradiação e da temperatura, tendo em vista a disponibilidade de informação: diária, mensal, anual ou alguma outra forma?

Considerando que a proposta de modelagem da GDFV exposta nessa contribuição apresenta-se suficiente para o processo de cálculo de perdas técnicas, os perfis de irradiação e temperatura estão contemplados por meio da medição da curva líquida de carga-geração, onde alterações no perfil de geração correspondem às variações no comportamento da temperatura e irradiação disponíveis para a placa fotovoltaica.

Desse modo, a influência das condições de irradiação e temperatura para a geração por meio das placas fotovoltaicas são avaliadas ao longo do dia (Loadshape - curva normalizada representativa da energia líquida da UC), sendo o perfil da curva líquida semelhante ao longo de todo o ano. Em outras palavras, o perfil de consumo-geração se preserva com alterações na magnitude da curva, sendo essa informação obtida por meio da energia consumida e a energia injetada ao longo dos meses do ano. Isso significa que a periodicidade da campanha de medição poderia ser anual, como ocorre para as unidades consumidoras atualmente, conforme recomenda Módulo 2 - PRODIST [9].

Nesse cenário, as informações de energia consumida e injetada na rede de distribuição de energia, conhecidas do sistema comercial das distribuidoras de energia, insumo de dados suficiente para contemplar as variações na geração fotovoltaica oriundas da irradiação e temperatura.



QUESTÃO 20: Como considerar a irradiação e a temperatura tendo em conta a localização geográfica da unidade com geração; i) usar a localização geográfica com geração sem qualquer simplificação; ii) por conjunto de unidade consumidora; iii) por área de concessão; iv) por região ou alguma outra forma?

Considerando que o modelo apresentado pela Questão 17 é suficiente para modelar as unidades consumidoras com geração fotovoltaica conectada ao sistema. Em suma, a proposta da Questão 17 é utilizar de campanhas de medição para o levantamento de curvas de carga-geração que representem a energia líquida da unidade consumidora com geração fotovoltaica. Nesse sentido, características como irradiação do local e temperatura já estariam sendo contempladas, uma vez que a energia líquida avalia tanto o consumo como a geração da UC.

Desse modo, sugere-se considerar a agregação pelos perfis de carga-geração, ou seja, pelo perfil do Loadshape (curva líquida normalizada representativa do comportamento energético da unidade consumidora) e por meio das classes de consumo (como já é realizado atualmente para as unidades consumidoras descritas no Módulo 2 - PRODIST [9]) e, ainda, injeção de potência ativa. Esses critérios técnicos e relativos aos aspectos elétricos da UC seriam suficientes para a especificação da unidade consumidora em um agrupamento de tipologia de carga-geração, tendo em vista que por meio das campanhas de medição a influência de irradiação e temperatura já seriam contempladas, visto que esses parâmetros influem na capacidade de geração fotovoltaica que está sendo aferida por meio de medição.



QUESTÃO 21: Qual das opções deve ser adotada para representar as características elétricas das linhas do SDMT e SDBT? Existiria outra forma não abordada nesse documento?

Nesta seção realiza-se a comparação entre as diferentes alternativas de se modelar os segmentos do SDMT e SDBT. As opções de modelagem são listadas a seguir conforme item III.6 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL [2].

- i) Informar apenas a impedância de sequência positiva (R_1 , X_1), situação atual;
- ii) Informar as impedâncias de sequência positiva (R_1 , X_1) e as de sequência zero (R_0 , X_0);
- iii) Informar as impedâncias de sequência positiva (R_1 , X_1), as de sequência zero (R_0 , X_0) e as capacitâncias (C_1 , C_0);
- iv) Informar diretamente as matrizes de resistência série, de reatância série e de capacidade shunt; ou
- v) Informar a geometria e dados dos cabos.

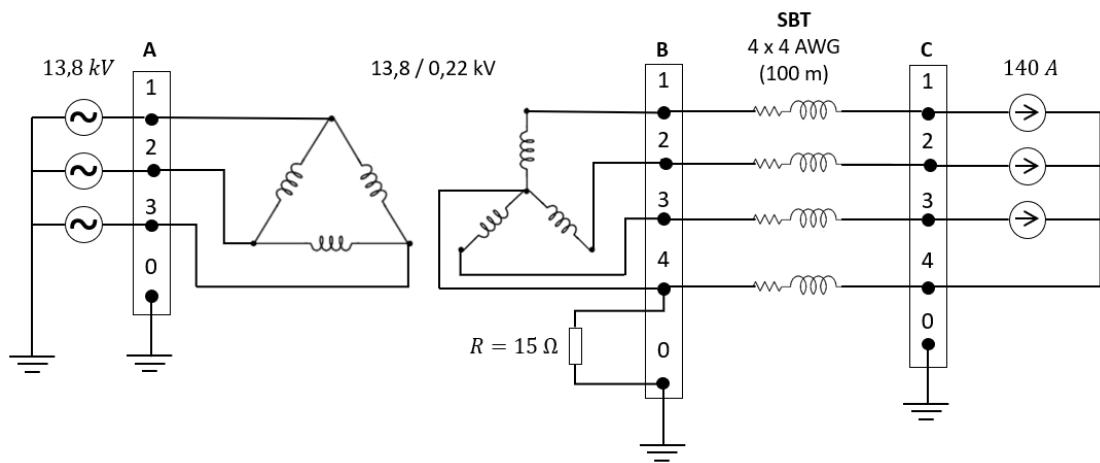
A fim de responder à Questão 21, os resultados de perdas para o caso ‘v’ são considerados referência para a comparação com os outros casos, visto que as impedâncias de sequência, assim como as capacitâncias, são calculadas por meio de estudos de constantes de linha, tendo a premissa que os dados dos cabos e a geometria da estrutura de rede são conhecidos. Entende-se que o caso ‘iv’ é redundante ao caso ‘v’, não sendo necessária sua simulação.

Ademais, devido às características distintas entre os segmentos de média tensão (SMT), segmentos de baixa tensão (SBT) e ramais de baixa de tensão (RBT), e, com o objetivo de isolar o ponto central da discussão, inicialmente, as simulações serão separadas entre esses três casos. Por fim, será feito um estudo utilizando o sistema elétrico hipotético apresentado no Apêndice A.

A) Segmentos de Baixa Tensão (SBT)

Para os estudos relacionados aos Segmentos de Baixa Tensão (SBT), a comparação entre as opções de modelagem é feita com base no circuito elétrico simplificado apresentado na Fig. 19, composto por uma fonte de tensão trifásica simétrica ideal, um transformador ideal conectado em delta-estrela aterrado por uma resistência de 15 ohms, um trecho do SBT à quatro fios e uma carga trifásica conectada em estrela representada por três fontes de corrente monofásicas, permitindo a simulação do circuito em condições equilibradas e desequilibradas.





[13] Conjunto de arquivos para simulação dos casos da questão 21.

Figura 19 - Circuito para análise do impacto da modelagem dos SBT.

Para o caso ‘v’ (caso base), a representação do SBT é feita por meio da estrutura S1, constituída de três condutores de fase e um condutor de neutro, conforme informações apresentadas na Fig. 20 e Tabela 2. Percebe-se que os valores de resistência (RAC) dos condutores 2 AWG e 4 AWG utilizados estão em consonância com o Anexo 7.B do Módulo 7 dos PRODIST [1]. O script utilizado no OpenDSS para implementação do caso base é mostrado no Quadro 3. Todos os scripts do OpenDSS utilizados para a resposta da Questão 21 podem ser baixados em [13].

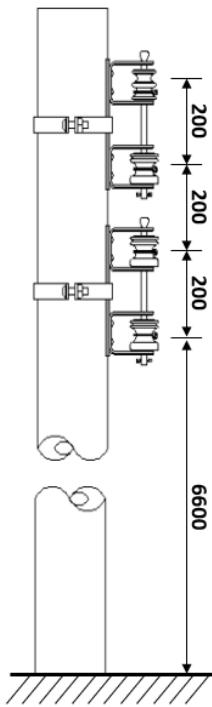


Figura 20 - Características da estrutura S1 e dados dos condutores do SBT considerado.

Tabela 2 - Dados dos condutores do SBT considerados.

Fase	Altura (m)	Distância (m)	Condutor	RMG (m)	DIAM (cm)	RAC à 55 °C (Ω / km)	Ampacidade (A)
A	7.0	0.2	2 AWG	0.00269	0.741	0.975	190
B	6.8	0.2	2 AWG	0.00269	0.741	0.975	190
C	6.6	0.2	2 AWG	0.00269	0.741	0.975	190
N	7.2	0.2	4 AWG	0.00213	0.588	1.551	140

Quadro 3 - Código OpenDSS para modelagem do SBT - Caso 'v'.

```

ClearAll

// Fonte ideal
New Circuit.Thevenin bus1=A pu=1.05 basekv=13.8 model=ideal

// Transformador ideal
New Transformer.TrafoTri phases=3 windings=2 xhl=0.00000001
~ %loadloss=0.00000001 %noloadloss=0.00000001
~ wdg=1 bus=A.1.2.3 kV=13.8 kva=1 conn=delta
~ wdg=2 bus=B.1.2.3.4 kV=0.22 kva=1 conn=wye

// Resistência de aterramento
New Reactor.R phases=1 bus1=B.4 bus2=B.0 r=15 x=0

// Condutor 2 AWG
New Wiredata.2AWG
~ GMR=0.00269 DIAM=0.741 RAC=0.975 normamps=190
~ GMRunits=m RADunits=cm Runits=km

// Condutor 4 AWG
New Wiredata.4AWG
~ GMR=0.00213 DIAM=0.588 RAC=1.551 normamps=140
~ GMRunits=m RADunits=cm Runits=km

// Estrutura da rede - S1 - 2 AWG
New Linegeometry.S1_2AWG nconds=4 nphases=3 reduce=No
~ cond=1 wire=2AWG X=0.2 h=7.0 units=m
~ cond=2 wire=2AWG X=0.2 h=6.8 units=m
~ cond=3 wire=2AWG X=0.2 h=6.6 units=m
~ cond=4 wire=4AWG X=0.2 h=7.2 units=m

// Segmento de baixa tensão (SBT) - Caso 'v'
New Line.L bus1=B.1.2.3.4 bus2=C.1.2.3.4 geometry=S1_2AWG
earthmodel=Carson length=0.1 units=km

// Carga representada por fonte de corrente
New Isource.ia amps=-140 phases=1 bus1=C.1 bus2=C.4 angle=0
New Isource.ib amps=-140 phases=1 bus1=C.2 bus2=C.4 angle=-120
New Isource.ic amps=-140 phases=1 bus1=C.3 bus2=C.4 angle=120

Solve
Show Losses

```



A partir do caso base, cuja modelagem se apresenta de forma mais realística, em relação aos outros casos, é possível obter as impedâncias e capacitâncias de sequência positiva e zero a serem consideradas nos demais casos. Primeiramente, ao se utilizar a geometria de rede e dados dos condutores no OpenDSS, baseado nas equações de Carson, o segmento é representado por uma matriz de impedância primitiva 4x4. Na sequência, conforme apresentado em [14], o efeito do condutor neutro é introduzido nos condutores fase por meio da redução de Kron, obtendo-se uma representação matricial 3x3 do trecho SBT considerado. Na sequência, as impedâncias e capacitâncias de sequência positiva e zero do trecho SBT podem ser obtidas por meio do cálculo das constantes de linha (*LineConstants*) disponível no OpenDSS. Tal implementação pode ser observada no Quadro 4 e os respectivos valores de componentes simétricas são apresentados na Tabela 3.

Quadro 4 - Código OpenDSS para obtenção das constantes de linha do SBT.

```

ClearAll

// Fonte ideal
New Circuit.Thevenin bus1=SourceBus pu=1.05 basekv=13.8 model=ideal

// Condutor 2 AWG
New Wiredata.2AWG
~ GMR=0.00269 DIAM=0.741 RAC=0.975 normamps=190
~ GMRunits=m RADunits=cm Runits=km

// Condutor 4 AWG
New Wiredata.4AWG
~ GMR=0.00213 DIAM=0.588 RAC=1.551 normamps=140
~ GMRunits=m RADunits=cm Runits=km

// Estrutura da rede - S1 - 2 AWG
New Linegeometry.S1_2AWG nconds=4 nphases=3 reduce=No
~ cond=1 wire=2AWG X=0.2 h=7.0 units=m
~ cond=2 wire=2AWG X=0.2 h=6.8 units=m
~ cond=3 wire=2AWG X=0.2 h=6.6 units=m
~ cond=4 wire=4AWG X=0.2 h=7.2 units=m

// Definição dos parâmetros para obtenção das constantes de linha
Set earthmodel=Carson
Show LineConstants 60 km 100.0

```

Tabela 3 - Componentes simétricas para o trecho do SBT considerado.

R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C1 (nF/km)	C0 (nF/km)
0,975798	0,341813	1,55781	1,80611	13,51	4,89529

De posse dos valores das impedâncias e capacitâncias de sequência positiva e zero, os demais casos propostos no item III.6 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL podem ser implementados e comparados com o caso base. O Quadro 5 apresenta as alterações feitas em cada um dos arquivos para a simulação dos casos ‘i.a’, ‘i.b’, ‘ii’ e ‘iii’.



[14] Arquivo Line.

Obs: Ressalta-se que o valor calculado para a resistência de sequência positiva se difere sutilmente do valor previamente utilizado, obtido do Anexo 7.B do Módulo 7 dos PRODIST [1]. Dessa forma, nas análises seguintes os dois valores serão considerados a fim de verificar seu impacto. Os casos que utilizam os valores da Tabela 3 terão um índice ‘a’ e os que utilizam os valores do Anexo 7.B terão um índice ‘b’. Salienta-se, ainda, que o correto valor de X1 a ser considerado deve ser proveniente de cálculos de constantes de linha, não sendo adequado utilizar um valor tabelado do fabricante do condutor para uma condição / arranjo pré-estabelecida(o). O mesmo se aplica aos valores de R0, X0, C1 e C0.

Quadro 5 - Alterações no código OpenDSS para representação do SBT nos demais casos.

```
// Segmento de baixa tensão (SBT) - Caso 'i.a' - Tabela 3
New Line.L phases=4 bus1=B.1.2.3.4 bus2=C.1.2.3.4 length=0.1 units=km
~ r1=0.975798 x1=0.341813

// Segmento de baixa tensão (SBT) - Caso 'i.b' - Anexo 7.B
New Line.L phases=4 bus1=B.1.2.3.4 bus2=C.1.2.3.4 length=0.1 units=km
~ r1=0.975 x1=0.341813

// Segmento de baixa tensão (SBT) - Caso 'ii' - Tabela 3
New Line.L phases=4 bus1=B.1.2.3.4 bus2=C.1.2.3.4 length=0.1 units=km
~ r1=0.975798 x1=0.341813
~ r0=1.55781 x0=1.80611

// Segmento de baixa tensão (SBT) - Caso 'iii' - Tabela 3
New Line.L phases=4 bus1=B.1.2.3.4 bus2=C.1.2.3.4 length=0.1 units=km
~ r1=0.975798 x1=0.341813
~ r0=1.55781 x0=1.80611
~ c1=13.51 c0=4.89529
```

Os resultados de perdas são obtidos para uma condição de carga equilibrada e desequilibrada. Para a condição de carga desequilibrada, as fontes de corrente das fases B e C são desabilitadas, conforme apresentado no Quadro 6.

Quadro 6 - Alterações no código OpenDSS para representação da carga desequilibrada.

```
// Carga representada por fonte de corrente
New Isource.ia amps=-140 phases=1 bus1=C.1 bus2=C.4 angle=0
!New Isource.ib amps=-140 phases=1 bus1=C.2 bus2=C.4 angle=-120
!New Isource.ic amps=-140 phases=1 bus1=C.3 bus2=C.4 angle=120
```

Os resultados são apresentados na Tabela 4, enfatizando a diferença percentual para cada caso, tendo como referência os resultados de perdas do caso ‘v’.



Tabela 4 - Resultados das simulações para o trecho do SBT considerado.

Caso	Diferença Percentual (%)	
	Carga Equilibrada	Carga Desequilibrada
v	-	-
ia	0.082%	-22.740%
ib	0.000%	-22.803%
ii	0.082%	-22.740%
iii	0.082%	-22.740%

Percebe-se que, para a condição equilibrada, praticamente não há diferença entre a modelagem ‘v’ e as demais, entretanto, ao passo que o desequilíbrio é considerado observa-se uma diferença percentual expressiva. Para a condição desequilibrada, o fato de o condutor neutro possuir bitola diferente das fases faz com que, ao se obter as impedâncias de componentes simétricas, o efeito da impedância do condutor neutro seja incluído nas impedâncias das fases. Porém, ao se declarar os segmentos por meio das impedâncias de sequência (mesmo não sendo um segmento a 3 fios) e, simplesmente adicionar um quarto condutor (neutro), faz com que erros de modelagem sejam imputados, impactando no resultado de perdas técnicas quando submetidos a condições desequilibradas. Dessa forma, entende-se que uma modelagem mais precisa, utilizando informações da geometria de rede e dados de condutores, pode ser interessante do ponto de vista de quantificar as perdas para situações em que os condutores de neutro possuam bitolas diferentes das bitolas das fases, em se tratando de condições em que o desequilíbrio é considerado.

Pode-se perceber, ainda na Tabela 4, que, para este caso específico, em que o valor calculado de R1 se manteve próximo do valor estabelecido no Anexo 7.B do Módulo 7 dos PRODIST [1], apresentou uma diferença percentual de perdas desprezível.

Ademais, ressalta-se que, conforme mencionando anteriormente, a correta forma de se definir o valor de X1 é por meio de cálculo de constantes de linha (de posse das informações dos condutores e geometria da estrutura de rede), não sendo adequada a utilização de valores tabelados que desprezam a geometria da rede e os dados dos condutores fase e neutro. A fim de verificar a influência da variação do valor de X1 nas perdas, o circuito da Fig. 19, utilizado nesta seção, foi utilizado, aplicando o algoritmo de alocação de carga, já mencionado na Introdução (Fig. 4). A Tabela 5 apresenta o resultado de perdas obtido ao considerar o valor do X1 em 90% e 110% do seu valor original.



Tabela 5 - Resultados das simulações para o SBT considerado, variando o valor de X1.

Carga Equilibrada				
Caso	Energia Injetada (kWh)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Diferença Percentual (%)
v	25.00	2.10241	8.40962	-
i (X1 original)	25.00	2.10337	8.41348	0.046%
i (X1 = 90 %)	25.00	2.10103	8.40414	-0.065%
i (X1 = 110 %)	25.00	2.10572	8.42287	0.158%

B) Ramal de Baixa Tensão (RBT)

Para os estudos relacionados aos Ramais de Baixa Tensão (RBT), a comparação entre as opções de modelagem é feita com base no circuito elétrico simplificado apresentado na Fig. 21, composto por uma fonte de tensão trifásica simétrica ideal, um transformador ideal conectado em delta-estrela aterrado por uma resistência de 15 ohms, um trecho do RBT a dois fios e uma carga monofásica, representada por uma fonte de corrente, ligada entre a fase A e o Neutro.

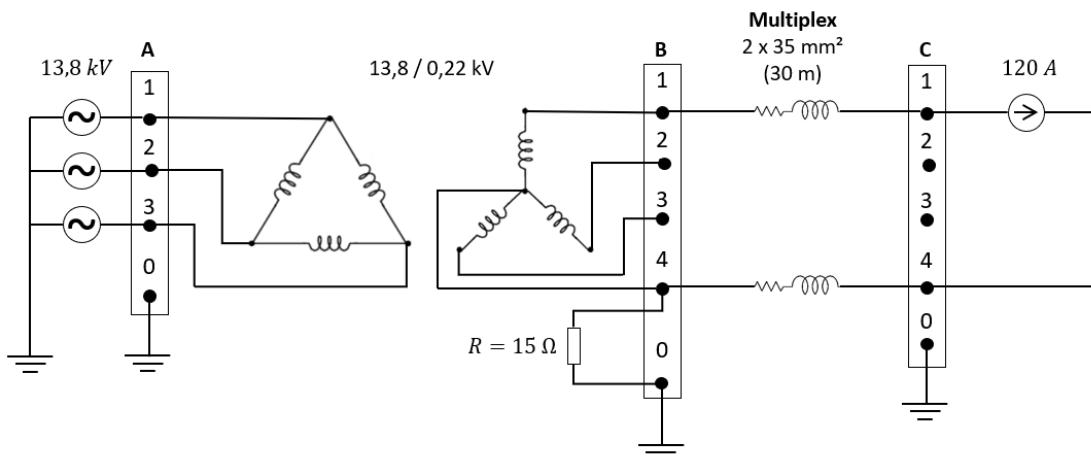


Figura 21 - Circuito para análise do impacto da modelagem do RBT.

Para o caso ‘v’ (caso base), a representação do RBT é feita por meio da estrutura SI1 - BT Isolada, constituída de um condutor de fase e um condutor de neutro, conforme informações apresentadas na Fig. 22 e Tabela 6. O valor de resistência (RAC) do condutor Multiplex 35 mm² utilizado está em consonância com o Anexo 7.B do Módulo 7 dos PRODIST [1]. O script utilizado no OpenDSS para implementação do caso base é mostrado no Quadro 7.

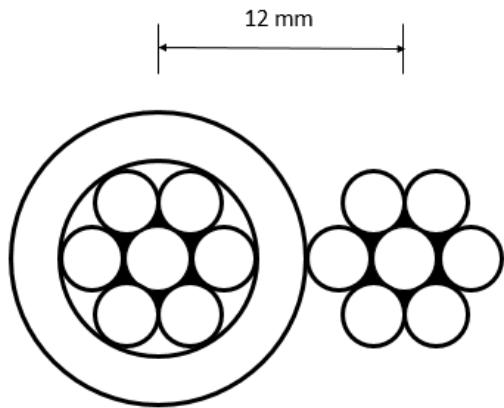


Figura 22 - Característica da estrutura SI1 - BT Isolada

Tabela 6 - Dados dos condutores do RBT considerados.

Fase	Altura (m)	Distância (m)	Condutor	RMG (m)	DIAM (cm)	RAC à 55 °C (Ω / km)	Ampacidade (A)
A	7.1	-0.012	35 mm ²	0.0027	0.7	0.99043	120
Neutro	7.1	0.0	35 mm ²	0.0027	0.7	0.99043	120

Quadro 7 - Código OpenDSS para modelagem do RBT - Caso 'v'.

```

ClearAll

// Fonte ideal
New Circuit.Thevenin bus1=A pu=1.05 basekv=13.8 model=ideal

// Transformador ideal
New Transformer.TrafoTri phases=3 windings=2 xhl=0.00000001
~ %loadloss=0.00000001 %noloadloss=0.00000001
~ wdg=1 bus=A.1.2.3 kv=13.8 kva=1 conn=delta
~ wdg=2 bus=B.1.2.3.4 kv=0.22 kva=1 conn=wye

// Resistência de aterramento
New Reactor.R phases=1 bus1=B.4 bus2=B.0 r=15 x=0

// Cabo multiplexado 35mm2
New Wiredata.35mm2
~ GMR=0.0027 DIAM=0.7 RAC=0.99043 normamps=120
~ GMRunits=m RADunits=cm Runits=km

// Cabo multiplexado / isolado - SI1 - 35mm2
New Linegeometry.SI1_35mm2 nconds=2 nphases=1 reduce=No
~ cond=1 wire=35mm2 X=-0.012 h=7.1 units=m
~ cond=2 wire=35mm2 X=0.0 h=7.1 units=m

// Ramal de baixa tensão (RBT) - Caso 'v'
New Line.L phases=2 bus1=B.1.4 bus2=C.1.4 length=0.03 geometry=SI1_35mm2
earthmodel=Carson units=km

// Carga representada por fonte de corrente
New Isource.ia amps=-120 phases=1 bus1=C.1 bus2=C.4 angle=0
Solve
Show Losses

```

Como este segmento é monofásico, as componentes de sequência não são calculadas pelo *LineConstanst* do OpenDSS. Dessa forma, as impedâncias de sequência positiva e zero são calculados conforme as equações (4) e (5), onde Z_s e Z_m representam as impedâncias próprias e mútuas, respectivamente, da matriz de impedâncias (6). As componentes de sequência calculadas são apresentadas na Tabela 7.

$$Z_1 = Z_s - Z_m \quad (4)$$

$$Z_0 = Z_s + 2.Z_m \quad (5)$$

$$\text{Rmatrix} = [1.04965 \mid 0.0592176 \ 1.04965]$$

$$\text{Xmatrix} = [0.954532 \mid 0.842064 \ 0.954532] \quad (6)$$

$$\text{Cmatrix} = [24.3831 \mid -20.767 \ 24.383]$$

Tabela 7 - Componentes simétricas para o trecho do RBT considerado.

R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C1 (nF/km)	C0 (nF/km)
0.991	0.112468	1.1680852	2.63866	45.15	-17.15

De posse dos valores das impedâncias e capacitâncias de sequência positiva e zero, os demais casos propostos no item III.6 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL podem ser implementados e comparados com o caso base. O Quadro 8 apresenta as alterações feitas em cada um dos arquivos para a simulação dos casos ‘i’, ‘ii’ e ‘iii’. Como o valor calculado para o R1 manteve igual ao valor do Anexo 7.B, não foi necessário dividir o caso ‘i’ em ‘a’ e ‘b’.

Quadro 8 - Alterações no código OpenDSS para representação do SBT nos demais casos.

```
// Ramal de baixa tensão (RBT) - Caso 'i'
New Line.L phases=2 bus1=B.1.4 bus2=C.1.4 length=0.03 units=km
~ r1=0.991 x1=0.112468

// Ramal de baixa tensão (RBT) - Caso 'ii'
New Line.L phases=2 bus1=B.1.4 bus2=C.1.4 length=0.03 units=km
~ r1=0.991 x1=0.112468
~ r0=1.1686552 x0=2.63866

// Ramal de baixa tensão (RBT) - Caso 'iii'
New Line.L phases=2 bus1=B.1.4 bus2=C.1.4 length=0.03 units=km
~ r1=0.991 x1=0.112468
~ r0=1.1686552 x0=2.63866
~ c1=45.15 c0=-17.15
```

Os resultados são apresentados na Tabela 8, enfatizando a diferença percentual para cada caso, tendo como referência os resultados de perdas do caso ‘v’. Para este caso específico, considerando



apenas um ramal monofásico, observa-se que a diferença percentual entre os casos é praticamente desprezível.

Tabela 8 - Resultados das simulações para o trecho do RBT considerado.

Caso	Diferença Percentual (%)
v	-
i	0.057%
ii	0.057%
iii	0.057%

C) Segmento de Média Tensão (SMT)

Para os estudos relacionados aos Segmentos de Média Tensão (SMT), a comparação entre as opções de modelagem é feita com base no circuito elétrico simplificado apresentado na Fig. 23, composto por uma fonte de tensão trifásica simétrica ideal, um trecho do SMT a três fios e uma carga trifásica conectada em delta representada por três fontes de corrente monofásicas, permitindo a simulação do circuito em condições equilibradas e desequilibradas. Ressalta-se que, apesar de o estudo ter sido feito apenas considerando o SMT a 3 fios, o procedimento a 4 fios seria semelhante ao realizado para os segmentos de baixa tensão (SBT).

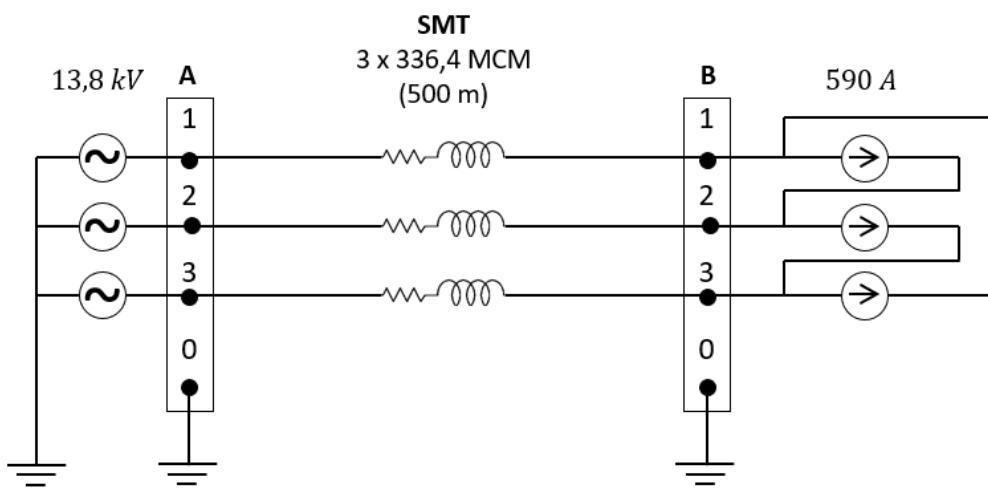


Figura 23 - Circuito para análise do impacto da modelagem dos SMT.

Para o caso ‘v’ (caso base), a representação do SMT é feita por meio da estrutura N1, constituída de três condutores de fase, conforme informações apresentadas na Fig. 24 e Tabela 9. O valor de resistência (RAC) do condutor 336,4 MCM utilizado está em consonância com o Anexo 7.B do Módulo 7 do PRODIST [1]. O script utilizado no OpenDSS para implementação do caso base é mostrado no Quadro 9.

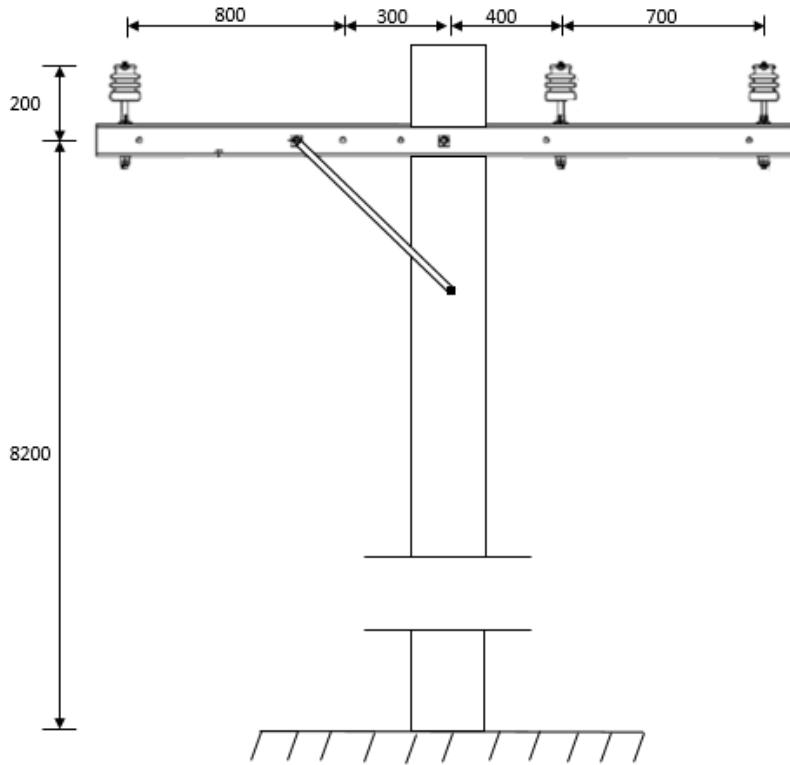


Figura 24 - Característica da estrutura N1

Tabela 9 - Dados dos condutores do SMT considerados.

Fase	Altura (m)	Distância (m)	Condutor	RMG (m)	DIAM (cm)	RAC à 55 °C (Ω / km)	Ampacidade (A)
A	8.4	-1.1	336.4 MCM	0.00807	1.883	0.195	590
B	8.4	0.4	336.4 MCM	0.00807	1.883	0.195	590
C	8.4	1.1	336.4 MCM	0.00807	1.883	0.195	590

Quadro 9 - Código OpenDSS para modelagem do SMT - Caso 'v'.

```

ClearAll

// Fonte ideal
New Circuit.Thevenin bus1=A pu=1.05 basekv=13.8 model=ideal

// Condutor 336,4 MCM
New Wiredata.336_4_MCM
~ GMR=0.00807 DIAM=1.883 RAC=0.195 normamps=590
~ GMRunits=m RADunits=cm Runits=km

// Estrutura da rede - N1
New Linegeometry.N1 nconds=3 nphases=3 reduce=No
~ cond=1 wire=336_4_MCM X=-1.1 h=8.4 units=m
~ cond=2 wire=336_4_MCM X=0.4 h=8.4 units=m
~ cond=3 wire=336_4_MCM X=1.1 h=8.4 units=m

// Segmento de Média Tensão (SMT) - Caso 'v'

```

```

New Line.L phases=3 bus1=A.1.2.3 bus2=B.1.2.3 geometry=N1
earthmodel=Carson length=0.5 units=km

// Carga representada por fonte de corrente
New Isource.ia amps=(-590 3 sqrt /) phases=1 bus1=B.1 bus2=B.2
angle=30
New Isource.ib amps=(-590 3 sqrt /) phases=1 bus1=B.2 bus2=B.3
angle=-90
New Isource.ic amps=(-590 3 sqrt /) phases=1 bus1=B.3 bus2=B.1
angle=150

Solve
Show Losses

```

Na sequência, as impedâncias e capacitâncias de sequência positiva e zero são obtidas por meio do cálculo das constantes de linha (*LineConstants*) disponível no OpenDSS. Tal implementação pode ser observada no Quadro 10 e os respectivos valores de componentes simétricas são apresentados na Tabela 10.

Quadro 10 - Código OpenDSS para obtenção das constantes de linha do SMT.

```

ClearAll

New Circuit.Thevenin bus1=SourceBus pu=1.05 basekv=13.8 model=ideal

// Condutor 336,4 MCM
New Wiredata.336_4_MCM
~ GMR=0.00807 DIAM=1.883 RAC=0.195 normamps=590
~ GMRunits=m RADunits=cm Runits=km

// Estrutura da rede - N1
New Linegeometry.N1 nconds=3 nphases=3 reduce=No
~ cond=1 wire=336_4_MCM X=-1.1 h=8.4 units=m
~ cond=2 wire=336_4_MCM X=0.4 h=8.4 units=m
~ cond=3 wire=336_4_MCM X=1.1 h=8.4 units=m

Set earthmodel=Carson
Show LineConstants 60 km 100.0

```

Tabela 10 - Componentes simétricas para o trecho do SMT considerado.

R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C1 (nF/km)	C0 (nF/km)
0,1950	0,384432	0,372653	1,84707	11,4899	4,43717

De posse dos valores das impedâncias e capacitâncias de sequência positiva e zero, os demais casos propostos no item III.6 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL podem ser implementados e comparados com o caso base. O Quadro 11 apresenta as alterações feitas em cada um dos arquivos para a simulação dos casos ‘i’, ‘ii’ e ‘iii’. Como o valor calculado para o R1 manteve igual ao valor do Anexo 7.B, não foi necessário dividir o caso ‘i’ em ‘a’ e ‘b’.



Quadro 11 - Alterações no código OpenDSS para representação do SMT nos demais casos.

```
// Segmento de Média Tensão (SMT) - Caso 'i'
New Line.L phases=3 bus1=A.1.2.3 bus2=B.1.2.3 length=0.5 units=km
~ r1=0.195 x1=0.384432

// Segmento de Média Tensão (SMT) - Caso 'ii'
New Line.L phases=3 bus1=A.1.2.3 bus2=B.1.2.3 length=0.5 units=km
~ r1=0.195 x1=0.384432
~ r0=0.372653 x0=1.84707

// Segmento de Média Tensão (SMT) - Caso 'iii'
New Line.L phases=3 bus1=A.1.2.3 bus2=B.1.2.3 length=0.5 units=km
~ r1=0.195 x1=0.384432
~ r0=0.372653 x0=1.84707
~ c1=11.4899 c0=4.43717
```

Os resultados de perdas são obtidos para uma condição de carga e equilibrada e desequilibrada, em que as fontes de corrente das fases BC e CA são desabilitadas, conforme apresentado no Quadro 12.

Quadro 12 - Alterações no código OpenDSS para representação da carga desequilibrada.

```
// Carga representada por fonte de corrente
New Isource.ia amps=(-590 3 sqrt /) phases=1 bus1=B.1 bus2=B.2
angle=30
!New Isource.ib amps=(-590 3 sqrt /) phases=1 bus1=B.2 bus2=B.3
angle=-90
!New Isource.ic amps=(-590 3 sqrt /) phases=1 bus1=B.3 bus2=B.1
angle=150
```

Os resultados de diferença percentual, tendo como referência o caso ‘v’, são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Resultados das simulações para o trecho do SMT considerado.

Caso	Diferença Percentual (%)	
	Carga Equilibrada	Carga Desequilibrada
v	-	-
i	0.000%	0.001%
ii	0.000%	0.001%
iii	0.000%	0.001%

Como o segmento considerado é trifásico sem neutro as impedâncias de sequência calculadas e utilizadas nos casos ‘i’, ‘ii’ e ‘iii’ representam com boa precisão. Mesmo no caso ‘i’, onde não se define Z0, utilizando o valor padrão do OpenDSS, não se percebe variação, visto que a carga está conectada em delta, não apresentando corrente de sequência zero. No modelo de cálculo de perdas atual, as cargas trifásicas são consideradas equilibradas e conectadas em delta, tanto na baixa quanto na média tensão.



A fim de se ter uma sensibilidade sobre a conexão da carga no SDMT, assim como a representação do condutor neutro e o desequilíbrio de carga, a Tabela 12 apresenta os resultados obtidos para algumas situações. O circuito utilizado para a análise foi basicamente o circuito da Fig. 23, utilizado nesta seção, porém, a conexão da carga, assim como o condutor neutro, foi substituída conforme mencionado na tabela. Percebe-se que os resultados para a carga em delta e estrela isolada apresentam diferenças percentuais desprezíveis, pois não possuem caminho para a circulação da corrente de sequência zero. Para a carga conectada em estrela aterrada, por estar alimentada à 3 fios, tem seu segmento bem representado pelas impedâncias de sequência obtidas por meio do cálculo das constantes de linha. Entretanto, como para o caso ‘i’ a impedância de sequência zero utilizada é a padrão do OpenDSS, sendo menor do que os valores calculados, as perdas são reduzidas significativamente. Já para os demais casos que têm a presença do condutor neutro, essa diferença percentual se torna mais significativa pois, conforme já mencionado nos resultados do item A) Segmentos de Baixa Tensão (SBT), há um erro inerente à modelagem do condutor neutro (1/0 AWG), considerado nos exemplos com uma bitola inferior aos condutores de fase (336,4 MCM).

Tabela 12 - Resultados das simulações para o trecho do SMT considerado.

Conexão da Carga	Caso	Diferença Percentual (%)	
		Equilibrada	Desequilibrada ($\approx 20\%$)
Delta (3 fios)	v	-	-
	i	0.001%	0.011%
	ii	0.001%	0.011%
	iii	0.000%	0.011%
Y-isolada (3 fios)	v	-	-
	i	0.001%	-0.070%
	ii	0.001%	-0.070%
	iii	0.000%	-0.071%
Y-aterrada (3 fios)	v	-	-
	i	0.001%	-2.721%
	ii	0.001%	-0.050%
	iii	0.000%	-0.050%
Y (4 fios)	v	-	-
	i	0.031%	-12.965%
	ii	0.031%	-12.965%
	iii	0.030%	-12.965%
Y-reactor (4 fios)	v	-	-
	i	0.030%	-12.435%
	ii	0.030%	-12.435%
	iii	0.029%	-12.436%
Conexão da Carga	Caso	Diferença Percentual (%)	
		Sem Neutro	Com Neutro
Monofásica	v	-	-
	i	-26.362%	-51.306%
	ii	0.001%	-51.306%
	iii	0.000%	-51.306%



D) Sistema Teste

Com o objetivo de consolidar os resultados obtidos nas etapas anteriores, esta seção apresenta os resultados utilizando o sistema teste (Apêndice A). As simulações foram executadas utilizando o algoritmo de alocação de carga apresentado na Introdução (Fig. 4). Os resultados foram obtidos em duas condições distintas, uma considerando a carga equivalente do SDMT conectada em delta e a outra a considerando conectada em estrela aterrada, ambas em situação equilibrada e desequilibrada (20%). A Tabela 13 apresenta os resultados. Percebe-se que para os casos em que a carga é equilibrada e/ou conectada em delta, a diferença percentual entre os modelos é insignificante, visto que não há circulação de correntes de sequência zero. Já para o caso em que a carga está desequilibrada e conectada em estrela aterrada há circulação de correntes de sequência zero, impactando principalmente na redução das perdas do caso ‘i’, que considera a impedância de sequência zero padrão do OpenDSS, que, para este caso, é menor que o valor calculado.

Tabela 13 - Resultados das simulações para o Sistema Teste.

Caso	Carga Delta - Equilibrada			
	Energia Injetada (kWh)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Diferença Percentual (%)
v	15000.00	518.39141	3.45594	-
i	15000.00	518.42049	3.45614	0.006%
ii	15000.00	518.42049	3.45614	0.006%
iii	15000.00	518.40443	3.45603	0.003%
Caso	Carga Delta - Desequilibrada (20%)			
	Energia Injetada (kWh)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Diferença Percentual (%)
v	15000.00	533.64396	3.55763	-
i	15000.00	533.81189	3.55875	0.031%
ii	15000.00	533.81189	3.55875	0.031%
iii	15000.00	533.79582	3.55864	0.028%
Caso	Carga Y Aterrada - Equilibrada			
	Energia Injetada (kWh)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Diferença Percentual (%)
v	15000.00	518.40225	3.45601	-
i	15000.00	518.42897	3.45619	0.005%
ii	15000.00	518.42897	3.45619	0.005%
iii	15000.00	518.41291	3.45609	0.002%
Caso	Carga Y Aterrada - Desequilibrada (20%)			
	Energia Injetada (kWh)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Diferença Percentual (%)
v	15000.00	565.18824	3.76792	-
i	15000.00	554.96438	3.69976	-1.809%
ii	15000.00	563.76952	3.75846	-0.251%
iii	15000.00	563.75338	3.75836	-0.254%



QUESTÃO 22: A solução implementada para considerar o neutro com a inserção do quarto condutor nas linhas do SDMT e SDBT é adequada?

QUESTÃO 23: Realizar o aterramento do neutro através do objeto Reactor é a melhor opção? Ou seria mais adequada a modelagem em que a resistência do neutro não seria considerada?



[15] Kersting, W.H. The Computation of Neutral and Dirt Currents and Power Losses. IEEE, 2004



[16] Arquivos para a simulação das questões 22 e 23.

A fim de se discutir a consideração do condutor neutro com a inserção do quarto condutor nos segmentos do SDMT e SDBT (Questão 22), assim como a realização do aterramento do neutro através do objeto Reactor (Questão 23), faz-se necessária um breve embasamento teórico acerca do tema. Entende-se que, para uma melhor compreensão do assunto, as respostas para as questões 22 e 23 não devem ser dissociadas, portanto, discorre-se sobre as duas questões nesta seção.

Os segmentos do SDMT e SDBT são inherentemente assimétricos, ou seja, os espaçamentos entre as fases são diferentes e sem transposição. Essa assimetria resulta em impedâncias próprias e mútuas diferentes. Adicionalmente, as correntes que circulam nesses segmentos são tipicamente desequilibradas implicando em perdas adicionais. Um segmento a 4 fios alimentando uma carga desequilibrada conectada em estrela-aterreada, implica em uma circulação de correntes pelo condutor neutro e pela terra. Dessa forma, a fim de elucidar sobre o embasamento teórico necessário para discussão das questões 22 e 23, utiliza-se o exemplo numérico apresentado em [15] [16]. O circuito utilizado, apresentado na Fig. 25, considerado como “Caso 1” (caso base), é composto por uma fonte ideal alimentando uma carga desequilibrada por meio de um segmento de rede aérea em média tensão (SMT) (12,47 kV) a 4 fios (condutores fase: 556,550 26/7 ACSR; condutor neutro: 4/0 ACSR) de 3 milhas de comprimento. Para o Caso 1, o condutor neutro é solidamente aterrado nas duas extremidades do SMT. Por simplificação, a carga desequilibrada é representada por três fontes de corrente monofásicas. O script utilizado no OpenDSS para a implementação do exemplo é apresentado no Quadro 13.



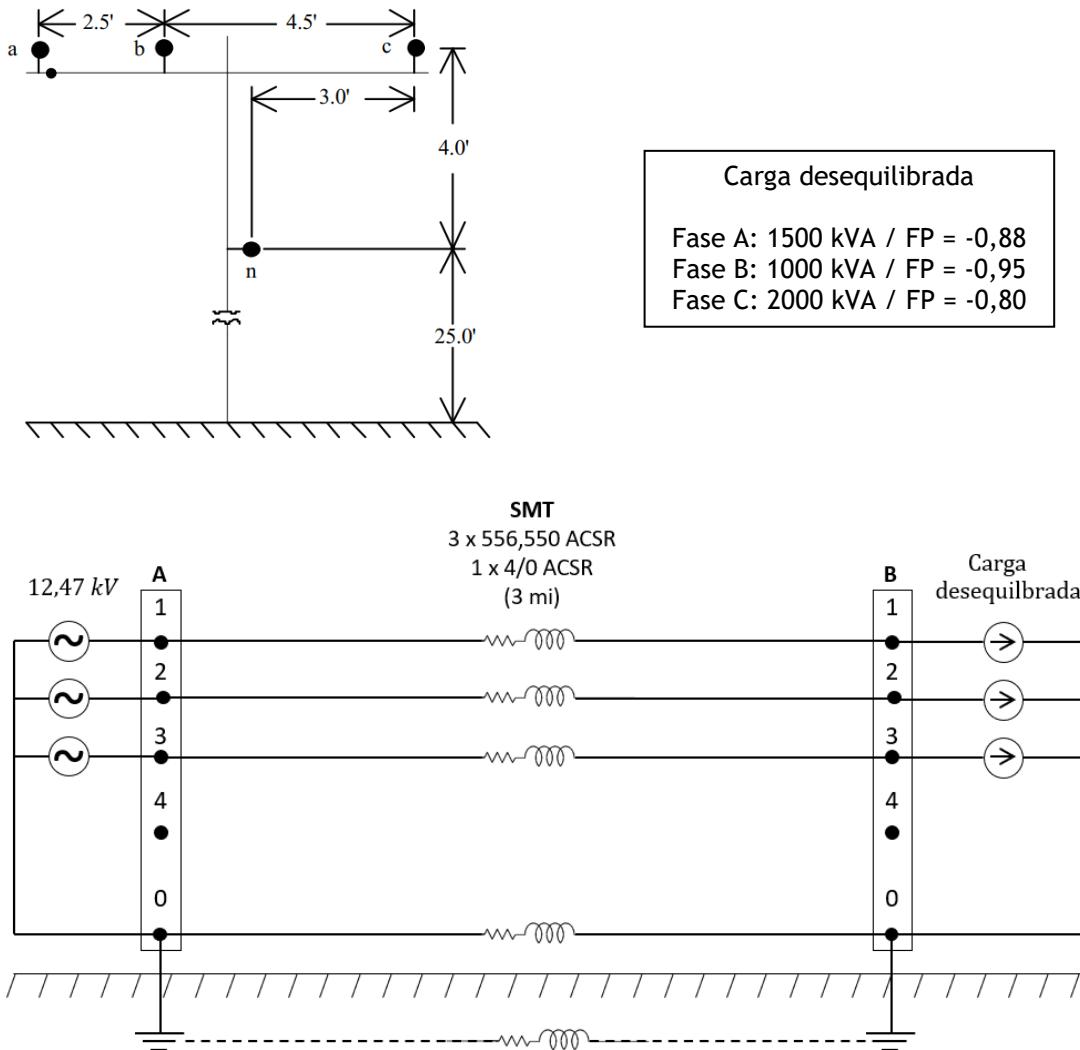


Figura 25 - Circuito utilizado para análise do condutor neutro / reator - Caso 1 (base).

Quadro 13 - Código OpenDSS para análise do condutor neutro / reator - Caso 1 (base).

```

ClearAll

New Circuit.Fonte phases=3 basekv=12.47 bus1=A.1.2.3 bus2=A.0.0.0
model=ideal

! 556,550 26/7
New Wiredata.Phase GMR=0.0303 DIAM=0.927 RAC=0.1859
~ NormAmps=730
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

! 4/0 ACSR
New Wiredata.Neutral GMR=0.00814 DIAM=0.563 RAC=0.592
~ NormAmps=340

```

```

~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

New Linegeometry.PoleExample nconds=4 nphases=3 reduce=no
~ cond=1 Wire=Phase x= -4 h=29 units=ft
~ cond=2 Wire=Phase x= 3 h=29 units=ft
~ cond=3 Wire=Phase x= -1.5 h=29 units=ft
~ cond=4 Wire=Neutral x= 0 h=25 units=ft

New Line.LineExample phases=4 bus1=A.1.2.3.0 bus2=B.1.2.3.0
~ Geometry=PoleExample
~ Length=3 units=mi
~ EarthModel=Carson

New Isource.Ia phases=1 amps=202.8 angle=-32.0 bus1=B.1 bus2=B.0
New Isource.Ib phases=1 amps=137.93 angle=-139.1 bus1=B.2 bus2=B.0
New Isource.Ic phases=1 amps=255.88 angle=81.7 bus1=B.3 bus2=B.0

set voltagebases=[12.47]
calcvoltagebases

Solve

Dump Line.LineExample debug
Show Losses

```

Conforme a implementação no OpenDSS, utilizando as equações de Carson, o SMT é modelado por uma matriz de impedância primitiva 4×4 , tendo uma representação bem precisa do segmento, permitindo uma análise das correntes que circulam pelo neutro e pela terra. Para o Caso 1, observa-se uma corrente de neutro de $54,58\angle48,9^\circ A$ e uma corrente de terra de $70,27\angle11,7^\circ A$ e perdas no SMT de 76,8 kW, conforme apresentado em [15], validando a modelagem no OpenDSS.

Dessa forma, seguindo a análise com base no Caso 1, visto que as duas extremidades do SMT estão aterradas, pode-se aplicar a redução de Kron, reduzindo essa matriz primitiva para uma matriz de impedância de fase 3×3 , onde o efeito da impedância do condutor neutro é inserido nas impedâncias dos condutores fase. Assim, o Caso 2 apresenta uma implementação da redução de Kron, eliminando o condutor neutro, conforme Fig. 26 e Quadro 14. Como o quarto condutor foi eliminado, toda a corrente que antes circulava pelo condutor neutro, agora circula pela terra ($118,43\angle27,9^\circ A$), e, conforme esperado, as perdas no segmento são iguais às do Caso 1 (76,8 kW).



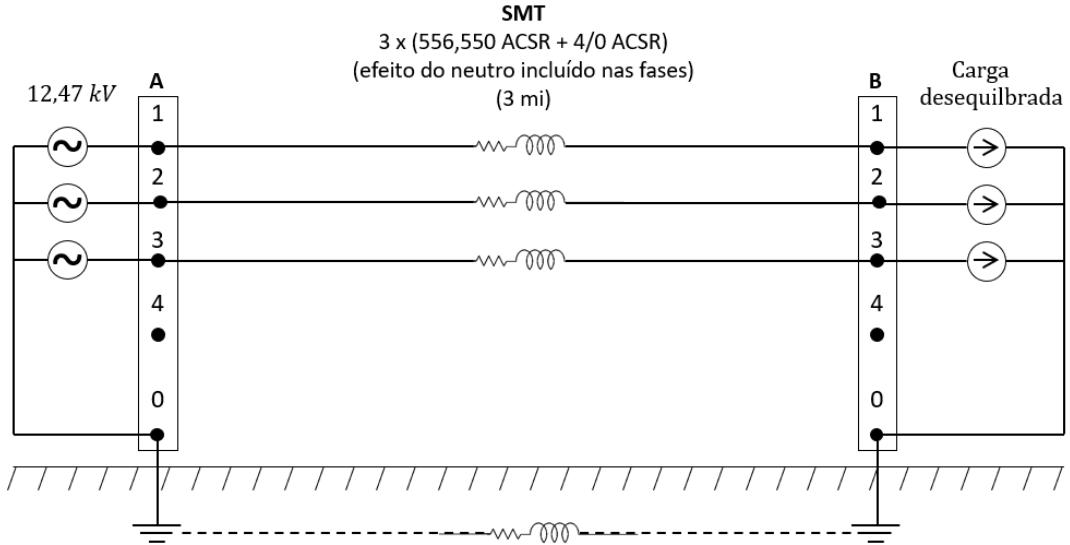


Figura 26 - Circuito utilizado para análise do condutor neutro / reator - Caso 2.

Quadro 14 - Código OpenDSS para análise do condutor neutro / reator - Caso 2.

```

ClearAll

New Circuit.Fonte phases=3 basekv=12.47 bus1=A.1.2.3 bus2=A.0.0.0
model=ideal

! 556,550 26/7
New Wiredata.Phase GMR=0.0303 DIAM=0.927 RAC=0.1859
~ NormAmps=730
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

! 4/0 ACSR
New Wiredata.Neutral GMR=0.00814 DIAM=0.563 RAC=0.592
~ NormAmps=340
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

New Linegeometry.PoleExample nconds=4 nphases=3 reduce=Yes
~ cond=1 Wire=Phase x= -4 h=29 units=ft
~ cond=2 Wire=Phase x= 3 h=29 units=ft
~ cond=3 Wire=Phase x= -1.5 h=29 units=ft
~ cond=4 Wire=Neutral x= 0 h=25 units=ft

New Line.LineExample phases=3 bus1=A.1.2.3.0 bus2=B.1.2.3.0
~ Geometry=PoleExample
~ Length=3 units=mi
~ EarthModel=Carson

New Isource.Ia phases=1 amps=202.8 angle=-32.0 bus1=B.1 bus2=B.0
New Isource.Ib phases=1 amps=137.93 angle=-139.1 bus1=B.2 bus2=B.0
New Isource.Ic phases=1 amps=255.88 angle=81.7 bus1=B.3 bus2=B.0

set voltagebases=[12.47]
calcvoltagebases

```

Solve

Dump Line.LineExample debug

Show Losses

Visto esses conceitos básicos, com o objetivo de computar os efeitos da inserção dos condutores neutro e dos reatores, o Caso 3 (Fig. 27 e Quadro 15) apresenta o mesmo circuito do Caso 1, porém, com a inserção do condutor neutro com reatores de 15Ω nas duas extremidades do SMT. Obs.: Neste documento, entende-se por reator, o elemento ‘Reactor’ do OpenDSS considerando um valor não nulo para a resistência e uma reatância indutiva nula.

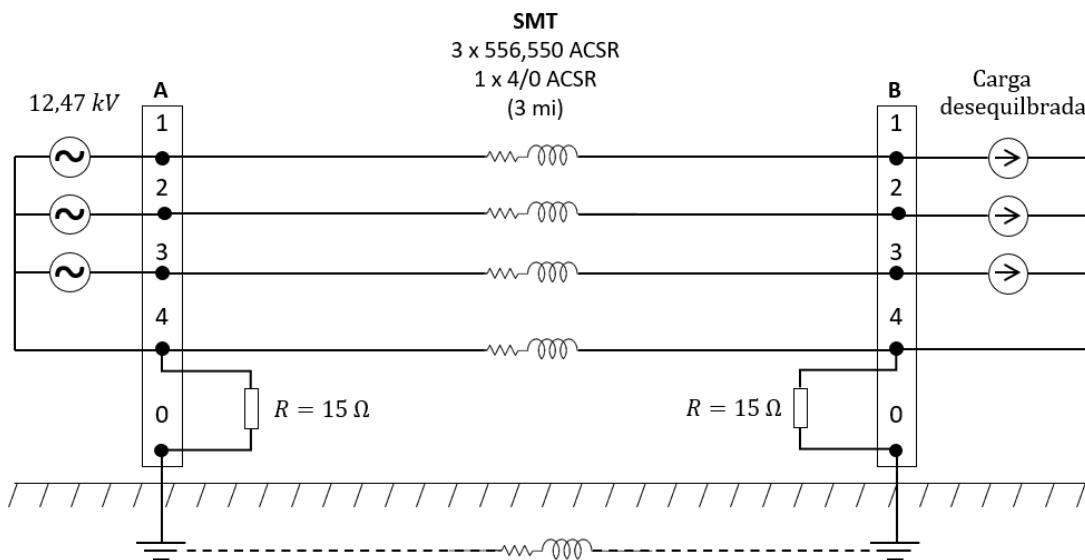


Figura 27 - Circuito utilizado para análise do condutor neutro / reator - Caso 3.

Quadro 15 - Código OpenDSS para análise do condutor neutro / reator - Caso 3.

```
ClearAll

New Circuit.Fonte phases=3 basekv=12.47 bus1=A.1.2.3 bus2=A.4.4.4
model=ideal

! 556,550 26/7
New Wiredata.Phase GMR=0.0303 DIAM=0.927 RAC=0.1859
~ NormAmps=730
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

! 4/0 ACSR
New Wiredata.Neutral GMR=0.00814 DIAM=0.563 RAC=0.592
~ NormAmps=340
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft
```

```

New Linegeometry.PoleExample nconds=4 nphases=3 reduce=no
~ cond=1 Wire=Phase x= -4 h=29 units=ft
~ cond=2 Wire=Phase x= 3 h=29 units=ft
~ cond=3 Wire=Phase x= -1.5 h=29 units=ft
~ cond=4 Wire=Neutral x= 0 h=25 units=ft

New Line.LineExample phases=4 bus1=A.1.2.3.4 bus2=B.1.2.3.4
~ Geometry=PoleExample
~ Length=3 units=mi
~ EarthModel=Carson

New Reactor.A phases=1 bus1=A.4 bus2=A.0 r=15 x=0
New Reactor.B phases=1 bus1=B.4 bus2=B.0 r=15 x=0

New Isource.Ia phases=1 amps=202.8 angle=-32.0 bus1=B.1 bus2=B.4
New Isource.Ib phases=1 amps=137.93 angle=-139.1 bus1=B.2 bus2=B.4
New Isource.Ic phases=1 amps=255.88 angle=81.7 bus1=B.3 bus2=B.4

set voltagebases=[12.47]
calcvoltagebases

Solve

Dump Line.LineExample debug
Show Losses

```

Ao analisar os resultados do Caso 3, percebe-se que a inserção dos reatores faz com que uma maior parcela de corrente circule pelo condutor neutro ($110,44\angle -155,9^\circ A$) em detrimento da terra ($11,016\angle -110,5^\circ A$). Tal fato faz com que as perdas no SMT aumentem de 76,8 kW para 91,8 kW, além das perdas nos reatores, totalizando 95,4 kW.

Aproximando a análise ao procedimento adotado pela ANEEL atualmente, o Caso 4 (Fig. 28 e Quadro 16) considera a utilização do reator de 15Ω apenas no início do segmento (representando o reator utilizado nos enrolamentos secundários dos transformadores de distribuição delta-estrela), tendo a carga conectada diretamente ao neutro (sem reator). Para este caso, toda a corrente que circularia pelo neutro e terra possui apenas o caminho do condutor neutro para circular. Dessa forma a corrente que flui pelo neutro é de $118,44\angle -152.1^\circ A$, provocando um aumento de perdas de 76,8 kW para 95 kW. Percebe-se que, para este caso, atualmente adotado pela ANEEL, o reator no início do segmento não interfere nos resultados e poderia simplesmente ser desprezado, sendo substituído por um curto-círcuito. Porém, para o caso específico, observa-se um significativo aumento de perdas ao se considerar toda a corrente de desequilíbrio circulando pelo neutro.



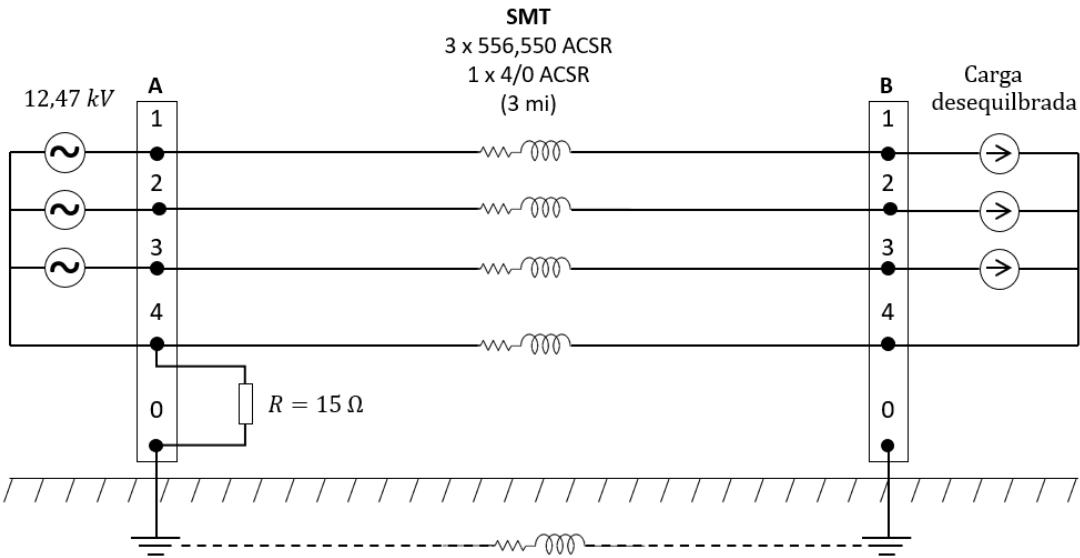


Figura 28 - Circuito utilizado para análise do condutor neutro / reator - Caso 4.

Quadro 16 - Código OpenDSS para análise do condutor neutro / reator - Caso 4.

```

ClearAll

New Circuit.Fonte phases=3 basekv=12.47 bus1=A.1.2.3 bus2=A.4.4.4
model=ideal

! 556,550 26/7
New Wiredata.Phase GMR=0.0303 DIAM=0.927 RAC=0.1859
~ NormAmps=730
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

! 4/0 ACSR
New Wiredata.Neutral GMR=0.00814 DIAM=0.563 RAC=0.592
~ NormAmps=340
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

New Linegeometry.PoleExample nconds=4 nphases=3 reduce=no
~ cond=1 Wire=Phase x= -4 h=29 units=ft
~ cond=2 Wire=Phase x= 3 h=29 units=ft
~ cond=3 Wire=Phase x= -1.5 h=29 units=ft
~ cond=4 Wire=Neutral x= 0 h=25 units=ft

New Line.LineExample phases=4 bus1=A.1.2.3.4 bus2=B.1.2.3.4
~ Geometry=PoleExample
~ Length=3 units=mi
~ EarthModel=Carson

New Reactor.A phases=1 bus1=A.4 bus2=A.0 r=15 x=0

New Isource.Ia phases=1 amps=202.8 angle=-32.0 bus1=B.1 bus2=B.4
New Isource.Ib phases=1 amps=137.93 angle=-139.1 bus1=B.2 bus2=B.4
New Isource.Ic phases=1 amps=255.88 angle=81.7 bus1=B.3 bus2=B.4

set voltagebases=[12.47]

```

```
calcvoltagebases
```

Solve

Dump Line.LineExample debug

Show Losses

Conforme visto nos Casos 3 e 4, ao adicionar os reatores, há uma tendência de aumento de perdas, visto que uma parcela maior (ou total) da corrente flui pelo condutor neutro, não havendo uma aderência ao que ocorre na realidade, visto que o SDMT e SDBT é multiaterrado.

A fim de verificar a efetividade da redução de Kron na presença dos reatores em ambas extremidades do segmento, o Caso 5 (Fig. 29 e Quadro 17) apresenta o Caso 3 com redução de Kron. Por não ter o condutor neutro, toda a corrente de desequilíbrio ($118,44\angle -152.1^\circ A$) flui para terra, porém percebe-se que o efeito do condutor neutro está incluído nos condutores fase, pois as perdas do segmento são iguais às perdas do Caso 1 (76,8 kW). Entretanto as perdas totais (497,6 kW) se elevam drasticamente devido à adição dos reatores. Atenção: Matematicamente, a redução de Kron só pode ser aplicada se ambos terminais da linha estiverem com tensão nula.

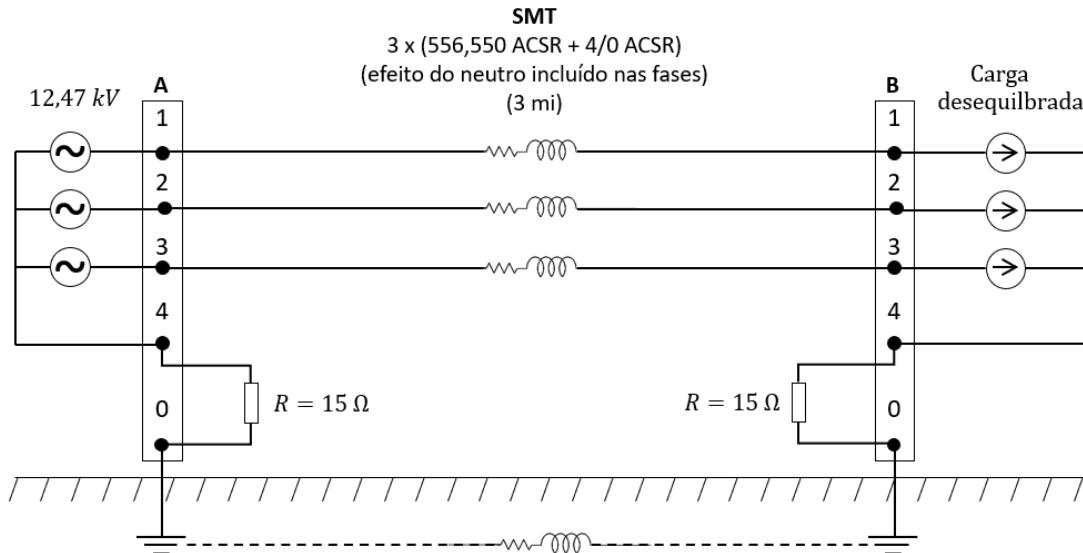


Figura 29 - Circuito utilizado para análise do condutor neutro / reator - Caso 5.

Quadro 17 - Código OpenDSS para análise do condutor neutro / reator - Caso 5.

```
ClearAll
```

```
New Circuit.Fonte phases=3 basekv=12.47 bus1=A.1.2.3 bus2=A.4.4.4
model=ideal
```



```

! 556,550 26/7
New Wiredata.Phase GMR=0.0303 DIAM=0.927 RAC=0.1859
~ NormAmps=730
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

! 4/0 ACSR
New Wiredata.Neutral GMR=0.00814 DIAM=0.563 RAC=0.592
~ NormAmps=340
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

New Linegeometry.PoleExample nconds=4 nphases=3 reduce=yes
~ cond=1 Wire=Phase x= -4 h=29 units=ft
~ cond=2 Wire=Phase x= 3 h=29 units=ft
~ cond=3 Wire=Phase x= -1.5 h=29 units=ft
~ cond=4 Wire=Neutral x= 0 h=25 units=ft

New Line.LineExample phases=3 bus1=A.1.2.3 bus2=B.1.2.3
~ Geometry=PoleExample
~ Length=3 units=mi
~ EarthModel=Carson

New Reactor.A phases=1 bus1=A.4 bus2=A.0 r=15 x=0
New Reactor.B phases=1 bus1=B.4 bus2=B.0 r=15 x=0

New Isource.Ia phases=1 amps=202.8 angle=-32.0 bus1=B.1 bus2=B.4
New Isource.Ib phases=1 amps=137.93 angle=-139.1 bus1=B.2 bus2=B.4
New Isource.Ic phases=1 amps=255.88 angle=81.7 bus1=B.3 bus2=B.4

set voltagebases=[12.47]
calcvoltagebases

Solve

Dump Line.LineExample debug
Show Losses

```

Por fim, visto que o SDMT e SDBT é multiaterrado, verifica-se, no Caso 6, a inserção dos reatores de $15\ \Omega$, em consonância com o que a ANEEL estabelece atualmente, porém, propõe-se sua utilização em todos os pontos em que realmente o neutro seja aterrado (todas as cargas, equipamentos e ao longo dos trechos dos segmentos). A Fig. 30 apresenta esse conceito para o segmento de média tensão de 3 milhas, que pode ser dividido em N trechos (SMT-1 até SMT-N). O Quadro 18 apresenta um exemplo em que o segmento de 3 milhas é dividido em 30 trechos de 0,1 milha, tendo um reator de $15\ \Omega$ em cada barra. Por meio da Tabela 14, pode-se perceber que a corrente de desequilíbrio na barra da carga, que fluiria apenas pelo condutor neutro, caso não houvesse reator, agora se divide entre o caminho de neutro e de terra, variando conforme a impedância equivalente para cada trecho do segmento. Para este caso, considerando o segmento dividido em 30 trechos, as perdas do SMT são de 80,8 kW, entretanto as perdas totais são de 88,5 kW. O mesmo exemplo foi repetido dividindo o segmento MT em 300 e 1000 trechos, apresentando perdas totais de 81 kW (78,1 kW no SMT) e 79,2 kW (77,6 kW no SMT),



respectivamente. Nota-se, portanto, que à medida em que todos os aterramentos são considerados há uma tendência das perdas totais se aproximarem dos valores obtidos no Caso 1 e no Caso 2 (76,8 kW).

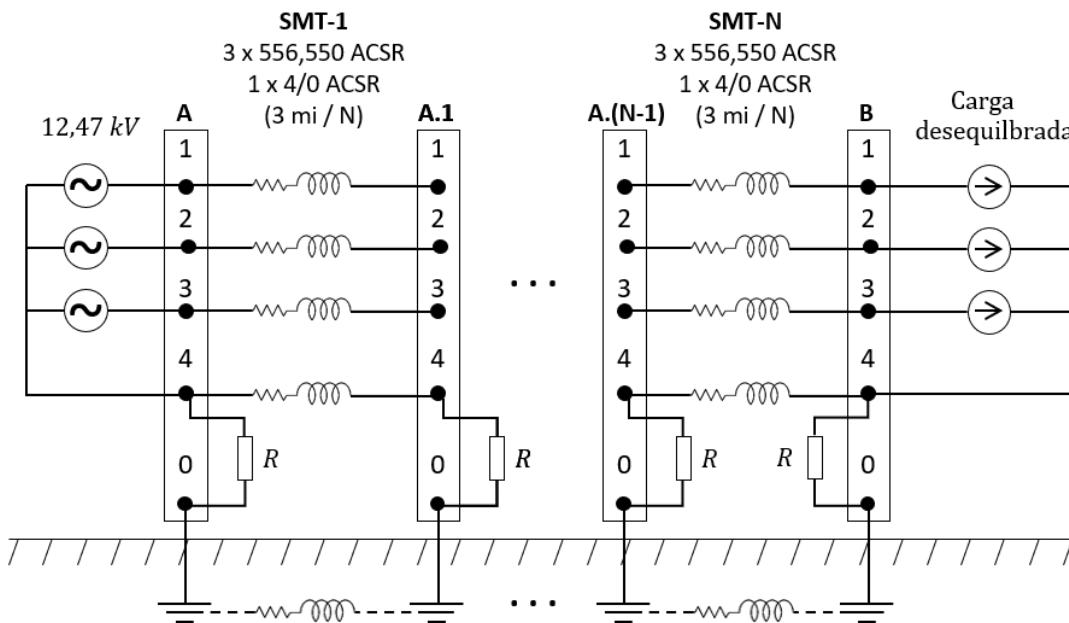


Figura 30 - Circuito utilizado para análise do condutor neutro / reator - Caso 6.

Quadro 18 - Código OpenDSS para análise do condutor neutro / reator - Caso 6.

```

ClearAll

New Circuit.Fonte phases=3 basekv=12.47 bus1=A.1.2.3 bus2=A.4.4.4
model=ideal

! 556,550 26/7
New Wiredata.Phase GMR=0.0303 DIAM=0.927 RAC=0.1859
~ NormAmps=730
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

! 4/0 ACSR
New Wiredata.Neutral GMR=0.00814 DIAM=0.563 RAC=0.592
~ NormAmps=340
~ Runits=mi radunits=in gmrunits=ft

New Linegeometry.PoleExample nconds=4 nphases=3 reduce=no
~ cond=1 Wire=Phase x= -4 h=29 units=ft
~ cond=2 Wire=Phase x= 3 h=29 units=ft
~ cond=3 Wire=Phase x= -1.5 h=29 units=ft
~ cond=4 Wire=Neutral x= 0 h=25 units=ft

New Line.A phases=4 bus1=A.1.2.3.4 bus2=A.1.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_1 phases=4 bus1=A.1.1.2.3.4 bus2=A.2.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson

```

```

New Line.A_2 phases=4 bus1=A_2.1.2.3.4 bus2=A_3.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_3 phases=4 bus1=A_3.1.2.3.4 bus2=A_4.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_4 phases=4 bus1=A_4.1.2.3.4 bus2=A_5.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_5 phases=4 bus1=A_5.1.2.3.4 bus2=A_6.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_6 phases=4 bus1=A_6.1.2.3.4 bus2=A_7.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_7 phases=4 bus1=A_7.1.2.3.4 bus2=A_8.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_8 phases=4 bus1=A_8.1.2.3.4 bus2=A_9.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_9 phases=4 bus1=A_9.1.2.3.4 bus2=A_10.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_10 phases=4 bus1=A_10.1.2.3.4 bus2=A_11.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_11 phases=4 bus1=A_11.1.2.3.4 bus2=A_12.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_12 phases=4 bus1=A_12.1.2.3.4 bus2=A_13.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_13 phases=4 bus1=A_13.1.2.3.4 bus2=A_14.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_14 phases=4 bus1=A_14.1.2.3.4 bus2=A_15.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_15 phases=4 bus1=A_15.1.2.3.4 bus2=A_16.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_16 phases=4 bus1=A_16.1.2.3.4 bus2=A_17.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_17 phases=4 bus1=A_17.1.2.3.4 bus2=A_18.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_18 phases=4 bus1=A_18.1.2.3.4 bus2=A_19.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_19 phases=4 bus1=A_19.1.2.3.4 bus2=A_20.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_20 phases=4 bus1=A_20.1.2.3.4 bus2=A_21.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_21 phases=4 bus1=A_21.1.2.3.4 bus2=A_22.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_22 phases=4 bus1=A_22.1.2.3.4 bus2=A_23.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_23 phases=4 bus1=A_23.1.2.3.4 bus2=A_24.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_24 phases=4 bus1=A_24.1.2.3.4 bus2=A_25.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_25 phases=4 bus1=A_25.1.2.3.4 bus2=A_26.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_26 phases=4 bus1=A_26.1.2.3.4 bus2=A_27.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_27 phases=4 bus1=A_27.1.2.3.4 bus2=A_28.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_28 phases=4 bus1=A_28.1.2.3.4 bus2=A_29.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Line.A_29 phases=4 bus1=A_29.1.2.3.4 bus2=B.1.2.3.4
Geometry=PoleExample Length=0.1 units=mi EarthModel=Carson
New Reactor.A phases=1 bus1=A.4 bus2=A.0 r=2 x=0

```



```

New Reactor.A_1 phases=1 bus1=A_1.4 bus2=A_1.0 r=15 x=0
New Reactor.A_2 phases=1 bus1=A_2.4 bus2=A_2.0 r=15 x=0
New Reactor.A_3 phases=1 bus1=A_3.4 bus2=A_3.0 r=15 x=0
New Reactor.A_4 phases=1 bus1=A_4.4 bus2=A_4.0 r=15 x=0
New Reactor.A_5 phases=1 bus1=A_5.4 bus2=A_5.0 r=15 x=0
New Reactor.A_6 phases=1 bus1=A_6.4 bus2=A_6.0 r=15 x=0
New Reactor.A_7 phases=1 bus1=A_7.4 bus2=A_7.0 r=15 x=0
New Reactor.A_8 phases=1 bus1=A_8.4 bus2=A_8.0 r=15 x=0
New Reactor.A_9 phases=1 bus1=A_9.4 bus2=A_9.0 r=15 x=0
New Reactor.A_10 phases=1 bus1=A_10.4 bus2=A_10.0 r=15 x=0
New Reactor.A_11 phases=1 bus1=A_11.4 bus2=A_11.0 r=15 x=0
New Reactor.A_12 phases=1 bus1=A_12.4 bus2=A_12.0 r=15 x=0
New Reactor.A_13 phases=1 bus1=A_13.4 bus2=A_13.0 r=15 x=0
New Reactor.A_14 phases=1 bus1=A_14.4 bus2=A_14.0 r=15 x=0
New Reactor.A_15 phases=1 bus1=A_15.4 bus2=A_15.0 r=15 x=0
New Reactor.A_16 phases=1 bus1=A_16.4 bus2=A_16.0 r=15 x=0
New Reactor.A_17 phases=1 bus1=A_17.4 bus2=A_17.0 r=15 x=0
New Reactor.A_18 phases=1 bus1=A_18.4 bus2=A_18.0 r=15 x=0
New Reactor.A_19 phases=1 bus1=A_19.4 bus2=A_19.0 r=15 x=0
New Reactor.A_20 phases=1 bus1=A_20.4 bus2=A_20.0 r=15 x=0
New Reactor.A_21 phases=1 bus1=A_21.4 bus2=A_21.0 r=15 x=0
New Reactor.A_22 phases=1 bus1=A_22.4 bus2=A_22.0 r=15 x=0
New Reactor.A_23 phases=1 bus1=A_23.4 bus2=A_23.0 r=15 x=0
New Reactor.A_24 phases=1 bus1=A_24.4 bus2=A_24.0 r=15 x=0
New Reactor.A_25 phases=1 bus1=A_25.4 bus2=A_25.0 r=15 x=0
New Reactor.A_26 phases=1 bus1=A_26.4 bus2=A_26.0 r=15 x=0
New Reactor.A_27 phases=1 bus1=A_27.4 bus2=A_27.0 r=15 x=0
New Reactor.A_28 phases=1 bus1=A_28.4 bus2=A_28.0 r=15 x=0
New Reactor.A_29 phases=1 bus1=A_29.4 bus2=A_29.0 r=15 x=0
New Reactor.B phases=1 bus1=B.4 bus2=B.0 r=15 x=0

New Isource.Ia phases=1 amps=202.8 angle=-32.0 bus1=B.1 bus2=B.4
New Isource.Ib phases=1 amps=137.93 angle=-139.1 bus1=B.2 bus2=B.4
New Isource.Ic phases=1 amps=255.88 angle=81.7 bus1=B.3 bus2=B.4

```

```

set voltagebases=[12.47]
calcvoltagebases

```

Solve

Show Losses

Tabela 14 - Correntes de neutro e de terra em cada trecho do Caso 6 (N=30).

Elemento	Módulo da Corrente de Neutro (A)	Ângulo da Corrente de Neutro (°)	Módulo da Corrente de Terra (A)	Ângulo da Corrente de Terra (°)
Line.A	84.7709	23.78	34.4231	38.1
Line.A_1	80.7298	23.16	38.5607	37.88
Line.A_2	77.0865	22.64	42.2675	37.55
Line.A_3	73.827	22.2	45.5642	37.17
Line.A_4	70.9391	21.85	48.4694	36.79
Line.A_5	68.4121	21.57	51.0002	36.42
Line.A_6	66.2366	21.34	53.1712	36.09
Line.A_7	64.4045	21.16	54.9951	35.8
Line.A_8	62.909	21.02	56.4824	35.57



Line.A_9	61.7446	20.9	57.6416	35.4
Line.A_10	60.907	20.81	58.4794	35.3
Line.A_11	60.3935	20.72	59.0002	35.26
Line.A_12	60.2026	20.63	59.2067	35.3
Line.A_13	60.3343	20.56	59.0997	35.4
Line.A_14	60.7899	20.49	58.678	35.58
Line.A_15	61.5723	20.44	57.9383	35.84
Line.A_16	62.6856	20.41	56.8757	36.17
Line.A_17	64.1353	20.4	55.483	36.58
Line.A_18	65.9278	20.44	53.7511	37.07
Line.A_19	68.0713	20.53	51.6688	37.63
Line.A_20	70.5747	20.69	49.2225	38.27
Line.A_21	73.4484	20.92	46.3968	38.99
Line.A_22	76.7039	21.25	43.1734	39.79
Line.A_23	80.3543	21.67	39.5318	40.66
Line.A_24	84.414	22.19	35.4487	41.6
Line.A_25	88.8993	22.83	30.8982	42.63
Line.A_26	93.8285	23.6	25.8511	43.72
Line.A_27	99.2221	24.48	20.2752	44.89
Line.A_28	105.103	25.49	14.135	46.13
Line.A_29	111.498	26.63	7.39107	47.44

Por fim, visando fazer simulações em uma condição mais próxima da realidade, e consolidar os resultados obtidos nas etapas anteriores, na sequência são apresentados os resultados considerando o sistema teste (Apêndice A). As simulações foram executadas utilizando o algoritmo de alocação de carga apresentado na Introdução (Fig. 4).

Os resultados, foram obtidos para uma condição de desequilíbrio de carga de aproximadamente 20 % e quatro casos foram analisados, conforme descrição abaixo:

- 1) Para o Caso 1, o sistema teste foi modelado considerando-se o condutor neutro nos segmentos de média tensão (SMT). Dessa forma o SMT a 4 fios foi implementado com três condutores de fase 336,4 MCM e um condutor de neutro 1/0 AWG.
- 2) Para o Caso 2, o sistema teste do Caso 1 foi modificado, aterrando, por meio de resistências de 15Ω , todas as cargas BT e os segmentos SMT a cada 200 metros dos 2 quilômetros totais de comprimento. A subestação (elemento circuit) também foi aterrada, por meio de uma resistência de 2Ω .
- 3) Para o Caso 3, o sistema teste do Caso 1 foi modificado, alterando-se todas as resistências para o valor de 1Ω .
- 4) Por fim, no Caso 4, o condutor neutro foi retirado do circuito e a redução de Kron foi aplicada, inserindo nas impedâncias dos condutores de fase, o efeito do condutor neutro.



Os resultados podem ser observados na Tabela 15. Pode-se perceber, que o Caso 1 apresenta perdas superiores ao demais, visto que o condutor neutro não é multiaterrado, implicando na circulação de toda a corrente de desequilíbrio pelo condutor neutro. Para o Caso 2, como o sistema é multiaterrado, se cria uma condição em que a corrente de desequilíbrio se divide entre o condutor neutro e a terra, fazendo com que as perdas se reduzam em relação ao Caso 1. Tal redução se torna mais significativa no Caso 3, em que se alteram todas as resistências de aterramento para 1 Ω. Finalmente, no Caso 4, assume-se que o sistema é multiaterrado, uma prática que é comum nos estudos feitos pelas distribuidoras, permitindo a aplicação da redução de Kron.

Tabela 15 - Resultados das simulações para o Sistema Teste.

Caso	Sistema Teste			
	Energia Injetada (kWh)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Diferença Percentual (%)
1	15000.00	625.02297	4.16682	-
2	15000.00	596.99014	3.97993	-4.485%
3	15000.00	578.21439	3.85476	-7.489%
4	15000.00	574.12131	3.82748	-8.144%

Esse exemplo com o sistema teste, assim como os exemplos considerando os quatro casos anteriores, mostrou que para se representar uma rede trifásica a quatro fios considerando-se apenas três condutores (sem a presença do condutor neutro), através da redução de Kron, é necessário que o neutro seja solidamente multiaterrado. Essa condição é, em geral, aplicada em modelos elétricos de planejamento e operação pelas distribuidoras de energia elétrica.

Portanto, tem-se duas alternativas para modelar a rede de forma mais aderente com a realidade.

1. Adicionar reatores (resistências) em todos os pontos aterrados da rede. Os problemas dessa modelagem são a necessidade dessa informação e a convergência do fluxo de potência.
2. Assumir que a rede seja solidamente multiaterrada e, portanto, o modelo da rede não apresentaria o neutro de forma explícita. O problema dessa modelagem é a necessidade da aplicação da redução de Kron para incluir o efeito do neutro nos condutores de fase.



QUESTÃO 24: A representação da reatância de magnetização se faz necessária?

A reatância de magnetização não é um elemento que demanda potência ativa, no entanto, a sua representação na simulação computacional irá aumentar a corrente circulante a montante dos transformadores, o que elevará as perdas nas linhas e transformadores, por consequência, as perdas totais dos alimentadores simulados. A consideração da reatância de magnetização na simulação, em outros termos, significa levar em conta o efeito da parcela reativa da corrente de magnetização dos transformadores, visto que a fração real desta corrente já é considerada através do parâmetro %noloadloss.

Dessa forma, para responder a esta questão, um alimentador real foi simulado adicionando-se a reatância de magnetização em todos os seus transformadores, visto que o modelo atual da ANEEL desconsidera a parcela reativa da corrente de magnetização (%imag = 0).

Para acrescentar a reatância de magnetização dos transformadores no OpenDSS, é necessário indicar valores para o parâmetro %imag na definição dos elementos *transformer*. Assim sendo, na simulação do alimentador em questão, os valores adotados para as correntes de magnetização percentual foram extraídos da NBR 5440:2014, conforme sugere a Nota Técnica. O procedimento para adequar os valores de corrente descritos na NBR 5440 para serem implementados no parâmetro %imag no OpenDSS é detalhado na questão 25.

Nesse cenário, os dados da Tabela 16 mostram os resultados para perdas do alimentador simulado na metodologia de cálculo de perdas atual (%imag = 0) e com a consideração da reatância de magnetização.

Tabela 16 - Perdas percentuais no modelo atual e considerando-se a reatância de magnetização dos transformadores.

Perdas (%)		
%imag = 0	%imag NBR 5440	Diferença percentual (%)
5,29141	5,51374	4.2018%

Tendo em vista o expressivo aumento nas perdas, a irrefutável existência da parcela reativa da corrente de magnetização dos transformadores e o baixo esforço de adequação para contemplar a reatância de magnetização, sugere-se que seja aderido o parâmetro %imag para definição dos transformadores.



QUESTÃO 24.2 (Extra): A representação da reatância de dispersão dos transformadores com valores mais próximos dos reais se faz necessária?

No OpenDSS, a reatância de dispersão entre primário e secundário dos transformadores é representada numericamente pelo parâmetro XHL do elemento *transformer*. O valor padrão de XHL de todos os transformadores no referido *software* vale 7%. De acordo com a NBR 5440:2014, a impedância de curto-círcuito percentual de transformadores de distribuição assume valores na ordem de 3,5 a 5% para transformadores trifásicos.

Valores elevados de impedância de curto-círcuito irão ocasionar maiores quedas de tensão nos enrolamentos transformadores, resultando em menores tensões em suas bobinas secundárias, o que irá impactar na corrente demandada pelas cargas. Em algumas situações, essa impedância pode ser responsável pela extração do limite de vminpu, o que alteraria o modelo das cargas submetidas a tal subtensão. Diante do exposto, é factível afirmar que o valor da reatância indutiva de dispersão dos transformadores irá ter impacto na quantificação das perdas técnicas.

De forma a avaliar qual seria o impacto que a magnitude da reatância indutiva de dispersão dos transformadores pode ter nas perdas de um sistema de distribuição, o mesmo alimentador real da questão 24 foi simulado adotando-se os valores de reatância indutiva de dispersão calculadas a partir da NBR 5440:2014.

A Tabela 17 apresenta os resultados para perdas do alimentador em questão considerando a metodologia de cálculo de perdas atual ($XHL = 7\%$) e com a implementação dos valores de reatância indutiva calculados a partir da NBR 5440:2014.

Tabela 17 - Perdas percentuais no modelo atual e com reatância indutiva de dispersão de acordo com a NBR5440.

Perdas (%)		
$XHL = 7\%$	HXL NBR 5440	Diferença percentual (%)
5,29141	5,31305	0,4091%

Nota-se que o impacto da adequação da reatância indutiva de dispersão a valores mais fidedignos não tem impacto tão expressivo quanto a consideração da reatância de magnetização.

Por fim, de forma a avaliar um cenário em que tanto o %imag quanto o valor de XHL são definidos de acordo com a NBR 5440:2014, o mesmo alimentador foi simulado com estes dois parâmetros alterados. Os resultados de perdas obtidos são apresentados na Tabela 18.



Tabela 18 - Perdas com reatância indutiva de magnetização padrão e de acordo com a NBR5440.

Caso	Perdas (%)	Diferença percentual (%)
Modelo atual (imag =0% e HXL = 7%)	5,29141	-
%imag NBR 5440	5,51374	4,2018
HXL NBR 5440	5,31305	0,4091
%imag e HXL NBR 5440	5,53314	4,5683

Diante de todo o exposto, percebe-se que a modelagem dos transformadores considerando a parcela reativa da corrente de magnetização, assim como valores mais coerentes da sua reatância indutiva de dispersão, são responsáveis por elevar as perdas em um alimentador.

Assim como apontado na questão anterior, tais alterações vão no sentido de aperfeiçoar a modelagem dos transformadores no OpenDSS, visto que tanto a parcela reativa da corrente de magnetização quanto os valores de reatância de curto-circuito menores que 7% são parâmetros indiscutivelmente técnicos e reais. Por essa razão, assim como o fato dessas implementações serem de baixo esforço, é recomendável a inclusão de ambos parâmetros (%imag e XHL) na declaração dos transformadores no modelo de cálculo de perdas técnicas da ANEEL.



QUESTÃO 25: Para considerar essa reatância basta adicionar o parâmetro %imag quando da definição do objeto *Transformer*?

O OpenDSS modela o núcleo do transformador como uma resistência e reatância indutiva em paralelo, conforme apresenta a fig. 31.

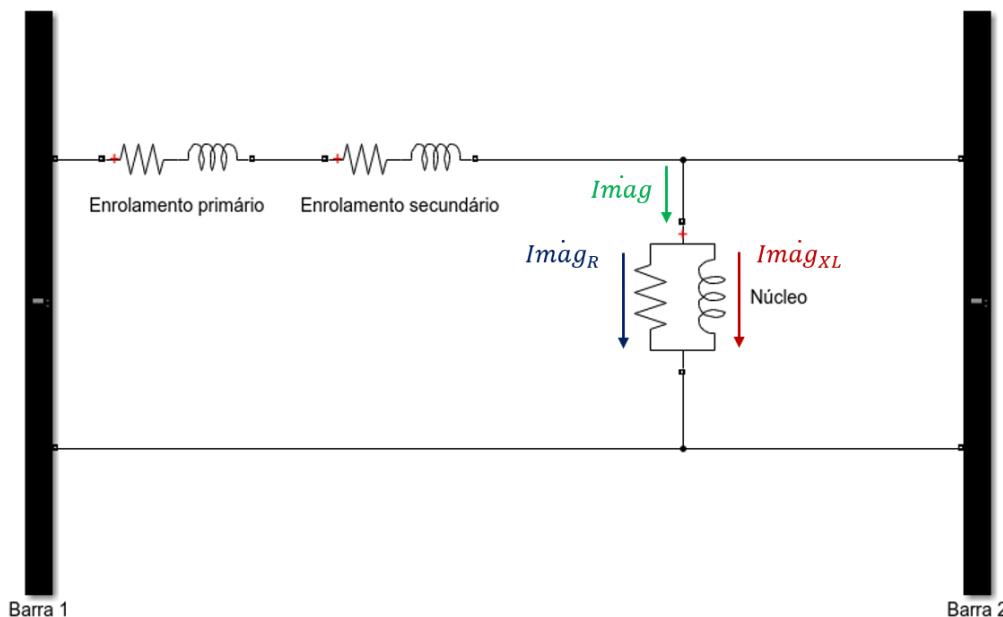


Figura 31 - Modelo, em pu, utilizado para transformadores no OpenDSS.

No entanto, o parâmetro %imag do elemento *transformer* no OpenDSS é utilizado apenas para a modelagem da reatância indutiva do núcleo. Dessa forma, a corrente de magnetização total, que pode ser obtida através de ensaios ou da norma NBR 5440:2014, deve ter a parcela real descontada antes de ser implementada no OpenDSS através do parâmetro %imag.

A parcela real da corrente de magnetização, referente às perdas no núcleo, vale, por fase:

$$P_{\text{núcleo}} = I_{\text{magR}} \times V_{\text{núcleo}} \quad [W] \quad (7)$$

Onde:

- $P_{\text{núcleo}}$ são as perdas no núcleo, em Watt;
- I_{magR} é parcela real da corrente de magnetização, em Ampère;
- $V_{\text{núcleo}}$ é a tensão no núcleo, em Volt.

Transformando as grandezas da equação anterior para pu, na base do transformador, têm-se:

$$P_{núcleopu} = I_{magRpu} \times V_{núcleopu} [pu] \quad (8)$$

Onde:

- $P_{núcleopu}$ são as perdas no núcleo, em pu;
- I_{magRpu} é parcela real da corrente de magnetização, em pu;
- $V_{núcleopu}$ é a tensão no núcleo, em pu.

Considerando-se que a tensão no núcleo é igual à tensão nominal do transformador (1,0 pu) e que a corrente na resistência do núcleo (I_{magR}) está em fase com a tensão:

$$P_{núcleopu} = Imag_{Rpu} \quad (9)$$

Multiplicando-se ambos lados da equação anterior por 100, têm-se:

$$P_{núcleopu} \times 100 = Imag_{Rpu} \times 100 \quad (10)$$

$$P_{núcleo\%} = Imag_{R\%} \quad (11)$$

- $P_{núcleo\%}$ são as perdas no núcleo, em percentual da potência nominal do transformador;
- $I_{magR\%}$ é parcela real da corrente de magnetização, em percentual da corrente nominal do transformador.

Ou seja, numericamente, o valor percentual das perdas no núcleo (%noloadloss no OpenDSS) é igual ao valor percentual da corrente de magnetização que circula na resistência do núcleo.

Diante do exposto, de posse dos valores das perdas a vazio dos transformadores (obtidas do Anexo 7.A do Módulo 7 do PRODIST [1]) e da sua corrente de magnetização total (obtida através de ensaio ou das Tabelas 5 a 8 da NBR 5440), é possível calcular o valor de %imag a ser implementado no OpenDSS por:

$$|Imag_{total\%}|^2 = |Imag_{R\%}|^2 + |Imag_{XL\%}|^2 \quad (12)$$

$$|Imag_{XL\%}| = \sqrt{|Imag_{total\%}|^2 - |Imag_{R\%}|^2} \quad (13)$$



Como o termo Imag_{XL} é o parâmetro %imag a ser inserido no OpenDSS e Imag_R tem o mesmo valor de %noloadloss, têm-se:

$$|\% \text{Imag}_{\text{OpenDSS}}| = \sqrt{|I_{\text{mag}5440\%}|^2 - |\% \text{noloadloss}|^2} \quad (14)$$

Onde:

- $\% \text{Imag}_{\text{OpenDSS}}$ é o valor a ser implementado no OpenDSS no parâmetro %imag para representação da reatância indutiva de magnetização, em percentual;
- $I_{\text{mag}5440\%}$ é corrente de magnetização total, extraída da NBR 5440:2014, em percentual;
- %noloadloss é o valor de perda percentual no núcleo, extraído do Módulo 7 do PRODIST, em percentual.

Na sequência é apresentado um exemplo numérico de como os parâmetros dos transformadores podem ser calculados para inserção no OpenDSS, com base nas informações extraídas da Tabela 5 da NBR 5440:2014. A Tabela 19 apresenta os valores retirados da referida norma para um transformador trifásico de 75 kVA com tensões máximas de 15 kV, considerando uma eficiência com a classificação D, que é a eficiência adotada no Módulo 7 do PRODIST [1].

Tabela 19 - Perdas dos transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV.

Potência do transformador (kVA)	Eficiência	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)	Corrente de excitação (%)	Tensão de curto-circuito (%)
75 kVA	D	255	1260	2,7	3,5

De posse das informações da Tabela 19, temos:

$$\% \text{noloadloss} = \frac{255}{75000} \times 100\% = 0,34\%$$

$$\% \text{loadloss} = \frac{(1260 - 255)}{75000} \times 100\% = 1,34\%$$

$$\% \text{imag} = \sqrt{\left(\frac{2,7}{100}\right)^2 - \left(\frac{0,34}{100}\right)^2} \times 100\% = 2,68\%$$

$$XHL = \sqrt{\left(\frac{3,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{1,34}{100}\right)^2} \times 100\% = 3,23\%$$



QUESTÃO 29: Deve-se proceder à redistribuição das cargas entre as fases do circuito quando o desbalanceamento ultrapassar um determinado valor?

A resposta a essa questão demanda uma abordagem preliminar, de suma importância para a compreensão do impacto expressivo do desequilíbrio de carga nas perdas técnicas da distribuição, as quais, diferentemente do que é mencionado no item III.9 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL [2], não se resumem apenas no incremento de corrente no condutor neutro, uma vez que o desequilíbrio de carga também produz componentes de sequência negativa, incrementando as perdas técnicas nas redes de distribuição. Dessa forma, mesmo considerando-se sistemas trifásicos a três fios (sem neutro), os desequilíbrios de carga promoverão o aumento das perdas técnicas nesses sistemas.

Nesse sentido, com base nas mesmas premissas apresentadas no item (B) em resposta à Questão 1, o qual trata das Perdas técnicas associadas à circulação de correntes harmônicas nas redes de distribuição, tem-se que em um sistema hipotético perfeitamente equilibrado, as parcelas de perdas técnicas de sequência negativa e zero seriam ambas inexistentes, restando tão somente a parcela de perdas de sequência positiva, intrínseca aos processos de transmissão e distribuição da energia elétrica. Contudo, sabe-se que o desequilíbrio de carga nos sistemas de distribuição é bastante expressivo, em parte por causa da própria dinâmica das cargas conectadas aos sistemas de distribuição, em especial aos sistemas de baixa tensão. Assim, por mais esmerados que sejam os esforços das distribuidoras visando o correto balanceamento de cargas entre fases, sempre haverá uma parcela considerável de desequilíbrio de carga nas redes de média e, principalmente, de baixa tensão. Contudo, esse fato não deve, em nenhuma hipótese, eximir as distribuidoras de seus esforços visando a minimização desse problema. Ressalta-se, ainda, que tal parcela de desequilíbrio de carga será sempre variável no tempo. Esse assunto ganha uma maior relevância (e preocupação) no contexto da transição energética, com a disseminação de sistemas de microgeração distribuída por fonte fotovoltaica, quase que totalmente conectados de forma monofásica, seja entre fase e neutro, ou entre duas fases de um mesmo circuito secundário de baixa tensão. Da mesma forma, as questões de mobilidade elétrica proporcionarão, além do aumento das perdas de sequência zero e negativa ($P_{(0)} \text{ LOSS}$ e $P_{(-)} \text{ LOSS}$), um aumento da injeção de potência harmônica nas redes de distribuição, incrementando ainda mais a parcela de perdas relacionadas ao fluxo de potência harmônica ($P_{(h)} \text{ LOSS}$) nos sistemas elétricos de distribuição. Diante do exposto, portanto, justifica-se nesse momento uma ilustração do impacto dos desequilíbrios de carga no incremento das perdas técnicas da distribuição ($P_{(0)} \text{ LOSS}$ e $P_{(-)} \text{ LOSS}$). Para esse propósito, considera-se o circuito elétrico simplificado mostrado na Fig. 32 [9], o qual contempla tão simplesmente um sistema trifásico constituído por uma fonte de tensão



perfeitamente equilibrada, uma linha constituída apenas por resistências e uma carga trifásica conectada em estrela, constituída por diferentes impedâncias.

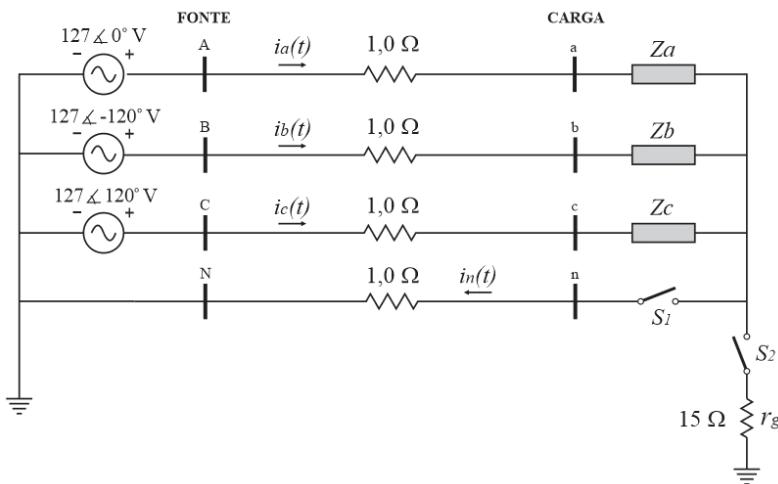


Figura 32 - Circuito para análise do impacto do desequilíbrio de carga nas perdas técnicas.

As perdas totais relacionadas ao desequilíbrio de corrente serão iguais a soma das parcelas das perdas de sequência positiva, negativa e zero, como mostrado em (15).

$$P_{loss} = P_{(+)}loss + P_{(-)}loss + P_{(0)}loss \quad (15)$$

A Fig. 33 ilustra o balanço de energia associado à composição das perdas técnicas em circuitos desequilibrados.

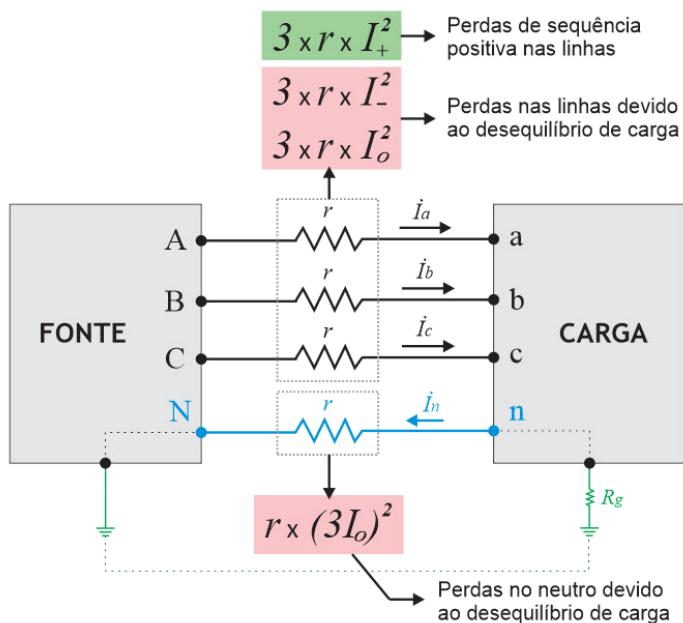


Figura 33 - Balanço energético e parcelas de perdas técnicas.

Da análise da Fig. 33, além das perdas de sequência positiva, intrínsecas ao processo de transmissão/distribuição da energia elétrica, observam-se dois pacotes adicionais de perdas, um deles associado com a parcela de energia devolvida ao sistema pela carga na forma de potência de sequência negativa, assim como uma parcela de energia não utilizada pela carga e devolvida ao sistema na forma de potência de sequência zero. Essa última, por sua vez, pode ser dividida em duas parcelas, uma relativa ao fluxo de potência de sequência zero nas linhas e outra devido ao fluxo de potência de sequência zero no neutro.

Finalmente, para análise do impacto do desequilíbrio de carga nas perdas técnicas da distribuição serão consideradas três diferentes configurações de operação para o circuito da Fig. 32, a saber:

- Chaves S_1 e S_2 fechadas (sistema trifásico a quatro fios)
- Chaves S_1 e S_2 abertas (sistema trifásico a três fios, sem retorno de terra)
- Chave S_1 aberta e chave S_2 fechada (sistema trifásico a três fios, com retorno de terra)

A) Chaves S_1 e S_2 fechadas

Considerando-se as chaves S_1 e S_2 fechadas, tem-se uma configuração de circuito trifásico a quatro fios. Através da modelagem do circuito da Fig. 32 no OpenDSS, controlado via Python (utilizando-se a biblioteca py-dss-interface) [17] foi possível observar, no caso da parcela de perdas de sequência zero, a importância do condutor neutro na contabilização das perdas técnicas. Dessa forma, o gráfico da Fig. 34 ilustra os quantitativos de perdas para diferentes níveis de desequilíbrio de corrente, mantendo-se sempre fixa a potência total da carga. Para esse efeito, o desequilíbrio de carga foi quantificado através da relação entre a corrente de sequência negativa e a corrente de sequência positiva.

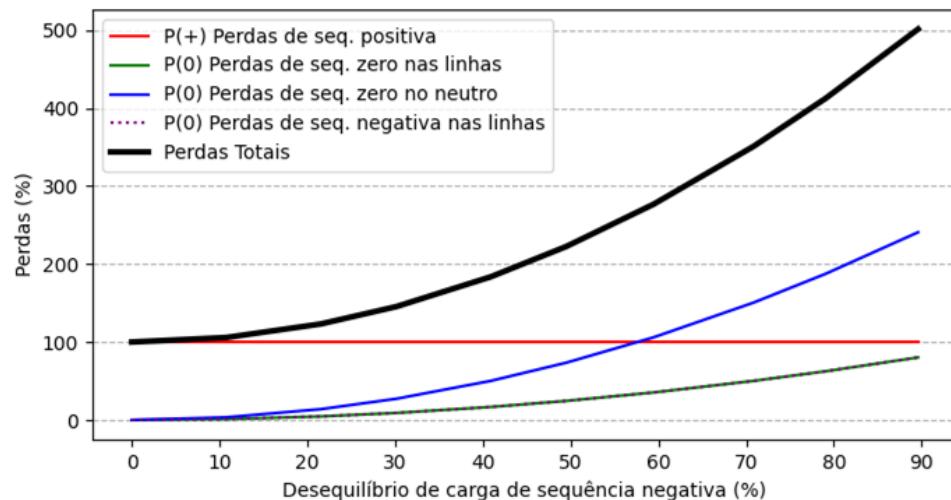


Figura 34 - Impacto do desequilíbrio de carga no montante de perdas técnicas (chaves S_1 e S_2 fechadas).



[17] Conjunto de arquivos para as simulações da Questão 29.

Vale destacar que desequilíbrios de carga na faixa de 30 a 60% são muito comuns em circuitos secundários de baixa tensão. No caso do circuito didático mostrado na Fig. 32, operando em configuração trifásica a quatro fios, as perdas totais no circuito dobram para níveis de desequilíbrio de carga em torno de 50% de amplitude.

B) Chaves S_1 e S_2 abertas

Considerando-se as chaves S_1 e S_2 abertas, tem-se uma configuração de circuito trifásico a três fios, e sem caminho de terra. Mesmo para essa configuração de circuito, os desequilíbrios de carga terão impacto nas perdas técnicas da distribuição em função da parcela de energia de sequência negativa devolvida ao sistema pela carga, conforme mostrado na Fig. 35. Nesse caso, não haverá nenhuma contribuição de perdas de sequência zero, uma vez que o caminho de retorno por terra foi totalmente bloqueado.

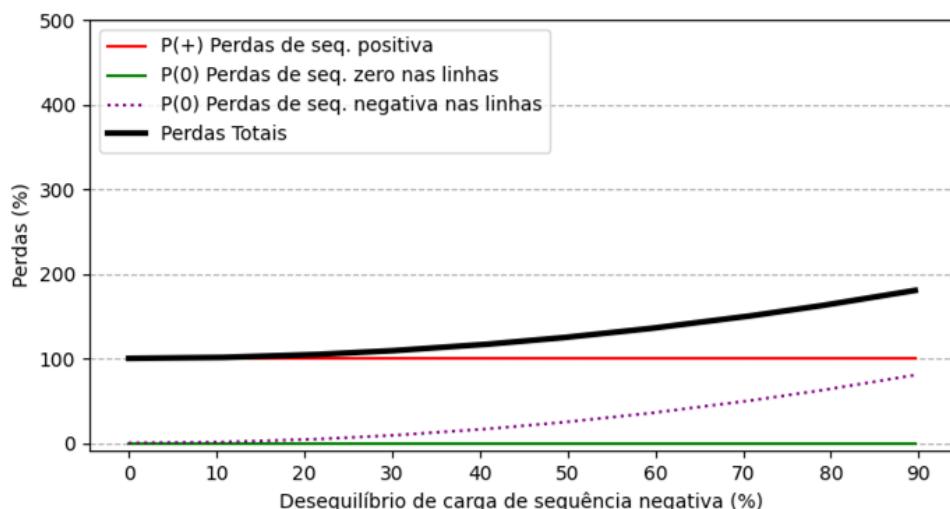


Figura 35 - Impacto do desequilíbrio de carga no montante de perdas técnicas (chaves S_1 e S_2 abertas).

Nesta configuração, apesar do impacto do desequilíbrio de carga ser consideravelmente menor que aquele indicado na situação anterior, ainda se observa que para níveis de desequilíbrio de carga da ordem de 50%, o incremento de perdas técnicas totais será de aproximadamente 20% em relação às perdas de sequência positiva.

C) Chave S_1 aberta e chave S_2 fechada

Essa configuração de operação para o circuito da Fig. 32, considerando-se um sistema trifásico a três fios, com caminho de terra disponível, ilustra o mesmo critério utilizado pela ANEEL no cálculo das perdas técnicas da distribuição.

Nessa configuração, o circuito possui um caminho para as componentes de corrente de sequência zero, produzindo, portanto, uma parcela de perdas de sequência zero nas linhas (apesar da inexistência do neutro), da mesma magnitude da parcela de perdas de sequência negativa, conforme resultados mostrados na Fig. 36.

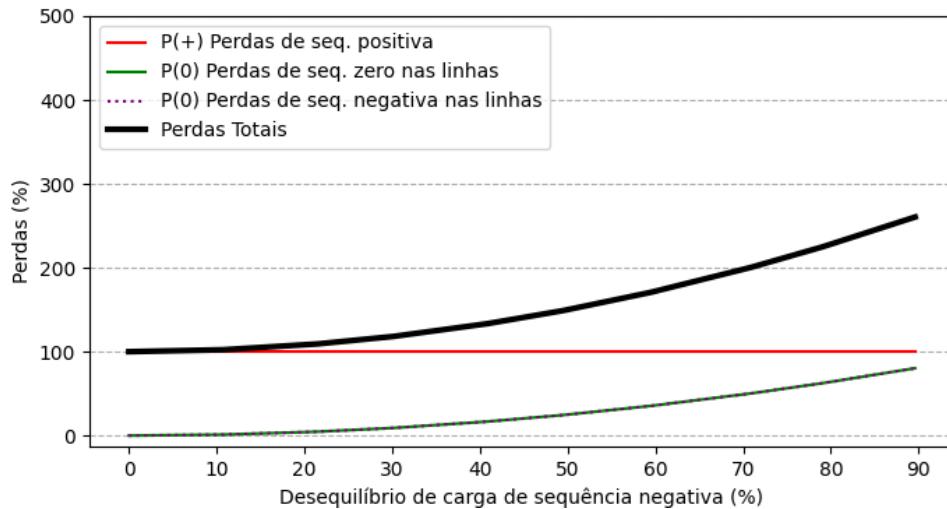


Fig. 36 - Impacto do desequilíbrio de carga no montante de perdas técnicas (chave S_1 aberta e S_2 fechada).

As análises referentes à Questão 29 da Nota Técnica nº 0047/2022-SRD/ANEEL [2] evidenciam, portanto, dois pontos importantes:

- A consideração do condutor neutro na modelagem das redes de distribuição é imperativa para uma quantificação mais assertiva das perdas técnicas da distribuição.**
- Apesar dos desequilíbrios de carga serem uma condição intrínseca às redes de distribuição, a redistribuição física (em campo) das cargas entre as fases dos circuitos, principalmente nas redes de baixa tensão, deve ser encorajada pela ANEEL visando a minimização do efeito dos desequilíbrios de corrente no quantitativo de perdas técnicas. Dessa forma, em termos de modelagem no OpenDSS, sugere-se que seja definido um valor máximo de desequilíbrio de corrente para efeito de cálculo das perdas técnicas na distribuição.**

Para uma abordagem mais próxima da realidade, utilizou-se o Sistema Teste (Apêndice A) da Fig. A1 no OpenDSS, controlado via Python (utilizando-se a biblioteca py-dss-interface), para comparar o efeito do desequilíbrio de carga nas perdas. Como caso base, vamos definir a modelagem v para o sistema, em que, que as impedâncias de sequência, assim como as capacitâncias, são calculadas por meio de estudos de constantes de linha, tendo a

“A consideração do condutor neutro na modelagem das redes de distribuição é imperativa para uma quantificação mais assertiva das perdas técnicas da distribuição.”

“... a redistribuição física (em campo) das cargas entre as fases dos circuitos, principalmente nas redes de baixa tensão, deve ser encorajada pela ANEEL visando a minimização do efeito dos desequilíbrios de corrente no quantitativo de perdas técnicas.”

“... em termos de modelagem no OpenDSS, sugere-se que seja definido um valor máximo de desequilíbrio de corrente para efeito de cálculo das perdas técnicas na distribuição.”

premissa que os dados dos cabos e a geometria da estrutura de rede são conhecidos.

Os resultados obtidos podem ser observados na Tabela 20, e assim como no caso simulado da situação A acima, comprova-se que de acordo com o aumento do desequilíbrio de carga, as perdas irão aumentar significativamente. Um desequilíbrio de 30%, que é comumente encontrado no sistema elétrico, representa um incremento de quase 20% nas perdas.

Tabela 20 - Resultado das perdas do Sistema Teste para diferentes desequilíbrio de carga.

Comparação Equilibrado x Desequilibrado		
FD _i %	Perdas (%)	Diferença Percentual (%)
0%	3.45548	-
10%	3.54780	2.672%
20%	3.76443	8.941%
30%	4.11380	19.051%

QUESTÃO 30: Qual a melhor forma de se determinar um limite para o desbalanceamento de carga ao longo do alimentador?

Para esse propósito, são apresentados a seguir os resultados de uma pequena campanha de medições, considerando-se um universo de 162 transformadores de distribuição, de cinco diferentes distribuidoras de energia elétrica. A Fig. 37 mostra os resultados brutos do fator de desequilíbrio de corrente ($I_2/I_1\%$) medidos no lado de baixa tensão dos respectivos transformadores, considerando-se, para cada medição, um quantitativo de 1008 leituras válidas com tempos de agregação de 10 minutos.

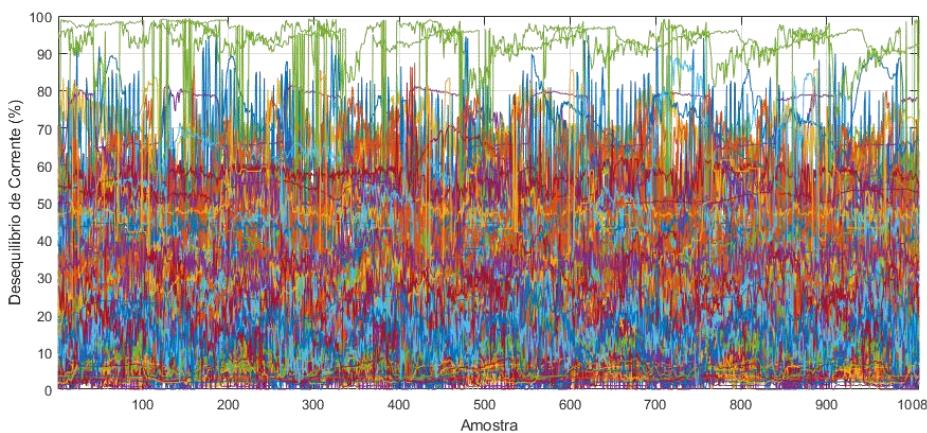


Figura 37 - Conjunto de medições de desequilíbrio de corrente em transformadores de distribuição.

Conforme ilustrado na Fig. 37, o comportamento do desequilíbrio de carga em circuitos

secundários de distribuição é bastante caótico, compreendendo desde valores muito baixos, até níveis de desequilíbrio de corrente próximos a 100%. Para uma melhor representação estatística do comportamento do desequilíbrio de carga nesses circuitos, a Fig. 38 apresenta o histograma das 162 medições realizadas, as quais totalizam um volume de 163.296 registros de 10 minutos para o indicador de desequilíbrio de carga representado pela relação entre a corrente de sequência negativa e a corrente de sequência positiva ($I_2/I_1\%$).

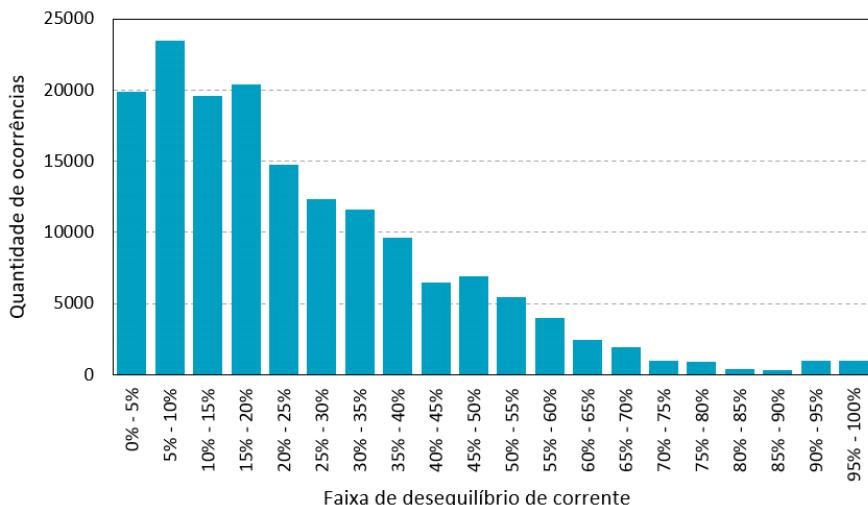


Figura 38 - Histograma de desequilíbrio de carga.

O histograma indicado na Fig. 38 mostra que para o universo de medições consideradas, apesar da grande amplitude de resultados, a maioria absoluta dos valores registrados para o desequilíbrio de carga situam-se nas faixas mais baixas de amplitude. A Fig. 39, por sua vez, mostra a probabilidade cumulativa associada aos registros obtidos para o desequilíbrio de carga.

"A mediana da ocorrência dos diversos registros situa-se em um valor de desequilíbrio de carga em torno de 20%."

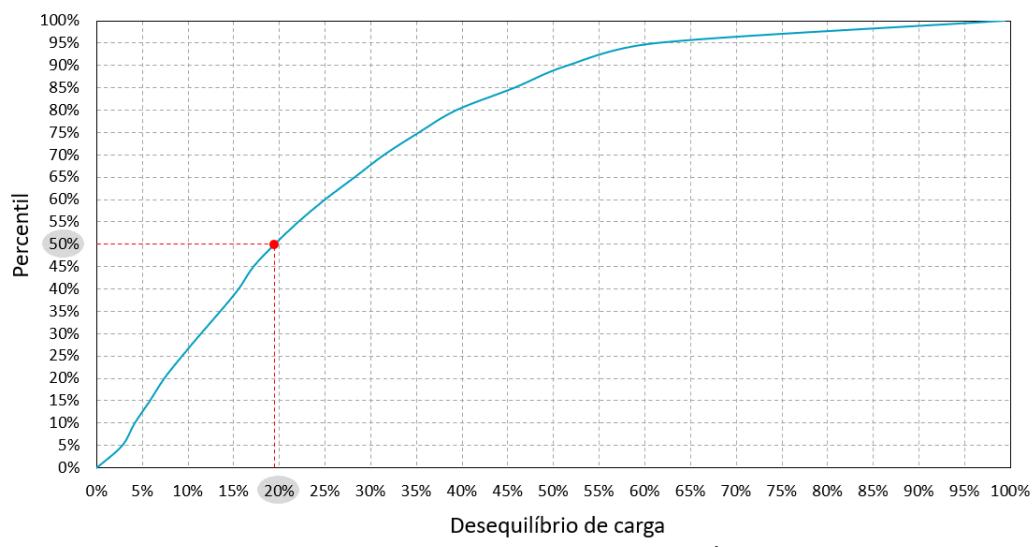


Fig. 39 - Probabilidade cumulativa de desequilíbrio de carga.

Da análise da Fig. 39, ainda que considerando-se a pequena amostra de 162 medições, pode-se observar, por exemplo, que:

- i) Quase 90% dos registros obtidos situam-se abaixo de 50% de amplitude de desequilíbrio de carga.
- ii) A mediana da ocorrência dos diversos registros situa-se em um valor de desequilíbrio de carga em torno de 20%.

Essa última observação corrobora com os limites estabelecidos por diversas distribuidoras de energia elétrica em suas normas internas, as quais estabelecem um limite de 20% para desequilíbrio de carga visando o planejamento das redes elétricas.

Assim, ainda que uma campanha de medição mais abrangente se mostre necessária, sugere-se, em um primeiro momento, a adoção de um valor máximo de desequilíbrio de carga igual a 20% para efeito de cálculo das perdas técnicas através de modelagens utilizando-se o OpenDSS. Para esse propósito, as cargas deverão ser redistribuídas entre as fases dos circuitos até o pleno atendimento a este critério.

“...sugere-se, em um primeiro momento, a adoção de um valor máximo de desequilíbrio de carga igual a 20% para efeito de cálculo das perdas técnicas através de modelagens utilizando-se o OpenDSS.”

QUESTÃO 34: Quais as vantagens e desvantagens de se adotar a interface DSS Extensions comparativamente à interface COM?

QUESTÃO 35: Há algum ponto de atenção em se empregar essa nova interface?

O EPRI (Electric Power Research Institute) disponibiliza o OpenDSS em diferentes versões, sendo as 3 mais comuns apresentadas a seguir:

1. OpenDSS.exe
 - Versão com a interface gráfica.
2. OpenDSSEngine.dll
 - Versão que necessita da interface COM do Windows [18]. Conforme o item 78 da seção III.11 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL [2], a ANEEL usa essa versão em seu programa chamado de ProgGeoPerdas desenvolvido em linguagem C Sharp.
3. OpenDSSDirect.dll
 - Apresenta as mesmas funções da versão OpenDSSEngine, porém sem a necessidade da interface COM.



[18] O que é a interface COM do Windows.



O DSS Extensions **NÃO** é uma interface a nenhuma das versões do OpenDSS disponibilizadas pelo EPRI. De fato, o DSS Extensions é uma ferramenta baseada em parte do código fonte do OpenDSS, no entanto, com alterações, inclusive em partes importantes do cálculo de fluxo de potência, conforme [19].

De acordo com o item 79 da seção III.11 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL [2], os desenvolvedores mencionam que o DSS Extensions apresenta principalmente três vantagens com relação ao OpenDSS. Sendo elas:

1. Menor tempo de simulação;
2. Flexibilidade em relação às funções internas do OpenDSS;
3. Uso em servidor com sistema operacional Linux e ambiente HPC.



[19] Site do DSS Extensions.

1) Menor tempo de simulação

Essa seção apresenta as simulações realizadas com o objetivo de comparar os tempos de simulação entre o DSS Extensions e OpenDSS.

As simulações são conduzidas pela linguagem de programação Python. Para o OpenDSS, utiliza-se o pacote Python py-dss-interface que é uma interface para a versão OpenDSSDirect.dll do OpenDSS. Já para o DSS Extensions, utilizou-se o pacote Python OpenDSSDirect.py que é uma interface do DSS Extensions. A seguir estão as versões dos programas:

- Python 3.9.13 64 bits;
- py-dss-interface: versão 1.0.2;
- OpenDSSDirect.py: versão 0.7.0;
- dss-python: versão 0.12.1;
- OpenDSSDirect.dll versão 9.5.1.1 64 bits.

O exemplo utilizado para a comparação, possui as principais funções que o ProgGeoPerdas utiliza quando se comunica/controla o OpenDSS. Sendo elas:

- a) Carrega alimentador;
- b) Configura a simulação;
- c) Altera as cargas durante a alocação de carga/energia, conforme Fig. 4;
- d) Lê os resultados dos registros dos medidores.



[20] Arquivos para a simulação das questões 33 e 34.

Os códigos em Python podem ser encontrados em [20].

Para o exemplo considerado, os resultados do tempo de simulação para o são apresentados na Tabela 21. As simulações foram realizadas em um computador Dell Precision 3560.



Tabela 21 - Comparação do tempo de simulação.

Programa	Tempo de Simulação
OpenDSS	37,93 s
DSS Extensions	30,53 s



[21] How to speed up your co-simulation using OpenDSS COM interface.

O DSS Extesions apresenta uma melhoria em torno de 20% a 25%, quando comparado com o OpenDSS. Nesse exemplo, utilizou-se a versão OpenDSSdirect.dll e não a utilizada pela ANEEL, OpenDSSengine.dll. No entanto, a documentação oficial apresenta uma comparação entre o tempo de simulação das duas versões do OpenDSS [21].

2) Flexibilidade em relação às funções internas do OpenDSS

O método atual da ANEEL e os projetos internos do EPRI que utilizam o OpenDSS, não necessita obter nenhuma flexibilidade às funções internas que já não estejam disponíveis nas versões OpenDSSDirect.dll e OpenDSSDirect.dll. No entanto, quando se verifica a necessidade de expor alguma funcionalidade, é adicionada nessas versões.

3) Uso em servidor com sistema operacional Linux e ambiente HPC

O DSS Extesions pode ser usado em sistemas operacionais Linux, diferentemente do OpenDSS. Como os membros do EPRI (as distribuidoras de energia elétrica) não utilizam o sistema operacional Linux, o EPRI ainda não encontrou razões para criar versão do OpenDSS para sistema operacional Linux.

De acordo com o item 80 da seção III.11 da NT 0047/2022-SRD/ANEEL [2], os desenvolvedores do DSS Extension mencionam que essa ferramenta é bastante utilizada pela comunidade. No entanto, é importante salientar que parte dos usuários que utilizam o DSS Extension, não sabem ou não sabiam quando começaram a utilizar o DSS Extension, que essa ferramenta não é uma interface a versão oficial do OpenDSS.

Por fim, sabe-se que o tempo de simulação é elevado para a versão atual do ProgGeoPerdas. Dessa forma, o Apêndice B (Sugestões para uso do OpenDSS) apresenta alternativas que podem ser utilizadas para diminuir o tempo de simulação.

APÊNDICE A

Sistema Teste

Como forma de validar as metodologias e simulações descritas neste documento, será modelado no OpenDSS um sistema teste hipotético com um alimentador, três barras, um transformador de potência e cargas MT e BT. O sistema teste pode ser observado na Fig. A.1.

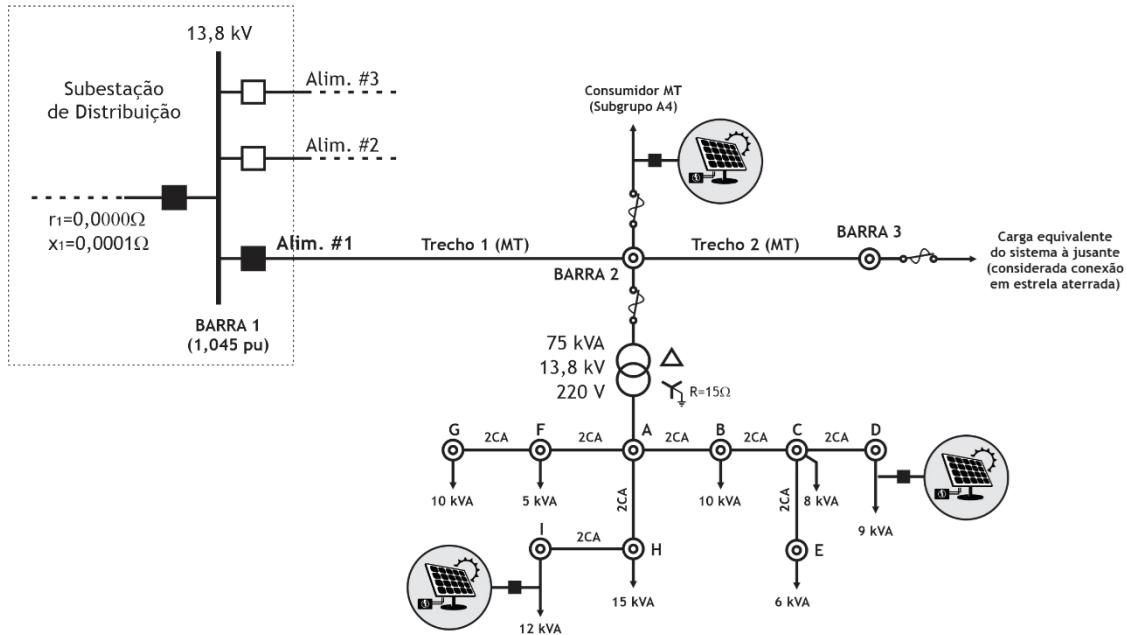


Fig. A.1 - Representação do sistema teste.

Alimentador

O alimentador, modelado idealmente de acordo com o recomendado pela ANEEL, é a fonte de tensão que representa o Equivalente de Thévenin do sistema. Os parâmetros declarados foram:

Tabela A.1 - Dados para a parametrização do elemento circuito.

Basekv (kV)	Phases	PU	Bus1	R1(Ω)	X1(Ω)
13.8	3	1.045	Barra1A	0	0.0001

Elemento Line

O elemento *Line* para o sistema teste será definido de acordo com as características elétricas verdadeiras das linhas. Sendo assim, para cada seguimento será definido separadamente a estrutura de rede e os tipos dos condutores.

A representação do Seguimento de Baixa Tensão é feita por meio da estrutura S1, constituída de três condutores de fase e um condutor de neutro, conforme informações apresentadas na Fig. A.2 e Tabela A.2. Percebe-se que os valores de resistência (RAC) dos condutores 2 AWG e 4 AWG utilizados estão em consonância com o Anexo 7.B do Módulo 7 dos PRODIST [1].

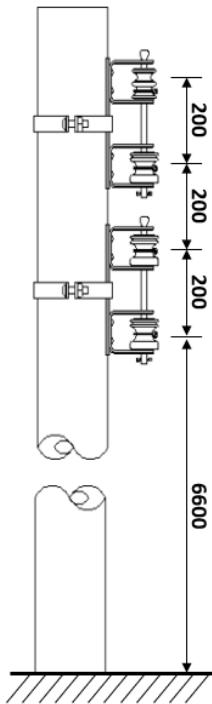


Fig. A.2 - Características da estrutura S1 e dados dos condutores do SBT considerado.

Tabela A.2 - Dados dos condutores do SBT considerados.

Fase	Altura (m)	Distância (m)	Condutor	RMG (m)	DIAM (cm)	RAC à 55 °C (Ω / km)	Ampacidade (A)
A	7.0	0.2	2 AWG	0.00269	0.741	0.975	190
B	6.8	0.2	2 AWG	0.00269	0.741	0.975	190
C	6.6	0.2	2 AWG	0.00269	0.741	0.975	190
N	7.2	0.2	4 AWG	0.00213	0.588	1.551	140

A representação do Ramal de Baixa Tensão é feita por meio da estrutura SI1 - BT Isolada, constituída de um condutor de fase e um condutor de neutro, conforme informações apresentadas na Fig. A.3 e Tabela A.3. O valor de resistência (RAC) do condutor Multiplex 35 mm² utilizado está em consonância com o Anexo 7.B do Módulo 7 dos PRODIST [1].

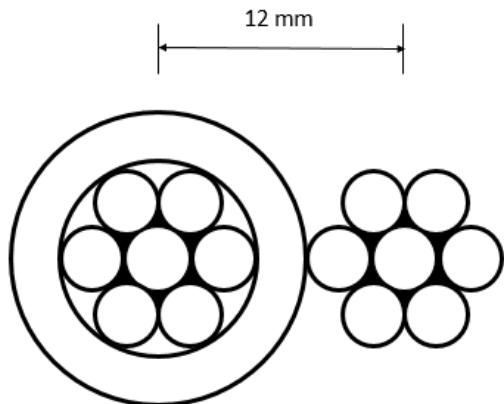


Fig. A.3 - Característica da estrutura SI1 - BT Isolada

Tabela A.3 - Dados dos condutores do RBT considerados.

Fase	Altura (m)	Distância (m)	Condutor	RMG (m)	DIAM (cm)	RAC à 55 °C (Ω / km)	Ampacidade (A)
A	7.1	-0.012	35 mm ²	0.0027	0.7	0.99043	120
Neutro	7.1	0.0	35 mm ²	0.0027	0.7	0.99043	120

A representação do Seguimento de Média Tensão é feita por meio da estrutura N1, constituída de três condutores de fase, conforme informações apresentadas na Fig. A.4 e Tabela A.4. O valor de resistência (RAC) do condutor 336,4 MCM utilizado está em consonância com o Anexo 7.B do Módulo 7 do PRODIST [1].

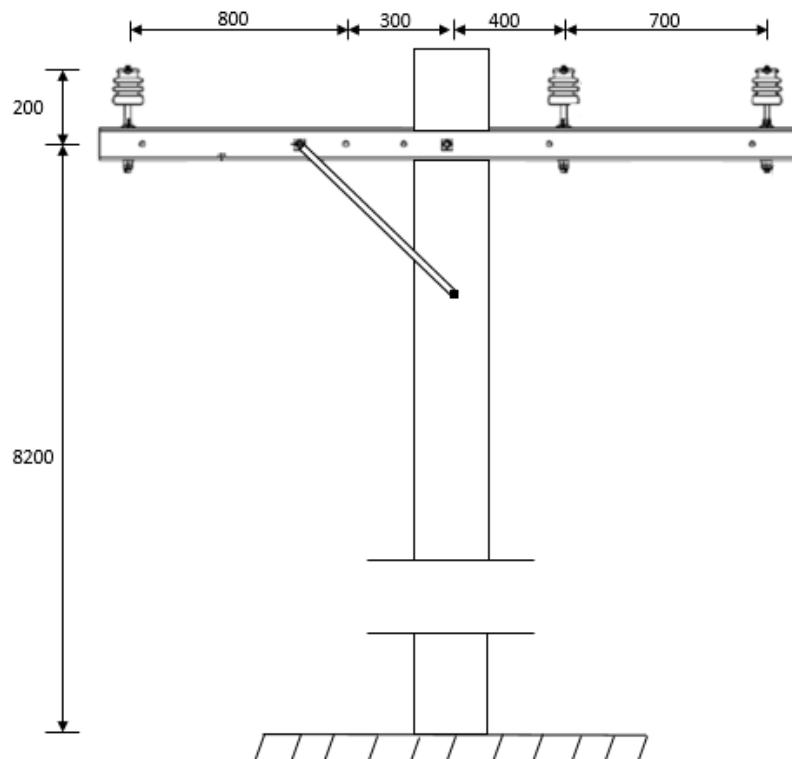


Fig. A.4 - Característica da estrutura N1

Tabela A.4 - Dados dos condutores do SMT considerados.

Fase	Altura (m)	Distância (m)	Condutor	RMG (m)	DIAM (cm)	RAC à 55 °C (Ω / km)	Ampacidade (A)
A	8.4	-1.1	336.4 MCM	0.00807	1.883	0.195	590
B	8.4	0.4	336.4 MCM	0.00807	1.883	0.195	590
C	8.4	1.1	336.4 MCM	0.00807	1.883	0.195	590

- Seguimento MT

Os parâmetros utilizados no OpenDSS são:

Tabela A.5 - Dados dos seguimentos MT

De Barra	Para barra	Geometry	Lenght	Units	Earthmodel
1B	2	N1	1	km	Carson
2	3	N1	1	km	Carson

- Seguimento BT

Os parâmetros utilizados no OpenDSS são:

Tabela A.6 - Dados dos seguimentos BT

De Barra	Para barra	Geometry	Lenght	Units	Earthmodel
C1_A	C1_B	S1_2AWG	0.05	km	Carson
C1_B	C1_C	S1_2AWG	0.05	km	Carson
C1_C	C1_D	S1_2AWG	0.05	km	Carson
C1_C	C1_E	S1_2AWG	0.05	km	Carson
C1_A	C1_F	S1_2AWG	0.05	km	Carson
C1_F	C1_G	S1_2AWG	0.05	km	Carson
C1_A	C1_H	S1_2AWG	0.05	km	Carson
C1_H	C1_I	S1_2AWG	0.05	km	Carson

- Ramais BT

Os parâmetros utilizados no OpenDSS são:

Tabela A.7 - Dados dos ramais BT

De Barra	Para barra	Geometry	Lenght	Units	Earthmodel
C1_B	C1_RBT_B	SI1_35mm2	0.015	km	Carson
C1_C	C1_RBT_C	SI1_35mm2	0.015	km	Carson
C1_D	C1_RBT_D	SI1_35mm2	0.015	km	Carson
C1_E	C1_RBT_E	SI1_35mm2	0.015	km	Carson
C1_F	C1_RBT_F	SI1_35mm2	0.015	km	Carson
C1_G	C1_RBT_G	SI1_35mm2	0.015	km	Carson
C1_H	C1_RBT_H	SI1_35mm2	0.015	km	Carson
C1_I	C1_RBT_I	SI1_35mm2	0.015	km	Carson

Transformador

Para o uso dos transformadores no OpenDSS, deve-se definir o tipo de conexão, modelagem, os dados dos ensaios de curto-círcuito e ensaio a



vazio. Sendo assim, para o sistema teste, foi definido um transformador trifásico de 75 kVA com seus parâmetros definidos na tabela a seguir.

Tabela A.8 - Dados dos parâmetros do transformador.

kvs	Phases	windings	conns	taps	kvas	%noloadloss	%loadloss	xhl
13.8			delta	0.956	75		1.34	
0.22	3	2	wye	1	75	0.34		3.23

Para um transformador de 75 kVA, os valores referentes às perdas são obtidos da Tabela A.1.

Tabela A.9 - Valores de perdas para transformadores trifásicos com tensões máximas de 15 kV [1].

Potência do transformador (KVA)	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)
15	75	370
30	130	630
45	170	855
75	255	1260
112,5	335	1705
150	420	2110
225	560	2945
300	700	3670

De acordo com a ANEEL, os secundários dos transformadores de distribuição devem apresentar uma resistência de aterramento que é representada por um reator de aterramento de 15Ω no OpenDSS, segue assim seus parâmetros são definidos da seguinte forma:

Tabela A.9 - Dados dos parâmetros do reator

Phases	R (Ω)	X (Ω)	Basefreq (Hz)
1	15	0	60

Cargas MT

As cargas de MT são representadas na Tabela A.10.

Tabela A.10 - Cargas MT

Dados de carga (FP=0.92)	
Carga	S (kVA)
Delta	100
Wye	10.000



Cargas BT

As cargas dos ramais BT são representadas na Tabela A.6.

Tabela A.11 - Cargas do Ramal BT

Dados de carga (FP=0.92)

Carga	S (kVA)
A	-
B	10
C	8
D	9
E	6
F	5
G	10
H	15
I	12



APÊNDICE B

Sugestões para uso do OpenDSS

Este apêndice tem como objetivo apresentar algumas sugestões para uso do OpenDSS, visando otimização dos processos utilizados e redução de tempo de processamento. Os códigos sobre cada sugestão podem ser acessados em [22].

1) Uso do elemento geral XfmrCode

Assim como atualmente os ramais de baixa tensão e os segmentos de média e baixa tensão são definidos por meio de LineCode, os transformadores também podem ser definidos por meio do elemento XfmrCode. Tal elemento pode armazenar as características elétricas dos transformadores, conforme estabelecido no Módulo 7 do PRODIST [1], e ser associado à cada transformador utilizando sua propriedade XfmrCode. A documentação sobre o elemento XfmrCode pode ser acessada em [23] e um exemplo pode ser acessado em [22].

2) Uso da funcionalidade Circuit Reduction do OpenDSS

A funcionalidade Circuit Reduction tem o objetivo de reduzir as barras do alimentador antes de resolver a simulação. Essa funcionalidade apresenta diversas opções de redução, porém, no contexto de perdas técnicas é sugerido usar a opção padrão que apenas reduz ambas as barras intermediárias e finais que não se conectam a nenhum elemento. A documentação sobre a funcionalidade Circuit Reduction pode ser consultada em [24]. Um exemplo pode ser acessado em [22]. Neste exemplo, há uma redução de aproximadamente 10% no tempo computacional para uma simulação diária.

É importante mencionar que há um custo computacional para realizar a redução, no entanto, se o alimentador for carregado em memória apenas uma vez, e em seguida for reduzido, esse tempo será desprezível.

3) Atualização das cargas

O ProgGeoPerdas necessita atualizar as cargas técnicas e não técnicas diversas vezes durante o processo de cálculo de perdas. O programa altera as cargas individualmente pelo método ‘text’ da interface COM. Essa alternativa utiliza o comando ‘edit’ do OpenDSS, conforme a seguir:

```
Edit load.carga1 kw=kw_MESi_dIAj daily= daily_MESi_dIAj
```



[22] Arquivo para acessar os códigos de sugestão.



[23] XfmrCode



[24] Circuit Reduction.

Uma alternativa que pode ser mais eficiente é utilizar as capacidades da linguagem de programação para escrever um arquivo com todos os comandos edits, e em seguida usar o comando redirect do OpenDSS. Um exemplo apresentando esta alternativa pode ser visto em [22]. Nesse exemplo, os tempos de simulação são praticamente os mesmos. No entanto, vale salientar que se pode utilizar alternativas mais eficientes de escrever o arquivo com os novos valores das cargas, e, portanto, reduzir o tempo de simulação.

4) Reduzir o número de cargas modeladas

Atualmente, com objetivo de modelar as cargas de acordo com suas características em relação à variação de tensão, a ANEEL modela cada carga utilizando dois elementos *loads* (uma utilizando o modelo de potência ativa constante e potência reativa quadrática - ou seja, reatância constante - e outra utilizando o modelo de 100% impedância constante), além da parcela de carga não-técnica, correspondente àquela mesma carga, com mais dois elementos *loads*. Assim, em geral, cada carga é modelada por 4 elementos *loads*. Uma alternativa seria modelar a carga técnica utilizando o modelo ZIP do OpenDSS, utilizando os valores para a propriedade ZIPPV apresentados a seguir:

Parcela Ativa com 50% P cte e 50% Z cte

Parcela Reativa com 100% Z cte

ZIPPV = [0.5 0 0.5 1 0 0 0]

A carga não-técnica também pode ser modelada como uma outra carga ZIP em paralelo ou seu efeito ser adicionado na carga ZIP que representa a carga técnica. Sendo a segunda opção a que apresentará o menor tempo de simulação.

5) Usar a versão OpenDSSdirect.dll e não a OpenDSSengine.dll

A versão OpenDSSengine.dll precisa da interface COM que, em geral, é única por computador com sistema Windows. Esse fato impossibilita o usuário abrir e rodar mais de uma instância do programa ProgGeoPerdas.

Com a versão OpenDSSdirect.dll é possível rodar mais de uma instância por vez. Ela ainda possibilita o uso das capacidades de processamento paralelo da linguagem de programação que controla o OpenDSS.

O exemplo em [22] apresenta dois arquivos cada com uma simulação diária configurada. O arquivo run_serie.py roda cada alimentador de forma sequencial e o arquivo run_paralelo.py, roda os dois em paralelo. Isso comprova que com a versão OpenDSSdirect.dll é possível rodar mais de uma instância do OpenDSS.



Nesse caso, a redução de tempo de simulação quando a simulação é realizada de forma paralela é de aproximadamente 40%.

Essa alteração não deve ser trabalhosa, dado ao fato que o ProgGeoPerdas apresenta grande parte do controle utilizando o método/interface text. Outros métodos que são utilizados pertencem as interfaces *Circuit*, *Solution* e *ControlQueue*. Portanto, a alteração da OpenDSSengine.dll para a OpenDSSdirect.dll será uma tarefa rápida.



Créditos:

Prof. M.Sc. Lucas Rodrigues de Almeida
Prof. M.Sc. Eduardo Tavares Silvério
Eng^a. Isabela França Novais, M.Sc.
Eng^o. Rodrigo Nobis da Costa Lima, D.Sc.
Prof. M.Sc. Vanildo Rodrigues Neves Junior
Eng^o. Paulo Radatz, M.Sc.
Prof. Dr. José Rubens Macedo Junior

LADEE/UFU
LADEE/UFU
LADEE/UFU
LADEE/UFU
LADEE/UFU
EPRI
LADEE/UFU

 www.linkedin.com/company/ladee
www.linkedin.com/company/epri

 jrubens@ufu.br
pradatz@epri.com

