

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

JÚLIA SIMEONI PAUL

**ANÁLISE DOS PARÂMETROS REGULATÓRIOS NO CÁLCULO DAS
PERDAS TÉCNICAS: ESTUDO DE CASO NA CELESC
DISTRIBUIÇÃO**

FLORIANÓPOLIS, 2021.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

JÚLIA SIMEONI PAUL

**ANÁLISE DOS PARÂMETROS REGULATÓRIOS NO CÁLCULO DAS
PERDAS TÉCNICAS: ESTUDO DE CASO NA CELESC
DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação de Mestrado submetida ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Professor Orientador: Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2021.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Paul, Júlia Simeoni

Análise dos Parâmetros Regulatórios no Cálculo das Perdas Técnicas: Estudo de Caso na Celesc Distribuição /Júlia Simeoni Paul; orientação de Edison Antonio Cardoso Aranha Neto. - Florianópolis, SC, 2021.

104 p.

Dissertação (Mestrado) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Perdas técnicas.
2. Parâmetros regulatórios.
3. OpenDSS.
4. BDGD.
5. Celesc. I. Aranha Neto, Edison Antonio Cardoso. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. Análise dos Parâmetros Regulatórios no Cálculo das Perdas Técnicas: Estudo de Caso na Celesc Distribuição.

ANÁLISE DOS PARÂMETROS REGULATÓRIOS NO CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS: ESTUDO DE CASO NA CELESC DISTRIBUIÇÃO

JÚLIA SIMEONI PAUL

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 15 de setembro de 2021.

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO
Data: 09/10/2021 09:39:11-0300
CPF: 005.835.469-78

Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.

Orientador/IFSC

Prof. Mauricio Sperandio, Dr. Eng.

UFSM

DocuSigned by:

Ricardo Guembarovski

B63A40A5C4EB4D1...

Ricardo Haus Guembarovski, Dr. Eng.

Documento assinado digitalmente



Rubipiara Cavalcante Fernandes
Data: 20/09/2021 18:49:38-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Rubipiara Cavalcante Fernandes, Dr. Eng.

IFSC

*Este trabalho é dedicado
ao meu avô
José Simeoni*

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Sônia e Charles e ao meu irmão Lelo. Mesmo não sendo da área de exatas, sempre me encorajaram durante os meus anos de estudo e dedicação.

Ao meu orientador Dr. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, pelas inúmeras revisões durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu gerente Baran, na Celesc Distribuição, que me apresentou o programa de mestrado e que sempre me incentiva a buscar o melhor para a empresa em que trabalhamos.

À minha equipe da Divisão de Base Regulatória, que são os funcionários mais dedicados que já conheci, além de extremamente inteligentes. Agradecimento especial ao Lucas Guedes Santos, por todas as conversas sobre perdas técnicas que tivemos ao longo desta pesquisa.

Aos amigos que fiz ao longo dos anos jogando *World of Warcraft*, especialmente os membros da Jubbguild. São as pessoas que me proporcionaram uma ótima distração e pura diversão nos momentos que mais precisei.

Por fim, ao meu esposo André Ikeda Cantão, que sempre me auxilia e me apoia incondicionalmente.

*"It has been said, that in the end of all things, we would find a new beginning."
Leah from Diablo*

RESUMO

No Brasil, as perdas técnicas regulatórias dos sistemas de distribuição são definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e esse montante define a receita da distribuidora para cobrir os gastos referentes à energia perdida no transporte. O método empregado para o cálculo de perdas técnicas é via fluxo de potência e, desse modo, os sistemas elétricos precisam ser modelados em detalhe. No intuito de diminuir as informações requeridas das distribuidoras, e também para estimular a eficiência energética nos sistemas elétricos, o órgão regulador definiu parâmetros para a metodologia. No entanto, alguns desses critérios e simplificações não representam sistemas reais e necessitam ser estudados mais profundamente. Nesse contexto, essa dissertação apresenta uma comparação entre os parâmetros adotados pela ANEEL frente aos parâmetros identificados em sistemas elétricos reais, tendo como estudo de caso a Celesc Distribuição, uma concessionária pública localizada no sul do Brasil que atende mais de três milhões de unidades consumidoras. O estudo é conduzido com o *Open Distribution System Simulator* – OpenDSS, o mesmo *software* adotado pela ANEEL, no qual são modelados os alimentadores da concessionária através das informações da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD. Os parâmetros regulatórios estudados são: adoção do modelo ZIP para as cargas (50% potência constante e 50% impedância para a parcela ativa de carga e 100% impedância constante para a parcela reativa de carga), consideração somente da impedância de sequência positiva dos condutores, adoção de perdas regulatórias para os transformadores, adoção de 0,92 indutivo como fator de potência de todas as cargas e desconsideração de todos os elementos de compensação de energia reativa. Esses critérios e simplificações são testados de forma independente dos demais, com o objetivo de medir o impacto de cada um deles no valor total de perdas técnicas dos alimentadores da distribuidora. Com isso, essa proposta espera melhorar a metodologia empregada pelo órgão regulador no cálculo das perdas técnicas, especialmente em relação aos critérios adotados, já que os resultados mostram os efeitos reais de alguns dos parâmetros das perdas técnicas nos sistemas de distribuição.

Palavras-chave: Perdas técnicas. Parâmetros regulatórios. OpenDSS. BDGD. Celesc.

ABSTRACT

In Brazil, regulatory technical losses of the distribution systems are defined by the Brazilian Electricity Regulatory Agency – ANEEL, and the calculated amount defines how much revenue the utility will have to cover the costs due to the energy lost during transportation. The method applied on technical losses calculation is via power flow, thereby systems need to be modeled in detail. In favor of reducing the amount of information required from the utilities, and also of stimulating energy efficiency in the electric systems, ANEEL established parameters for the methodology. However, some of these assumptions and simplifications do not represent real systems and need to be studied more in depth. In this context, this dissertation presents a comparison of the parameters adopted by ANEEL with real parameters identified in the distribution systems, with a case study from Celesc Distribuição, a public utility that counts over three million clients, located in south of Brazil. The study is conducted with Open Distribution System Simulator – OpenDSS, the same software adopted by ANEEL, in which the feeders from the utility are modeled based on the geographic database from the electricity distribution company, referred as BDGD. The regulatory parameters studied are: adoption of ZIP model for power demand loads (50% constant power and 50% constant impedance for active power demand, and 100% constant impedance for the reactive power demand), account of only positive sequence impedance of lines, adoption of regulatory losses for transformers, adoption of 0.92 inductive power factor for all loads and neglect all reactive power from compensation equipment. The assumptions and simplifications are tested independently from one another in order to measure the impact of each one in the total amount of technical losses in the utility's feeders. Therefore, this proposal seeks to improve the methodology applied by the regulatory agency for the calculation of technical losses concerning the adopted parameters, as the results show a reasonable and realistic understanding of the effects of some parameters regarding technical losses of distribution systems.

Keywords: Technical losses. Regulatory parameters. OpenDSS. BDGD. Celesc.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparação entre os resultados de perdas técnicas apuradas pela própria distribuidora e pela ANEEL	18
Figura 2 – Evolução das perdas na transmissão e na distribuição no mundo.....	23
Figura 3 - Evolução das perdas na distribuição referente à energia injetada em países europeus que não exederam 9% ao longo dos anos	24
Figura 4 - Evolução das perdas na distribuição referente à energia injetada em países europeus que exederam 9% ao longo dos anos	25
Figura 5 – Perdas técnicas no Brasil em 2020	26
Figura 6 – Impedâncias em um circuito trifásico	42
Figura 7 - Conexão com banco de dados no ProgGeoPerdas	56
Figura 8 - Interface de execução no ProgGeoPerdas	57
Figura 9 - Resultados do ProgGeoPerdas no Microsoft SQL	57
Figura 10 - Transformação das entidades BDGD para arquivos .dss	58
Figura 11 - Fluxograma simplificado do procedimento de avaliação das perdas	62
Figura 12 - Fluxograma da metodologia do trabalho.....	64
Figura 13 - Evolução do percentual de perdas técnicas sobre a energia injetada na Celesc Distribuição	66
Figura 14 - Curva de carga diária agregada para consumidores MT	69
Figura 15 - Curva de carga diária agregada para consumidores BT da classe residencial	70
Figura 16 - Curva de carga diária agregada para iluminação pública	70
Figura 17 - Dispersão da diferença entre os percentuais de perdas técnicas do caso de estudo (potência constante) e do caso base em 684 alimentadores	72
Figura 18 - Dispersão da diferença entre os percentuais de perdas técnicas do caso de estudo (impedância zero) e do caso base em 694 alimentadores	75
Figura 19 - Dispersão da diferença entre os percentuais de perdas técnicas do caso de estudo (transformadores de distribuição) e do caso base em 680 alimentadores	77
Figura 20 - Dispersão da diferença entre os percentuais de perdas técnicas do caso de estudo (consideração dos bancos de capacitores) e do caso base em 429 alimentadores	80
Figura 21 - Barramento	100
Figura 22 - Terminais de um elemento do circuito	100
Figura 23 - Interpretação da rede pelo OpenDSS.....	103
Figura 24 - Ciclo iterativo de solução no OpenDSS	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de perdas para transformadores trifásicos com tensões máximas de 15 kV	45
Tabela 2 - Entidades que compõem a BDGD	50
Tabela 3 - Comparação entre os resultados dos 464 alimentadores que possuem BC, alterando-se o fator de potência das cargas e considerando os BC	81
Tabela 4 - Comparação entre os resultados dos 724 alimentadores alterando-se o fator de potência das cargas e considerando os BC em 464 alimentadores	82
Tabela 5 - Comparação entre os resultados dos parâmetros regulatórios estudados para os 724 alimentadores da Celesc Distribuição	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ARAT – Área de Atuação

BAR – Barramento

BC – Banco de Capacitores

BDGD – Base de Dados Geográfica da Distribuidora

BE – Balanço de Energia

BRR – Base de Remuneração Regulatória

CIGRE – International Council on Large Electric Systems

COM – *Component Object Model*

CONJ – Conjunto

CRTP – Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas

CTAT – Circuito de Alta Tensão

CTMT – Circuito de Média Tensão

DO – Domingo

DU – Dia Útil

EP – Energia Passante

EQ – Equipamento

EQCR – Equipamento Compensador de Reativo

EQME – Equipamento Medidor

EQRE – Equipamento Regulador

EQSE – Equipamento Seccionador

EQSIAT – Equipamento Sistema de Aterramento

EQTRD – Equipamento Transformador de Distribuição

EQTRM – Equipamento Transformador de Medida

EQTRS – Equipamento Transformador de Subestação

EQTRSX – Equipamento Transformador de Serviço Auxiliar

INDGER – Indicadores Gerenciais

MCPSE – Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico

MRT – Monofilares com Retorno por Terra

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

OpenDSS – *Open Distribution System Simulator*

PAC – Ponto de Acoplamento

PC – Power Conversion Elements

PD – Power Delivery Elements

PIP – Ponto de Iluminação Pública

PNT – Perda Não Técnica

PONNOT – Ponto Notável

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PT – Perda Técnica

RAMLIG – Ramal de Ligação

RMG – Raio Médio Geométrico

RTP – Revisão Tarifária Periódica

SA – Sábado

SDAT – Sistemas de Distribuição em Alta Tensão

SDMT – Sistemas de Distribuição em Média Tensão

SDBT – Sistemas de Distribuição em Baixa Tensão

SED – Subestações de Distribuição

SEGCON – Segmento Condutor

SIGR – Sistema de Informação Geográfica Regulatório

SSDAT – Segmento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão

SSDBT – Segmento do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão

SSDMT – Segmento do Sistema de Distribuição de Média Tensão

SUB – Subestação

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

UCAT – Unidade Consumidora de Alta Tensão

UCBT – Unidade Consumidora de Baixa Tensão

UCMT – Unidade Consumidora de Média Tensão

UGAT – Unidade Geradora de Alta Tensão

UGBT – Unidade Geradora de Baixa Tensão

UGMT – Unidade Geradora de Média Tensão

UN – Unidade

UNCRAT – Unidade Compensadora de Reativo de Alta Tensão

UNCRBT – Unidade Compensadora de Reativo de Baixa Tensão

UNCRMT – Unidade Compensadora de Reativo de Média Tensão

UNREAT – Unidade Reguladora de Alta Tensão

UNREMT – Unidade Reguladora de Média Tensão

UNSEAT – Unidade Seccionadora de Alta Tensão

UNSEBT – Unidade Seccionadora de Baixa Tensão

UNSEMT – Unidade Seccionadora de Média Tensão

UNTRD – Unidade Transformadora de Distribuição

UNTRS – Unidade Transformadora de Subestação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Justificativa	17
1.2	Definição do problema	18
1.3	Objetivos	19
1.3.1	Objetivo geral	19
1.3.2	Objetivos específicos	19
1.4	Estrutura do trabalho	20
2	PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA	21
2.1	Perdas de energia em sistemas de distribuição	21
2.1.1	Perdas técnicas.....	21
2.1.2	Perdas não técnicas.....	22
2.2	Perdas em números	23
2.3	Influência das perdas na tarifa de energia no Brasil	26
2.4	Metodologias de cálculo das perdas técnicas	28
3	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS REGULATÓRIAS	30
3.1	Histórico	30
3.2	Parâmetros regulatórios	33
3.2.1	Modelo de representação da carga.....	36
3.2.2	Impedância dos cabos	40
3.2.3	Perdas nominais nos transformadores de distribuição.....	44
3.2.4	Bancos de capacitores e fator de potência 0,92 para cargas	46
3.3	O <i>software</i> OpenDSS	47
3.4	A Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD	48
3.4.1	Histórico	49
3.4.2	Estrutura.....	50
3.4.3	Obrigações e prazos	52
3.4.4	Testes de consistência da base	52
3.4.5	Validação das perdas técnicas.....	53
3.5	A campanha de medição	54
3.6	Cálculo de perdas técnicas regulatórias atual	54
3.6.1	Interface do ProgGeoPerdas.....	55
3.6.2	Exportação dos arquivos no formato .dss	58
3.6.3	Funcionamento do ProgGeoPerdas.....	59
3.6.4	Demais considerações no cálculo de perdas regulatório	61
4	METODOLOGIA	63
5	ESTUDO DE CASO DOS PARÂMETROS REGULATÓRIOS	65
5.1	A Celesc Distribuição	65
5.1.1	Histórico	65
5.1.2	Celesc Distribuição em números.....	66
5.2	Cálculo de perdas técnicas regulatórias	67
5.3	Dados do sistema elétrico em estudo	68
5.3.1	Rede	68
5.3.2	Caracterização da carga	69
5.4	Estudos de caso dos parâmetros regulatórios	70
5.4.1	Modelo de representação de carga.....	71

5.4.2	Impedância dos cabos	74
5.4.3	Perdas nos transformadores de distribuição.....	76
5.4.4	Bancos de capacitores e fator de potência das cargas.....	79
5.4.5	Comparação dos resultados	83
6	CONCLUSÕES.....	85
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	88
	REFERÊNCIAS.....	90
	APÊNDICE A – OPENDSS	100

1 INTRODUÇÃO

As perdas técnicas de energia são inerentes aos processos de geração, transmissão e distribuição, e estão associadas aos elementos do sistema elétrico e suas características.

Existe um custo associado à energia que é perdida durante o transporte, pois trata-se de uma energia que foi produzida, porém não chegou ao consumidor final. Em 2020, no Brasil, o montante de perdas técnicas multiplicado pelo valor da energia foi equivalente a R\$ 8,5 bilhões (ANEEL, 2021a). Esse custo é repassado ao consumidor através da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD. O montante de energia associado às perdas que será repassado à tarifa é definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL com base na estimativa de perdas da concessionária realizada pelo próprio órgão regulador. Esse processo de cálculo ocorre a cada quatro ou cinco anos, e é realizado durante o processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP das concessionárias.

O cálculo regulatório de perdas técnicas partiu de um cálculo mais simplificado para uma metodologia bastante detalhada, na qual o sistema elétrico de média e baixa tensão da distribuidora é submetido a uma análise de fluxo de potência por alimentador. Com isso, é definido um percentual de perdas técnicas a ser utilizado na definição da tarifa da distribuidora até a próxima RTP.

Cabe ressaltar que não é de interesse do órgão regulador obter os valores reais das perdas técnicas das distribuidoras de energia, e sim estimar as perdas de maneira que instiguem as concessionárias a buscarem atingir patamares técnicos eficientes de desempenho. No que tange o cálculo das perdas técnicas, um dos objetivos da ANEEL é incentivar as distribuidoras na constante prática de esforços de redução de suas perdas técnicas tendo em vista a modicidade tarifária.

Diversos parâmetros e considerações são utilizados no cálculo das perdas técnicas regulatórias, seja por aspectos operativos dos sistemas de distribuição ou pela dificuldade de se obter certas informações. Além disso, esses parâmetros exercem a função de incentivar a eficiência energética das redes elétricas das concessionárias.

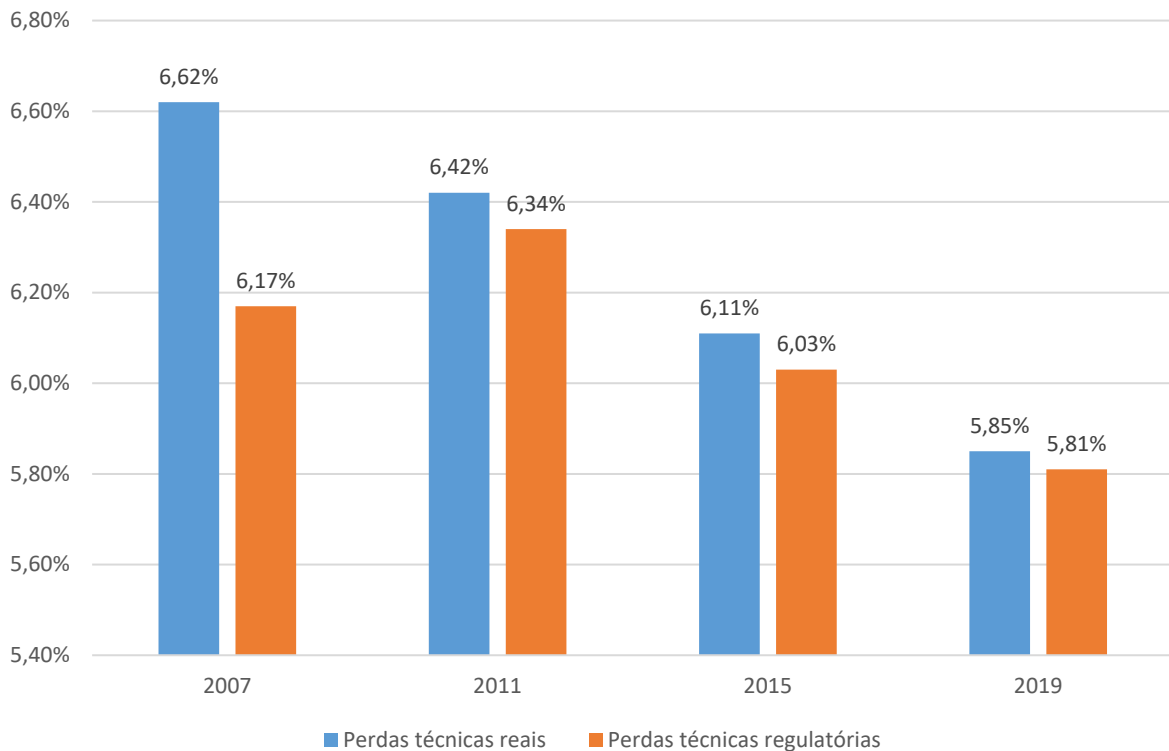
1.1 Justificativa

O cálculo das perdas técnicas faz parte do conjunto de atividades desempenhadas pelas distribuidoras de energia. Essa é uma prática importante a fim de possibilitar o controle e a gestão de investimentos nas redes elétricas como construção de subestações, recondutoramentos, alocação de bancos de capacitores, substituição de transformadores, dentre outras medidas. Nesse contexto, é imprescindível que essa estimativa seja a mais próxima possível do real. Sendo assim, de modo geral, os parâmetros regulatórios definidos pela ANEEL não fazem parte do cálculo de perdas técnicas reais das concessionárias

Ainda que o objetivo do órgão regulador não seja estimar as perdas elétricas do modo mais fiel à realidade, visto que assim certas ineficiências das concessionárias seriam transferidas às tarifas de energia, os parâmetros podem ser definidos de outras maneiras. No ponto de vista das concessionárias de energia e outros agentes envolvidos, alguns dos parâmetros estabelecidos pela ANEEL podem não representar a melhor forma de estimar as perdas de energia dos sistemas de distribuição. Posto isso, faz-se conveniente propor ao órgão regulador certas melhorias que visem avanços na estimativa, porém sem comprometer a eficácia do modelo de incentivo às empresas para o gerenciamento de seu sistema de distribuição com vistas ao controle do nível de perdas.

Para exemplificar o efeito das diferenças em relação ao cálculo próprio da distribuidora e o cálculo regulatório da ANEEL, na Figura 1 podem ser visualizados os percentuais calculados com as duas metodologias nos mesmos anos para a concessionária Celesc Distribuição, utilizando-se a mesma base de dados.

Figura 1 - Comparação entre os resultados de perdas técnicas apuradas pela própria distribuidora e pela ANEEL



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Através da diferença verificada entre os percentuais de perdas técnicas obtidos com a metodologia própria e com a metodologia da ANEEL, percebe-se o impacto dos parâmetros regulatórios nos resultados.

1.2 Definição do problema

Os parâmetros regulatórios, definidos pela ANEEL no Módulo 7 – Cálculo das Perdas na Distribuição dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, são utilizados no cálculo de perdas técnicas regulatórias realizado pela ANEEL. Por mais que esses parâmetros tenham o objetivo de incentivar as concessionárias de energia a serem eficientes e de diminuir as informações demandadas para o cálculo, podem acarretar inconformidades na estimativa de perdas técnicas. Certas divergências decorrem do fato de que alguns dos parâmetros não representam os sistemas elétricos das distribuidoras de forma fidedigna, como por exemplo não considerar elementos de compensação de reativos

na análise, ou utilizar 0,92 indutivo como fator de potência para todas as cargas do sistema.

É necessário um estudo mais aprofundado sobre esses parâmetros, que avalie os impactos que a adoção desses critérios exerce no cálculo de perdas técnicas das concessionárias do Brasil, já que impacta diretamente o repasse monetário das perdas técnicas nas tarifas de distribuição. Frente aos resultados obtidos nos experimentos realizados, entende-se que é possível propor melhorias no cálculo de perdas técnicas ao órgão regulador.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo do trabalho é avaliar a pertinência de alguns dos parâmetros do cálculo regulatório de perdas técnicas, tendo a Celesc Distribuição como estudo de caso.

1.3.2 Objetivos específicos

No sentido de alcançar o objetivo geral, traçaram-se os seguintes objetivos específicos a serem alcançados no decorrer deste trabalho:

- a) estudar os parâmetros regulatórios e os possíveis motivos que levaram a adoção de cada um dos critérios adotados;
- b) simular o cálculo de perdas técnicas regulatório para 724 alimentadores da concessionária Celesc Distribuição;
- c) substituir os parâmetros regulatórios estabelecidos de forma individual por critérios mais aproximados ao que de fato ocorre no sistema elétrico da Celesc Distribuição e comparar os resultados obtidos;
- d) propor mudanças nos parâmetros regulatórios com base nos resultados dos testes realizados durante o estudo.

1.4 Estrutura do trabalho

Esta dissertação está estruturada em 6 capítulos, sendo que no Capítulo 1 é apresentado o contexto do estudo realizado, bem como a justificativa para a elaboração desse trabalho e objetivos a serem alcançados.

No Capítulo 2 é descrita a composição das perdas de energia, suas origens e a representatividade desse montante frente a toda energia produzida no cenário global e nacional. Também é explicada a relação entre as perdas regulatórias e a tarifa de energia e apresentados os principais métodos utilizados para estimar as perdas técnicas.

O Capítulo 3 contempla um histórico da evolução do cálculo regulatório desde o primeiro ciclo de revisões tarifárias até hoje. São apresentados os parâmetros regulatórios adotados pela ANEEL, bem como considerações dos agentes referentes aos critérios e uma vasta pesquisa literária. Também são listados os dados para o processo de cálculo regulatório das distribuidoras e como se procede a conversão dessas informações para o formato de leitura da ferramenta de simulação. É apresentado o *software* desenvolvido pela ANEEL para proceder o cálculo por fluxo de potência, bem como algumas de suas funcionalidades.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia para apuração dos resultados desse trabalho.

No Capítulo 5 é descrita a Celesc Distribuição, concessionária que serve de base para o estudo de caso, e é feita uma breve explicação sobre o *software* utilizado para a realização dos testes. Ainda, são apresentados os resultados dos testes frente aos parâmetros regulatórios estudados, bem como as recomendações baseadas nos resultados.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões da dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, no Apêndice A, é feita uma explicação do método de Newton de fluxo de potência, empregado no cálculo regulatório por meio da ferramenta de simulação utilizada.

2 PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo é efetuada uma revisão da literatura de perdas de energia em sistemas de distribuição, abordando a segregação entre perdas técnicas e não técnicas, bem como a representatividade das perdas no Brasil e no mundo. Com enfoque nas perdas técnicas, são descritas as causas e as principais metodologias empregadas para o cálculo.

2.1 Perdas de energia em sistemas de distribuição

Uma definição para as perdas totais de energia em um sistema de distribuição, também chamadas de perdas globais, é dada pela diferença entre a energia injetada em uma determinada rede e a energia consumida pelas cargas da mesma rede. Essa formulação, denominada balanço de energia, é representada na Equação (1).

$$\textit{Perdas Totais} = \textit{Energia Injetada} - \textit{Consumo} \quad (1)$$

As perdas totais são segregadas em perdas técnicas e perdas não técnicas, conforme Equação (2). As perdas de origem técnica ocorrem devido a fenômenos físicos, como explanado em 2.1.1. Já as perdas não técnicas, ou perdas comerciais, correspondem à diferença entre as perdas totais e perdas técnicas e sua definição e origens são abordadas em 2.1.2.

$$\textit{Perdas Totais} = \textit{Perdas Técnicas} + \textit{Perdas Não Técnicas} \quad (2)$$

2.1.1 Perdas técnicas

As perdas técnicas são inevitáveis no transporte de energia, seja na transmissão ou na distribuição. São originárias do processo de dissipação de energia dos equipamentos do sistema elétrico, entre eles condutores, transformadores e geradores. Os montantes correspondentes às perdas técnicas dependem das propriedades dos componentes do sistema, como resistências, reatâncias, capacitâncias, tensões, correntes e potências (SURIYAMONGKOL, 2002).

As perdas por efeito Joule, também conhecidas como perdas ôhmicas, ocorrem devido à dissipação de calor para o ambiente, variam dependendo da resistência elétrica dos condutores e são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica passante (PENIN, 2008). Essas perdas, tidas como variáveis, correspondem a cerca de dois terços a três quartos das perdas técnicas em sistemas de potência (CIRED, 2017).

Uma parcela das perdas também decorre devido às perdas no ferro, principalmente relacionada aos transformadores de potência, e são compostas por:

- a) perdas por histerese: decorrentes da inversão da polaridade magnética no núcleo de transformadores. Constituem a maior parcela das perdas no ferro (EUROPEAN UNION MWH, 2016);
- b) perdas por efeito Foucault ou correntes parasitas: provocadas pelas correntes induzidas que circulam no material ferromagnético, gerando aquecimento.

Essas perdas são, em geral, são chamadas de fixas, pois não dependem da carga (ELECTRICITY NORTH WEST LIMITED, 2015), ainda que variem com a amplitude e frequência da tensão, e são constantes durante a vida-útil do equipamento, motivo pelo qual são normalmente já informadas pelo fabricante (GRAINGER; KENDREW, 1989).

2.1.2 Perdas não técnicas

As perdas não técnicas, também conhecidas como perdas comerciais, correspondem ao montante de energia que não é medido pelas distribuidoras de energia. A partir da apuração das perdas totais e das perdas técnicas, as perdas não técnicas são obtidas pela diferença entre os montantes. A partir desse fato, é possível deduzir que as perdas não técnicas englobam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, como furtos de energia, erros de medição, erros de faturamento, entre outros (ANEEL, 2006).

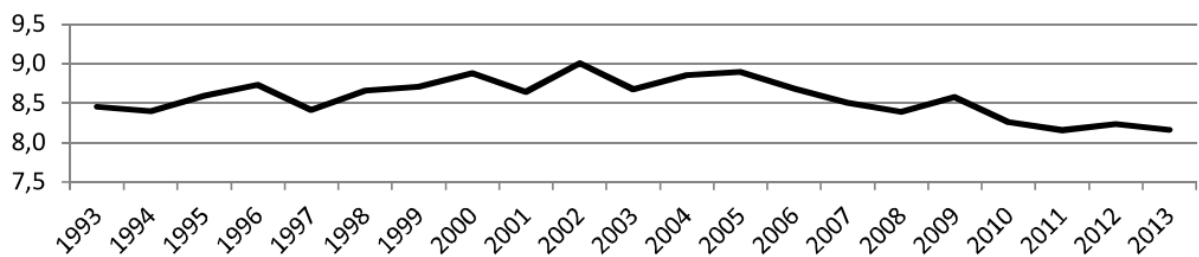
Outro aspecto relevante das perdas não técnicas, são as perdas técnicas associadas. O consumo irregular, também conhecido como “gato”, não é medido e nem faturado pelas distribuidoras, porém gera perdas técnicas. Como as cargas

correspondentes às perdas não técnicas são estimadas, a parcela de perdas técnicas associadas às perdas não técnicas, por consequência, também é estimada, podendo apresentar imprecisões.

2.2 Perdas em números

No mundo, a média das perdas de energia na transmissão e na distribuição era um pouco superior a 8% em 2013, como pode ser observado na Figura 2. Nos países mais desenvolvidos, foi percebida uma tendência de estabilidade nas perdas nos anos entre 2003 e 2013, enquanto os países em desenvolvimento mostraram taxas com maiores variações (CIRED, 2017).

Figura 2 – Evolução das perdas na transmissão e na distribuição no mundo

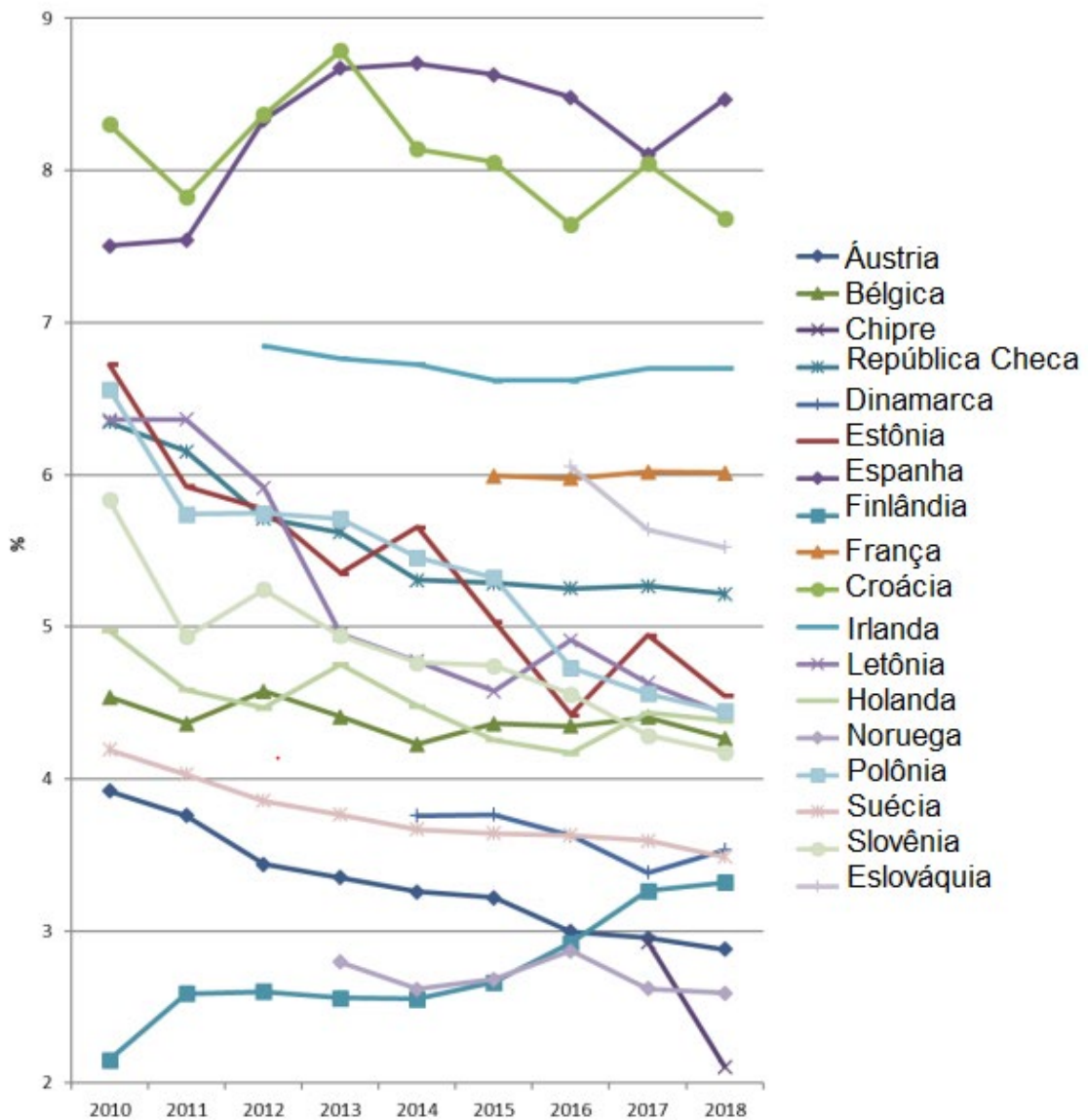


Fonte: CIRED (2017).

No Brasil, as perdas totais na distribuição representaram 15,1% da energia injetada em sistemas de distribuição em 2020, totalizando 76,7 TWh. O percentual é subdividido em 7,6% de perdas técnicas e 7,5% de perdas não técnicas (ANEEL, 2021a).

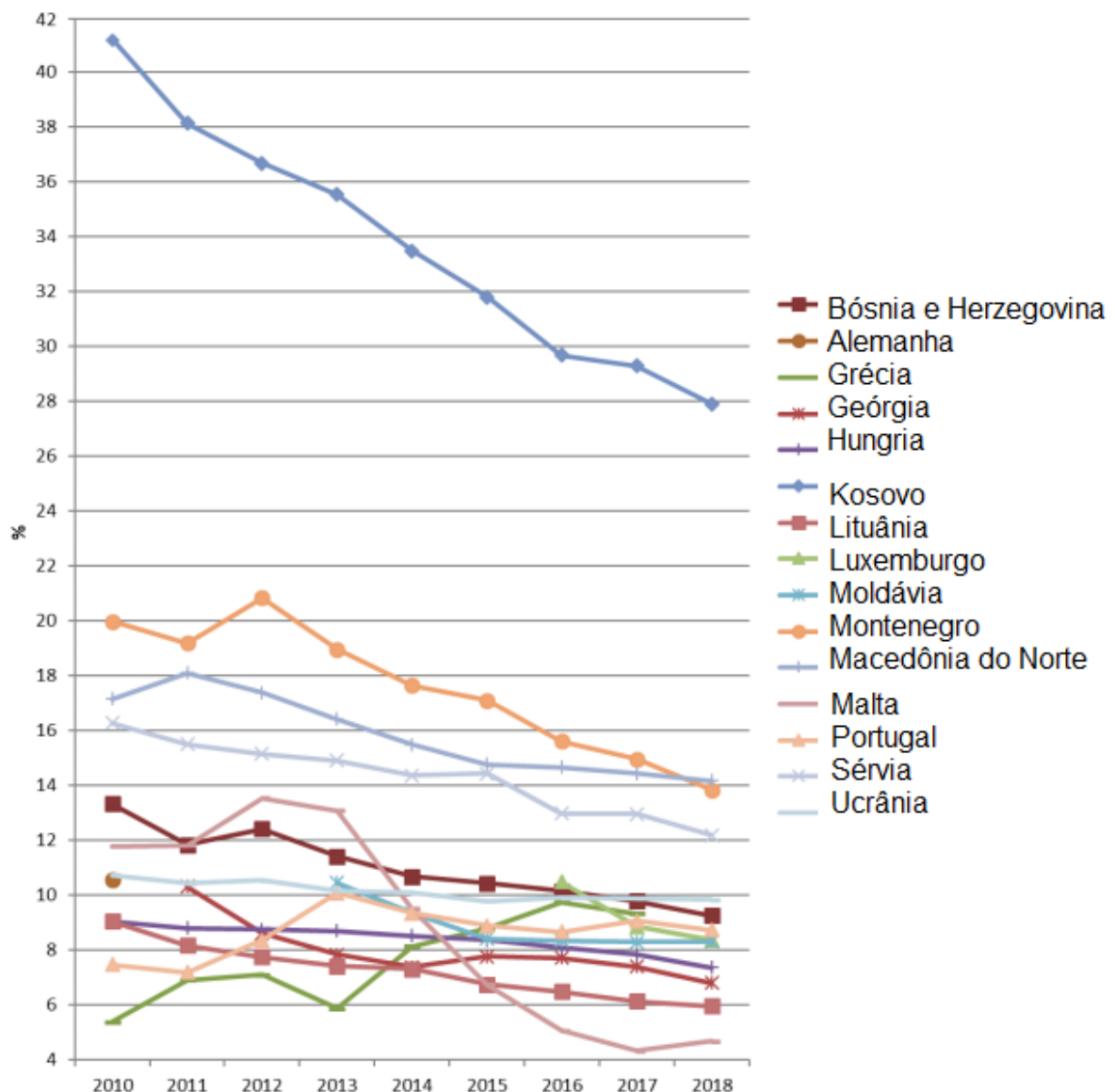
Como comparação, a Figura 3 e a Figura 4 mostram as perdas na distribuição de energia em diversos países europeus entre os anos 2010 e 2018. Existem algumas diferenças na apuração das perdas entre os países europeus, o que pode ter gerado alguma distorção na apuração (CEER, 2020).

Figura 3 - Evolução das perdas na distribuição referente à energia injetada em países europeus que não excederam 9% ao longo dos anos



Fonte: Adaptado de CEER (2020).

Figura 4 - Evolução das perdas na distribuição referente à energia injetada em países europeus que excederam 9% ao longo dos anos

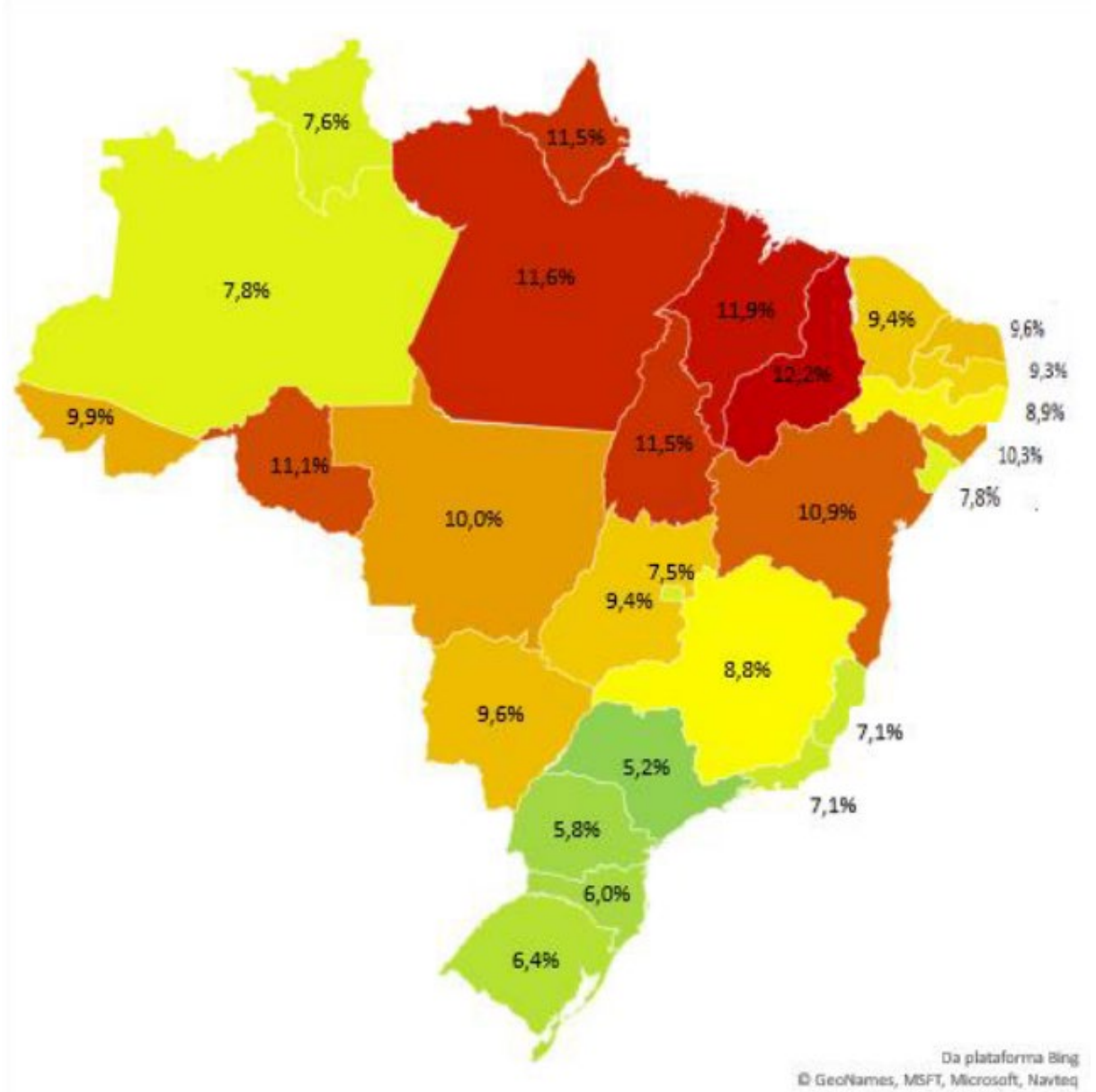


Fonte: Adaptado de CEER (2020).

É importante destacar que as perdas totais de energia podem ser relacionadas com diversos fatores, entre eles PIB, índice de corrupção, área territorial e nível de urbanização (SADOVSKAIA *et al.*, 2019). No que diz respeito às perdas técnicas, a variação ocorre de acordo com as características da rede, como comprimento das linhas, materiais utilizados, eficiência dos equipamentos, como também com a temperatura (NAVANI; SHARMA; SAPRA, 2009). Além disso, o perfil de consumo na área de concessão da distribuidora também tem influência no

resultado final. Em 2020, as perdas técnicas regulatórias variaram de 5,2% até 12,2% entre os estados brasileiros, conforme observado na Figura 5.

Figura 5 – Perdas técnicas no Brasil em 2020



Fonte: (ANEEL, 2021a)

2.3 Influência das perdas na tarifa de energia no Brasil

A receita das concessionárias de distribuição no Brasil é composta pela parcela A e pela parcela B. A primeira parcela tem a função de cobrir os custos não gerenciáveis, como por exemplo a compra de energia, custos com transmissão e

encargos setoriais. Já a segunda parcela trata da cobertura dos custos ditos gerenciáveis, que estão sujeitos ao controle das distribuidoras. Entre esses custos enquadram-se os custos operacionais, referentes ao pessoal, material e serviços de terceiros. A parcela B também contempla a remuneração de capital e dos tributos (ANEEL, 2006).

As perdas de energia estão contidas no montante de energia comprada, ou seja, fazem parte da parcela A da receita das distribuidoras. Quanto menor o valor das perdas, menor será o impacto do custo da energia para o consumidor final. Por esta razão, o órgão regulador tem a atribuição de estabelecer um valor de repasse das perdas de energia para as tarifas, incentivando as distribuidoras a serem mais eficientes.

Como as perdas não técnicas são apuradas por diferença, é possível perceber que um cálculo mais fiel para a representação das perdas técnicas não é somente necessário para a determinação das próprias perdas técnicas, como também tem direta influência sobre as perdas não técnicas. Um incorreto cálculo das perdas técnicas irá afetar a quantidade de perdas não técnicas, e tal fato terá rebatimento na tarifa de energia:

A transferência dos valores de perdas técnicas para as perdas não técnicas tem rebatimento no reconhecimento da quantidade de energia elétrica necessária para o atendimento do mercado das distribuidoras, pois o montante de perdas técnicas reconhecido é utilizado como insumo no tratamento regulatório das perdas não técnicas através da definição do nível máximo admitido para essas perdas. Ou seja, se determinada distribuidora teve uma trajetória de perdas não técnicas definida, esta se beneficiaria ao superestimar os valores de suas perdas técnicas. (ANEEL, 2011a, p.2).

A ANEEL, que regula o serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil, estabelece limites para o reconhecimento tarifário tanto das perdas técnicas como das perdas não técnicas. Esses percentuais regulatórios são definidos nas RTP das concessionárias e são aplicados ao longo do ciclo tarifário.

Para as perdas técnicas, a ANEEL segue a metodologia descrita no Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2017a), que será abordada em detalhes nas seções 3.2 e 3.6. A partir desse cálculo, é definido o percentual que representa a melhor estimativa de perdas técnicas no momento da RTP.

No caso das perdas não técnicas, a abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios é a da análise comparativa, a *yardstick competition*. Por meio de indicadores socioeconômicos, é definido um ranking de complexidade entre as áreas de concessão, permitindo aferir a eficácia de cada distribuidora no combate às perdas não técnicas (ANEEL, 2015a).

2.4 Metodologias de cálculo das perdas técnicas

As perdas elétricas têm importância nos aspectos técnicos, econômicos e regulatórios, já que indicam a eficiência no transporte de energia elétrica para o consumidor final. Além disso, o correto conhecimento das perdas técnicas não é importante somente para a melhor operação do sistema, como também é um dado prioritário para o planejamento adequado da rede (DICKERT; HABLE; SCHEGNER, 2009). Por essas razões, faz-se necessário o cálculo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição de energia.

Como não é possível obter o exato fluxo de potência em todos os componentes do sistema de distribuição, dada a complexidade na medição exigida para isso, as perdas técnicas são estimadas ou calculadas por diferentes modelos e simulações, que apresentam diferentes graus de precisão.

As principais abordagens para as metodologias de estimação das perdas técnicas podem ser divididas em *top-down*, ou *bottom-up*. As metodologias *top-down* costumam ser mais rápidas, porém não tão precisas. Já os modelos *bottom-up*, por serem mais focados nos componentes de um sistema, são mais detalhados, produzindo maior exatidão no resultado com o viés de exigirem mais tempo para encontrar uma solução (LJUNGGBERG, 2006; OLIVEIRA; PADILHA-FELTRIN, 2009).

Ainda, podem-se ser citados modelos híbridos, que utilizam a metodologia *bottom-up* para regiões da rede que possuem informações suficientes para realizar um cálculo mais preciso, enquanto a abordagem *top-down* é utilizada no restante da rede, como sugerido por Dortolina e Nadira (2005).

Outra forma de categorizar as vertentes metodológicas seria em cálculo detalhado e cálculo simplificado. Enquanto um cálculo detalhado exige informações

de cada elemento que compõe a rede, o cálculo simplificado utiliza apenas alguns atributos do sistema (ANTONELLI, 2014).

Os modelos aproximados são classificados como métodos de estimativas de perdas, pois utilizam como base parâmetros e modelagens simplificadas. Também podem utilizar fluxo de potência com aproximações na rede ou nas cargas (QUEIROZ, 2010). Em casos em que não há como modelar o sistema inteiro, é possível estimar as perdas a partir do percentual de carregamento da rede (FLATEN, 1988), através de estatística (LASSO; ASCANIO; GUGLIA, 2006), através de uma metodologia probabilística (ARANHA NETO, 2012), ou ainda com informações de somente um alimentador por uma dada região (NADIRA; BENCHLUCH; DORTOLINA, 2003). Embora os métodos simplificados exijam um menor volume de informações sobre o sistema e estimem as perdas de forma mais rápida, normalmente os resultados são satisfatórios apenas quando analisados de forma global (ARANHA NETO; COELHO, 2013).

Nos cálculos detalhados é comum utilizar o fluxo de potência para simular uma rede real de acordo com uma dada modelagem. Os resultados aproximam-se da realidade, porém é necessária uma extensa e detalhada base de dados dos componentes do sistema de distribuição (OLIVEIRA, 2009). Ainda assim, esse método é tido como um dos mais utilizados, com grande aplicabilidade em sistemas de distribuição, principalmente na rede de baixa tensão (MESSINIS; HATZIARGYRIOU, 2018).

Muitas metodologias calculam as perdas técnicas agrupando os elementos por segmentos (DOS SANTOS, 2006). Méffe (2001), por exemplo, propõe o cálculo de perdas técnicas segregado em medidor de energia, ramal de ligação, transformador de distribuição, rede primária e subestação de distribuição.

3 CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS REGULATÓRIAS

Nesse capítulo é descrito o histórico do tratamento regulatório das perdas técnicas no Brasil. Referente à metodologia atual, é contemplada uma ampla fundamentação teórica acerca dos parâmetros regulatórios estudados na pesquisa desse trabalho.

Esse capítulo também apresenta uma breve introdução ao *software Open Distribution System Simulator* – OpenDSS, utilizado pela ANEEL na metodologia atual de cálculo das perdas técnicas. No cálculo de perdas técnicas regulatórias estão envolvidas informações referentes à topologia da rede, balanço energético e curvas típicas das distribuidoras. A obtenção desses dados é descrita nesse capítulo, bem como o processo atual de cálculo das perdas técnicas realizado pela ANEEL.

3.1 Histórico

No 1º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – CRTP das distribuidoras (2003 a 2006) foi identificada uma necessidade de se definir um tratamento regulatório para as perdas das distribuidoras, pois não havia uma metodologia estabelecida para o cálculo de perdas técnicas dos sistemas de distribuição pelo próprio órgão regulador. A ANEEL fixava apenas o montante de perdas globais e a segregação entre perdas técnicas e não técnicas era realizada pelas próprias distribuidoras. Esse método culminou em elevados índices de perdas técnicas em algumas concessionárias, que não eram explicados pelas características das áreas de concessão. Desse modo, verificou-se não ser possível definir limites regulatórios aderentes e justos à realidade de cada distribuidora (ANEEL, 2006).

Portanto, no caso das perdas técnicas, foi definido pela Superintendência de Regulação Econômica Financeira – SRE que, no transcurso do primeiro ano após o processo de RTP de cada distribuidora, a ANEEL realizaria estudos para determinar as perdas técnicas da rede elétrica das concessionárias, segundo procedimentos e enfoques metodológicos que seriam definidos previamente (ANEEL, 2005).

Segundo ANEEL (2006, p.3), “desde 2003, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD tem envidado esforços para amadurecimento de um procedimento para o tratamento regulatório das perdas

técnicas”. Em 2005 foram realizados estudos para determinar os critérios e procedimentos para obtenção dos dados necessários para a apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição.

Após consolidação da metodologia, o tema foi debatido com os agentes e posteriormente aprovado para aplicação no 2º CRTP das distribuidoras (2007 a 2010). A solução proposta utilizava conceitos e dados do balanço energético, modelos matemáticos e estimativas de parâmetros de equipamentos, com base em dados históricos e técnicas reconhecidas. Foi verificado que cada um desses componentes não poderia ser utilizado de forma independente, e dessa forma a metodologia deveria primar pelo conjunto de diversas técnicas que considerassem as principais particularidades de cada nível de tensão (ANEEL, 2007).

Ademais, um dos principais desafios era a base de dados em si. Na época, algumas distribuidoras ainda careciam de uma base de dados sólida e consistente, o que comprometeria a confiabilidade da avaliação das perdas técnicas. Assim sendo, para o 2º CRTP, foi empregada uma metodologia que utilizava uma base reduzida para cada segmento do sistema de distribuição, a partir do agrupamento em famílias que tenham características técnicas comuns (ANEEL, 2006). A metodologia de cálculo foi regulamentada no Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2008). O modelo da ANEEL obtinha as perdas de potência máxima, e empregava o fator de perdas para ajustar as perdas para uma potência média (QUEIROZ, 2010).

No que tange ao 3º CRTP das distribuidoras (2011 a 2014), o objetivo principal era simplificar ainda mais os modelos de perdas técnicas, com uma menor exigência de dados das distribuidoras, porém mantendo uma precisão aceitável. Além disso, o aprimoramento do cálculo contava com a substituição do cálculo de perdas por demanda máxima pelo cálculo por demanda média (ANEEL, 2011a), como sugerido por Queiroz (2010) e em Queiroz *et al.* (2012) nas suas pesquisas.

A discussão foi levada para a Audiência Pública 025/2011 e recebeu críticas de diversos agentes do setor elétrico (ANTONELLI, 2014). Entre os pontos levantados, pode-se citar a excessiva redução e simplificação do problema, que ocasiona aproximações prejudiciais ao resultado apurado (DAIMON, 2011; GRUPO ENERGISA, 2011; ABRADÉE, 2011). Nesse sentido, a maioria das contribuições sugeriu que a metodologia para o 3º CRTP não fosse alterada. Apesar da ANEEL ter

consciência de que a simplificação poderia ter consequências na precisão dos montantes apurados, decidiu por realizá-la. A principal razão deu-se no fato de que durante o 2º CRTP as distribuidoras apresentaram dificuldades no levantamento das informações exigidas, entre elas atrasos no envio e qualidade baixa dos dados (ANEEL, 2011b).

Anterior ao início do 4º CRTP das distribuidoras (2015 a 2018), foi aberta a Consulta Pública 011/2013, que visava obter subsídios para aprimoramento das metodologias para o processo de revisão tarifária iminente. Para as perdas técnicas, uma das propostas iniciais realizada pela ANEEL seria de manter não só a metodologia do 3º CRTP, como também os próprios percentuais de perdas técnicas para a média tensão e baixa tensão já calculados, atualizando apenas os percentuais de perdas técnicas na alta tensão, visto que esses últimos são informados pelas próprias distribuidoras. O motivo para tal proposição foi relativo ao dispendioso trabalho que o cálculo de perdas técnicas representava para as concessionárias e para o próprio órgão regulador no que diz respeito ao levantamento de informações e avaliação dos dados enviados. Outra proposta seria apenas calcular as perdas técnicas novamente em distribuidoras para as quais seriam esperadas mudanças significativas nos percentuais, através de critérios que identificassem essas situações. Ainda, foi levantada uma terceira opção, que dava-se no uso de uma metodologia que calcularia as perdas técnicas em parâmetros gerais, conforme proposto por ABRADÉE (1996) e ANEEL (2013).

A maioria das contribuições realizadas pelos agentes foi contrária às proposições, alegando que a metodologia do 3º CRTP carecia de aprimoramentos e que as perdas técnicas variam devido ao fluxo de energia nas redes, sendo inviável permanecer com o mesmo percentual entre um ciclo tarifário e outro, pois não coincidiria com a realidade (ANEEL, 2014a).

A partir desse fato, a ANEEL entendeu e propôs o cálculo das perdas técnicas por fluxo de carga para os segmentos de média e baixa tensão, abandonando os modelos simplificados. O cálculo de perdas na alta tensão continuaria a ser informado pelas próprias distribuidoras, visto que esses montantes são obtidos por diferenças entre as medições dos Sistemas de Distribuição em Alta Tensão – SDAT e dos Sistemas de Distribuição em Média Tensão – SDMT. A principal vantagem citada foi a precisão dos resultados, porém sabia-se que seria demandado grandes

esforços, tanto na avaliação da base de dados quanto na execução do fluxo de carga. Assim, foi apresentada a proposta da utilização do *software* OpenDSS para o cálculo de perdas técnicas regulatórias, que foi levada para discussão com os agentes no âmbito da Audiência Pública 026/2014 (ANEEL, 2014b). Após o intercâmbio documental, foram definidos parâmetros regulatórios a serem utilizados no cálculo com o objetivo de não permitir que algumas ineficiências fossem consideradas no cálculo e como consequência, repassadas nas tarifas de energia elétrica das concessionárias (ANEEL, 2014c). As proposições foram levadas para uma segunda fase da Audiência Pública citada e por fim o fluxo de potência foi consagrado como metodologia para o cálculo da ANEEL (ANEEL, 2015b), e os procedimentos foram atualizados no Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2015c).

Desde lá, o Módulo 7 do PRODIST contou com mais uma atualização, fruto da Audiência Pública 081/2016. As alterações sugeridas foram relativas apenas ao cálculo de perdas técnicas nos ramais de ligação quando a instalação da medição é realizada em local externo da unidade consumidora (ANEEL, 2016a). O restante do documento permaneceu inalterado (ANEEL, 2017a; 2017b).

A metodologia empregada no 4º CRTP apresentou mais precisão nas perdas técnicas das distribuidoras, de um modo geral. Para a rede de média tensão e transformadores de distribuição, não houve significativas diferenças em relação à metodologia do 3º CRTP. Já para a baixa tensão, maiores diferenças foram notadas (ALMEIDA *et al.*, 2018).

Cabe ressaltar que a metodologia, por mais que tenha evoluído desde o 1º CRTP, ainda precisa ser aperfeiçoada (MARTINS; DE SOUZA; SPERANDIO, 2019), sobretudo é necessária a revisão dos parâmetros regulatórios estabelecidos (BARBOSA *et al.*, 2020). Com isso, está prevista na Agenda Regulatória 2021/2022 da ANEEL a avaliação de aprimoramentos na apuração das perdas técnicas regulatórias (ANEEL, 2021b).

3.2 Parâmetros regulatórios

Os parâmetros regulatórios, adotados pela ANEEL no cálculo de perdas técnicas regulatórias, constam no item 4.1 da seção 7.1 do Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2017a), e estão listados a seguir:

- a) é adotado o valor de referência de 0,92 para o fator de potência para fins do cálculo das perdas do SDMT e SDBT;
- b) não são considerados no cálculo de perdas elementos de compensação de energia reativa instalados no SDMT e SDBT;
- c) são consideradas perdas adicionais de 5% sobre o montante de perdas técnicas totais, excluindo-se as perdas apuradas por medição, devido às perdas técnicas produzidas por efeito corona em conexões, sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, e por fugas de correntes em isoladores e para-raios;
- d) é considerado o nível de tensão de operação informado pela distribuidora na saída do alimentador de média tensão, que deverá corresponder à tensão que o circuito opera na maior parte do período de apuração das perdas;
- e) os valores regulatórios de perdas totais e em vazio para os transformadores de distribuição se encontram definidos nas tabelas anexas ao Módulo 7 do PRODIST;
- f) os valores de perdas totais e em vazio para os transformadores de potência devem corresponder aos dados de placa dos equipamentos, que terão sua pertinência avaliada pela ANEEL;
- g) são considerados 1 W de perda por circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 W para medidores eletrônicos;
- h) é considerada a impedância de sequência positiva para fins do cálculo de perdas por fluxo de potência, obtida à temperatura de operação dos condutores elétricos igual a 55 °C, conforme tabelas anexas ao Módulo 7 do PRODIST. Para o caso de o condutor não estar contido nas tabelas anexas, será utilizada a impedância informada pela distribuidora, que terá sua pertinência avaliada pela ANEEL;
- i) o modelo adotado para as cargas conectadas ao SDMT e ao SDBT é denominado ZIP, composto por 100% de impedância constante para

parcela reativa e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga;

- j) a carga é dividida de forma igual entre as fases para as unidades consumidoras trifásicas e é considerada conectada entre fases para as unidades monofásicas a três fios;
- k) quando a aplicação do método de cálculo por fluxo de potência resultar em tensão nos pontos de conexão de unidades consumidoras no nível precário ou crítico, conforme definido na seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2020a), a parcela da carga caracterizada como potência constante, passa a ser modelada como impedância constante;
- l) caso as tensões em qualquer ponto do sistema não estiverem dentro dos limites estabelecidos na seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2020a), relativos aos níveis de tensão precária ou crítica, poderão ser efetuados ajustes nos *taps* dos reguladores de tensão e nas cargas conectadas ao alimentador;
- m) é considerada resistência de aterramento de 15 ohms para os circuitos Monofilares com Retorno por Terra – MRT;
- n) caso a distribuidora não possua cadastro dos seus ramais de ligação de unidades consumidoras de baixa tensão é estabelecido o comprimento regulatório de 15 metros;
- o) o comprimento máximo admissível para o ramal de ligação é de 30 metros.

Os parâmetros dos itens *a*, *c*, *e*, *f*, *g* e *n* já tinham sido implementados previamente, em metodologias anteriores ao cálculo das perdas técnicas por fluxo de potência, enquanto outros vieram para estabelecer diretrizes para o novo método de cálculo.

Os parâmetros regulatórios foram amplamente discutidos na época em que o Módulo 7 do PRODIST foi atualizado para a nova metodologia, quando foram apresentadas contribuições pelos agentes na Audiência Pública 026/2014 (ANEEL, 2014c; 2015a). Ainda que algumas das contribuições foram acatadas, outras não foram consideradas pelos mais variados motivos, entre eles a dificuldade em se

conseguir certos dados, a complexidade que a consideração traria ao modelo e a falta de estudos mais aprofundados.

3.2.1 Modelo de representação da carga

Um modelo de carga é uma representação matemática da relação entre a tensão (magnitude e frequência) e a potência (ativa e reativa), ou ainda a corrente elétrica no barramento. Para análises em regime permanente, deve ser adotada uma modelagem estática de carga (GRANADOS, 2018), em que a representação de carga expressa a potência ativa e reativa em qualquer instante de tempo, como uma função da magnitude da tensão do barramento e frequência do sistema no mesmo instante (IEEE TASK FORCE, 1993).

A representação da carga através de uma modelagem é um requerimento para a correto planejamento, operação e controle de sistemas de transmissão e distribuição (MILANOVIĆ *et al.*, 2013). Na literatura existem diversos modelos para caracterizar uma carga. Entre os modelos estáticos, que relacionam a potência em função da magnitude da tensão, são listados os seguintes (DUGAN; MONTENEGRO, 2020; ANEEL, 2014d):

- a) potências ativa e reativa constantes (modelo P) quando a tensão fica dentro de um intervalo considerado aceitável conforme definido pelo usuário, porém reverte para o modelo de impedância constante quando a tensão fica fora do intervalo na tentativa de assegurar a convergência do processo de fluxo de carga;
- b) impedância constante (modelo Z), que significa que tanto a potência ativa como a reativa variam com o quadrado da tensão na carga;
- c) potência ativa constante e potência reativa modelada como uma reatância constante, ou seja, varia com o quadrado da tensão;
- d) potência ativa e reativa variando de modo exponencial;
- e) corrente constante (modelo I), que implica que as potências ativa e reativa variam linearmente com a magnitude da tensão;

- f) potência ativa constante, que pode ser modificada pelo formato da curva de carga, porém com a potência reativa fixa independente do tempo;
- g) potência ativa constante e potência reativa variando com o quadrado da tensão;
- a) modelo ZIP, em que são definidos os expoentes de potência ativa e reativa para os três modelos de carga, devendo somar 100% (impedância constante, corrente constante e potência constante). É uma combinação de três modelos (Z, I e P), em que a contribuição de cada um é determinada por um coeficiente na equação polinomial, conforme Equações (3) e (4) e sujeitas às condições das Equações (5) e (6) (COLLIN *et al.*, 2011).

$$P_{load} = P_o \left[Z_p \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_p \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_p \right] \quad (3)$$

$$Q_{load} = Q_o \left[Z_q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_q \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_q \right] \quad (4)$$

$$Z_p + I_p + P_p = 1 \quad (5)$$

$$Z_q + I_q + P_q = 1 \quad (6)$$

No modelo de carga ZIP, os termos P_o e Q_o representam as potências ativa e reativa nominais com tensão 1 pu, enquanto o termo V_o representa a tensão nominal. Já o termo V é a tensão encontrada no terminal da carga (COLLIN *et al.*, 2010).

No caso do modelo ZIP, é necessário definir os parâmetros do modelo, normalmente através de duas possíveis abordagens: baseada em componentes, ou baseada em medição. Na primeira situação, os coeficientes dependem das características físicas de cada um dos componentes da carga, que agregados definem um modelo de carga. Dessa forma, é necessário conhecer a composição da carga,

para determinar o percentual que cada um dos componentes exerce no modelo. Porém, nem sempre é possível obter essas informações, situação em que é favorável utilizar a abordagem baseada em medição. Nesse caso, os coeficientes são obtidos através de medições de potência em relação às variações de tensão. Essas medições são submetidas a algoritmos estatísticos, de reconhecimentos de padrões ou ainda de inteligência artificial com o objetivo de definir os melhores coeficientes para a representação da carga. A partir disso, os coeficientes podem ser aplicados à todas as cargas de um sistema (ARIF *et al.*, 2018; RAM *et al.*, 2018).

O modelo ZIP é o mais conhecido para caracterizar o comportamento estático de cargas, e amplamente utilizado em estudos de fluxo de potência (VISCANTI, 2010; IEEE TASK FORCE, 1995). A proposta da ANEEL, descrita na Nota Técnica nº 0057/2014 (ANEEL, 2014a), foi de utilizar esse modelo na metodologia de cálculo das perdas técnicas na distribuição, com a carga representada com 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa e 100% de impedância constante para a parte reativa.

Na Audiência Pública 026/2014, que discutiu o novo modelo de cálculo das perdas técnicas regulatórias, a maioria das contribuições foi favorável ao uso do modelo ZIP. Contudo, ficou evidente que as proporções para a composição das cargas, relativa à combinação percentual de parcelas constantes de impedância (Z), corrente (I) e potência (P), precisavam ser mais discutidas. De acordo com os agentes, não foram demonstradas justificativas para a adoção dos coeficientes apresentados (ANEEL, 2014b).

Segundo ANEEL (2014b, p.12), “Os percentuais propostos na referida Nota Técnica foram retirados do item 8.2.10 do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, que define os percentuais a serem utilizados para estudos em sistemas CA quando não há informações para representação da carga em função da tensão, que é o caso.”. Porém, cabe ressaltar que o item do documento descrito se refere a estudos de estabilidade eletromecânica (ONS, 2018), e que para estudos de fluxo de potência, tratados no item 5.2.3, as cargas devem ser representadas, em regra geral, com 100% de potência constante para a parte ativa e reativa.

Contudo, ainda que o ONS – Operador Nacional do Sistema recomende o modelo de carga de potência constante (ONS, 2020), e que esse seja o modelo mais

utilizado em estudos de fluxo de potência (DUGAN; MONTENEGRO, 2020), essa representação também é questionável, sobretudo em sistemas de distribuição, em que na maioria das barras não há um controle de tensão (HAQUE, 1996).

No momento da discussão com o órgão regulador, muitos agentes sugeriram que as próprias distribuidoras fossem responsáveis por indicar o melhor modelo para representação das cargas de cada concessionária, ou ainda informar os coeficientes do modelo ZIP para cada alimentador. Também foi levantada a possibilidade de utilizar um modelo de carga levando em consideração a classe de consumo predominante no alimentador, visto que na literatura é comum a utilização de modelos diferentes para representação de consumidores residenciais, comerciais ou industriais. Porém, segundo o órgão regulador, as distribuidoras não teriam metodologia definida para determinar o modelo de carga de forma consistente, sendo assim, não seria razoável que as próprias empresas propusessem os coeficientes do modelo. Outro ponto levantado foi a assimetria de informações devido à subjetividade na proposição dos coeficientes, que poderia levar à escolha de um modelo inadequado pelas distribuidoras (ANEEL, 2015b).

Em Bokhari *et al.* (2014), foram apresentados experimentos para definir possíveis coeficientes ZIP das principais classes de consumo através da abordagem por componentes. Equipamentos de residências, comércio e indústrias foram testados em laboratório, obtendo-se as curvas P-V, Q-V e I-V. A partir disso, foi determinada a contribuição de cada um desses equipamentos dentro de uma residência, comércio ou indústria a fim de encontrar um modelo ZIP para cada classe. Uma das principais conclusões do estudo foi de que há uma significativa diferença entre o comportamento de equipamentos mais novos em relação aos mais antigos, ou seja, utilizar um modelo atemporal não representaria bem as cargas ao longo dos anos.

A modelagem da carga é um assunto bastante complexo, já que dentro de somente uma única residência, cada tipo de equipamento pode apresentar um comportamento distinto dos demais. Alguns aparelhos possuem características de impedância constante (Z), como é o caso do ferro de passar, chaleira elétrica, cafeteira e torradeiras. Já no caso de lâmpadas fluorescentes compactas, o modelo corrente constante (I) é o que mais se adequa (DURUSU *et al.*, 2017; BIRCAN *et al.*, 2020).

No estudo de Collin *et al.* (2010) é sugerido que, quando observa-se o agregado de uma carga residencial, o modelo predominante é o de potência constante (P).

Em 2010, o CIGRE – *International Council on Large Electric Systems* criou um grupo de estudo referente à modelagem de carga, que iniciou com uma pesquisa sobre as práticas internacionais tanto para estudos estáticos como dinâmicos. Cerca de 100 agentes, entre distribuidoras e operadores de sistema espalhados pelo mundo, responderam um questionário sobre o assunto. Para estudos estáticos, 84% dos respondentes utilizavam o modelo de potência constante, enquanto apenas 8% utilizavam o modelo ZIP. Também foi observado que os agentes normalmente utilizavam o mesmo modelo de carga para todas as classes de consumo (MILANOVIĆ *et al.*, 2013).

3.2.2 Impedância dos cabos

Nas análises de fluxo de potência é importante que o sistema seja modelado de forma que reflita o comportamento da rede, incluindo a correta parametrização das linhas. Em redes de distribuição, essa tarefa costuma ser mais complicada do que na transmissão, já que nesse caso são encontradas as seguintes características (SRINIVAS, 2000):

- a) sistemas radiais;
- b) linhas com diferentes fases (monofásicas, bifásicas, trifásicas);
- c) cargas desbalanceadas.

Além disso, os sistemas de distribuição contam com diversos tipos de redes, como por exemplo aéreas, convencionais, compactas e subterrâneas, e com isso são empregados condutores diferentes dependendo do tipo de rede. Sendo assim, cada tipo de rede apresenta características físicas e geométricas distintas, o que pode exigir modelagens de linhas distintas (MONTEMEZZO, 2016).

A impedância série (Z) de um condutor é composta pela sua resistência (R) e sua indutância (X), conforme Equação (7). A resistência está relacionada a aspectos do condutor envolvendo o material utilizado e a temperatura de operação. Já a indutância depende do raio médio geométrico (RMG) do condutor e da distância média

geométrica entre os condutores, conforme Equações (8) e (9) (GRAINGER; STEVENSON, 1994; MONTEMEZZO, 2016).

$$Z = R + jX \quad (7)$$

$$X = \omega L \quad (8)$$

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{Deq}{RMG} \quad (9)$$

Em que:

Z = impedância série por unidade de comprimento;

R = resistência ôhmica por unidade de comprimento;

X = reatância indutiva por unidade de comprimento;

ω = frequência angular;

L = indutância associada ao condutor;

μ_0 = permeabilidade magnética do vácuo;

Deq = distância média geométrica entre os condutores;

RMG = raio médio geométrico do condutor.

No caso de circuitos multifásicos e desequilibrados, são gerados fluxos magnéticos e indutâncias diferentes nas fases, sendo necessário também considerar as indutâncias mútuas dos condutores.

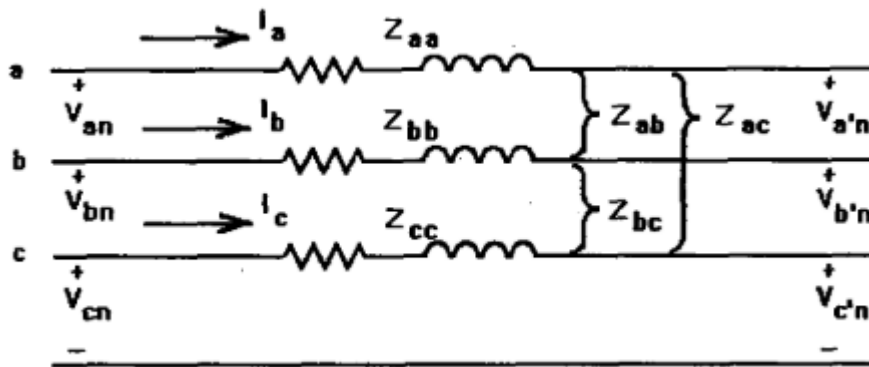
As equações propostas por Carson (1926) permitem calcular as impedâncias próprias e mútuas para um número arbitrário de condutores em linhas aéreas e subterrâneas considerando o retorno por terra. Nesse estudo, o autor considerou que a terra é uma superfície uniforme, plana, sólida e infinita, apresentando resistividade constante. Posteriormente, surgiram as equações de Carson modificadas, que simplificaram as equações originais reduzindo o esforço computacional e mantendo a qualidade dos resultados (KERSTING; GREEN, 2011).

Nos catálogos dos fabricantes normalmente são fornecidos os valores de resistência por unidade de comprimento, diâmetro e raio médio geométrico dos condutores. A partir da combinação dessas informações com a geometria da rede,

aplicadas às equações de Carson modificadas, pode ser obtida a matriz de impedâncias dos segmentos condutores.

Para o circuito da Figura 6, a matriz de impedâncias primitiva Z_{prim} é representada pela Equação (10). A partir da redução de Kron (1951) aplicada à matriz Z_{prim} 4 x 4, é obtida uma matriz Z_{abc} 3 x 3 (KERSTING; PHILLIPS, 1995).

Figura 6 – Impedâncias em um circuito trifásico



Fonte: Kersting e Phillips (1995).

$$[Z_{prim}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (10)$$

A modelagem dos condutores no OpenDSS é feita através do comando *LineCode*, que consiste em uma listagem de todas as linhas utilizadas no sistema, com suas devidas características, entre elas a matriz de impedâncias. A matriz pode ser especificada diretamente ou gerada pelo OpenDSS a partir dos componentes simétricos especificados (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

O método dos componentes simétricos permite que um sistema desequilibrado com n fases possa ser decomposto em n sistemas equilibrados, formados pelos componentes de sequência positiva, negativa e zero (FORTESCUE, 1918). Os sistemas de sequências positiva e negativa são compostos por três fasores equilibrados, ou seja, com o mesmo módulo e defasados de 120° . Já no sistema de sequência zero, os três fasores possuem o mesmo módulo e não apresentam defasagem. Cabe ressaltar que a decomposição do sistema desequilibrado é única,

ou seja, há somente uma decomposição de sequências para um dado sistema desequilibrado.

No caso de condutores, como são elementos passivos dentro de um sistema de potência, a impedância de sequência negativa é igual à impedância de sequência positiva, não sendo influenciada com inversão do sentido das fases. Outro fato importante, relativo à sequência zero, é que como nesse caso a corrente é idêntica em todas as fases (em magnitude e em não serem defasadas), o campo magnético gerado pela corrente de sequência zero é bem diferente do campo causado pelas sequências positiva e negativa. Assim sendo, essa diferença no campo magnético resulta em uma reatância de sequência zero 2 a 3,5 vezes maior que as de sequência positiva ou negativa (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

A matriz de componentes simétricos Z_{012} pode ser obtida pela aplicação da transformada de componentes simétricos à matriz de impedâncias Z_{abc} . A diagonal da matriz de componentes simétricos será formada pelas impedâncias de sequência zero Z_0 , positiva Z_1 e negativa Z_2 . Também é possível seguir o caminho oposto, ou seja, determinar a matriz de impedâncias a partir dos componentes de sequência (KERSTING; PHILLIPS, 1995).

Na metodologia atual da ANEEL para o cálculo de perdas técnicas regulatórias, a matriz de impedância dos cabos é definida apenas pela impedância de sequência positiva do condutor (ANEEL, 2017a). Uma preocupação dos agentes sobre essa consideração, apontada na Audiência Pública 026/2014 (ANEEL, 2014b), foi de que o cálculo da matriz de impedâncias a partir dos valores de resistência e reatância de sequência positiva pressupõe que as redes sejam equilibradas (AES BRASIL, 2014), não representando a realidade das redes de distribuição. Na segunda fase da Audiência Pública 026/2014, alguns agentes insistiram para que fosse considerada a matriz de impedâncias completa, obtida através da resistência e raio médio geométrico dos condutores, bem como da geometria da rede. Outra contribuição deu-se na sugestão da utilização não somente da impedância da sequência positiva, mas também da impedância de sequência zero (CPFL, 2014).

Entre as razões para a adoção do critério de utilização da matriz de sequências, a principal citada pela ANEEL é que para que seja inserida a matriz de impedâncias dos condutores seriam necessárias muitas informações adicionais, como

o raio médio geométrico, o diâmetro, o número de condutores, a distância entre os condutores e a altura dos condutores em relação ao solo (ANEEL, 2015b).

Contudo, o órgão regulador citou a falta de um estudo que comprove a necessidade de considerar a matriz de impedâncias e alegou que a adoção da sequência positiva é uma prática utilizada por algumas distribuidoras (ANEEL, 2014b).

3.2.3 Perdas nominais nos transformadores de distribuição

As perdas em transformadores podem ser classificadas em perdas no cobre e perdas no ferro. As perdas no cobre são constituídas principalmente pelo efeito Joule, devido à dissipação de energia nos enrolamentos do transformador e variam dependendo da carga a qual o transformador é submetido. As perdas no ferro, também chamadas de perdas no núcleo, são atribuídas ao fenômeno de histerese e às correntes parasitas, conforme apresentado na seção 2.1.1.

No cálculo das perdas regulatórias, as perdas dos transformadores de distribuição (MT-MT e MT-BT) em vazio e totais são definidas de acordo com as tabelas no Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2017a), dada a potência, a tensão e o número de fases dos equipamentos, conforme exemplo da Tabela 1. As perdas em vazio, que correspondem às perdas no ferro, são tidas como fixas, ou seja, não dependem da carga. Já as perdas no cobre são obtidas pelo cálculo por fluxo de potência, pois dependem da energia passante nos equipamentos (ANEEL, 2014b). Sendo assim, essas perdas pré-estabelecidas são repassadas ao *software* ProgGeoPerdas.

Tabela 1 - Valores de perdas para transformadores trifásicos com tensões máximas de 15 kV

Potência do transformador (kVA)	Perda em vazio (W)	Perda total (W)
15	85	410
30	150	695
45	195	945
75	295	1395
112,5	390	1890
150	485	2335
225	650	3260
300	810	4060

Fonte: ANEEL (2017a).

Desde o 2º CRTP das distribuidoras, a ANEEL adota os valores máximos permitidos na NBR 5440 (ANEEL, 2015b) para as perdas regulatórias em transformadores de distribuição. Porém, a discussão concentra-se sobre qual edição da norma deve ser utilizada, já que os transformadores de distribuição atualmente em campo apresentam datas de fabricação bem distintas. Em 2015, quando foi adotada a metodologia vigente para o cálculo das perdas técnicas regulatórias, as tabelas anexas ao PRODIST trouxeram valores que correspondem ao nível de eficiência E da NBR 5440/2014, com uma ressalva de que a partir de 2019 os valores deveriam corresponder ao nível de eficiência D da mesma norma.

Essa prerrogativa adotada pela ANEEL tem o intuito de sinalizar às distribuidoras que é necessário modernizar os transformadores de distribuição, adquirindo modelos mais eficientes. Caso essa troca não seja realizada, a distribuidora não teria as perdas técnicas totalmente reconhecidas, já que transformadores mais antigos, que apresentam perdas reais maiores, seriam tratados de acordo com a norma mais recente.

Na visão das distribuidoras, a regra é bastante rígida, já que grande parte dos equipamentos transformadores em campo apresentam data de instalação

anteriores à NBR 5440/2014 e por isso não apresentam os mesmos níveis de perdas técnicas da norma mais atual. Uma solução proposta pelas distribuidoras seria de adotar diferentes versões da NBR 5440 e a partir disso realizar uma combinação dos valores estabelecidos de perdas de acordo com a idade média dos transformadores das concessionárias (ANEEL, 2014b).

Contudo, a ANEEL contrapõe esses pontos argumentando que está utilizando os valores das categorias de eficiência D e E, ou seja, os piores níveis de eficiência apontados pela referida norma. Assim sendo, já estaria utilizando um critério mais brando. Ainda, a Agência levanta o fato de que os valores estabelecidos pela ABNT são os limites máximos toleráveis, e que não necessariamente um equipamento antigo apresenta perdas superiores às apresentadas na norma mais atual. O órgão regulador também salienta que essa é uma medida de incentivo para que as distribuidoras invistam em transformadores mais eficientes, já que as perdas reais nos transformadores de distribuição no Brasil são altas na comparação com outros países (ANEEL, 2015b).

3.2.4 Bancos de capacitores e fator de potência 0,92 para cargas

Um aumento na demanda dos sistemas de distribuição exige um correto gerenciamento da rede pelas concessionárias para atender os critérios de fornecimento de energia exigidos pela ANEEL. Entre os problemas que precisam ser contornados, o excesso de potência reativa na rede pode ser citado, tornando-se necessário empregar medidas para correção do fator de potência.

Os bancos de capacitores – BC instalados ao longo do alimentador têm a função de realizar essa correção. Desse modo, esses equipamentos exercem diversos outros benefícios na rede, como redução das perdas, melhora no perfil da tensão, controle do fluxo de potência e aumento da estabilidade do sistema. Cabe ressaltar que essas vantagens somente acontecem com uma correta alocação dos bancos de capacitores, obtida através de um planejamento adequado do alimentador (BEÊ, 2007).

Na modelagem da rede para o cálculo de perdas técnicas regulatórias, a ANEEL optou pela não utilização dos bancos de capacitores, dado que o órgão regulador afirma que contemplar esses bancos nos estudos de fluxo de potência pode

acarretar inconsistências nos resultados das simulações (ANEEL, 2014b). Essa métrica é benéfica para as distribuidoras, já que se as perdas fossem calculadas levando-se em consideração esses equipamentos, resultariam em perdas mais baixas, ou seja, diminuiria a cobertura tarifária das perdas na distribuição.

Por outro lado, o fator de potência é estabelecido como 0,92 indutivo para todas as cargas na metodologia de cálculo. Caso a distribuidora não consiga manter níveis adequados de fator de potência nas cargas, isso acarretará um percentual de perdas técnicas apurado pela ANEEL inferior ao que realmente ocorre no sistema de distribuição. O fator de potência regulatório para as cargas, 0,92 indutivo, foi utilizado pela ANEEL em todos os cálculos de perdas técnicas realizados até o momento, pois entende-se que é dever da distribuidora adotar medidas para que o sistema permaneça acima desse limite.

De certa forma, os parâmetros regulatórios de “não consideração de bancos de capacitores” e “fator de potência 0,92 indutivo em todas as cargas” estão alinhados, já que em certas situações reais o que ocorre na rede é justamente o emprego de bancos de capacitores para correção dos baixos fatores de potência. Assim sendo, esses parâmetros nada mais são que uma simplificação dos sistemas de distribuição, visto que a apuração de todos os fatores de potência das cargas elevaria demasiadamente o número de informações a serem encaminhadas para a ANEEL para o cálculo das perdas técnicas regulatórias.

Ainda, a ANEEL (2015b, p.8) ressalta que “independente do fator de potência real das cargas conectadas ao sistema de distribuição, é dever a distribuidora adotar medidas para manter o fator de potência do sistema elétrico acima desse limite, operando o sistema de forma eficiente”. Nesse sentido, o parâmetro “fator de potência 0,92 indutivo em todas as cargas” possui também a função de instigar as concessionárias a buscarem eficiência em suas redes.

3.3 O software OpenDSS

O *software* indicado pela ANEEL a partir do 4º CRTP das distribuidoras para o cálculo das perdas técnicas por meio de estudos de fluxo de potência foi o OpenDSS.

Embora o fluxo de potência seja muito provavelmente o problema mais resolvido no OpenDSS, o *software* não é definido como um programa específico de fluxo de potência (DUGAN; MONTENEGRO, 2020). Trata-se de uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos aplicável ao segmento de distribuição, que trabalha no domínio da frequência. Foi originalmente desenvolvido para análise de conexão de geração distribuída em sistemas de distribuição (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

O desenvolvimento do OpenDSS iniciou-se em 1997 na Electrotek Concepts, época em que era denominado apenas de DSS e tem Roger Dugan como principal autor. Foi adquirido pela Electric Power Research Institute – EPRI em 2004 e em 2008 foi lançado como código aberto, sendo esse um dos principais motivos para a ANEEL estabelecer o uso do OpenDSS como ferramenta para análise das perdas (BAROUCHE, 2017).

O OpenDSS opera de uma maneira em que todas as funções podem ser inseridas por meio de *scripts* dentro do próprio *software*, com uma linguagem específica. Além disso, é possível fazer uso da interface *Component Object Model* – COM, que permite o desenvolvimento de algoritmos utilizando outras linguagens computacionais que irão direcionar o OpenDSS a realizar ações que não haviam sido implementadas previamente. Como exemplo, pode-se citar Microsoft Office VBA, Mathworks MATLAB, Python, C# e R (SEXAUER, 2012). Dessa forma, o OpenDSS, com a possibilidade de ser customizado pelos usuários, torna-se uma ferramenta versátil para simulações na área de distribuição de energia. Ainda cabe ressaltar que é possível contar com uma grande comunidade de usuários através do fórum estabelecido na plataforma SourceForge (2020).

No Apêndice A é apresentada a definição dos elementos básicos dos circuitos no OpenDSS, bem como a descrição do algoritmo de solução de fluxo de potência no *software*.

3.4 A Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD

Até o 4º CRTP, o cálculo de perdas técnicas regulatórias exigia das distribuidoras o preenchimento de um banco de dados do Microsoft Access com os dados físicos dos sistemas elétricos (BAROUCHE, 2017). O conjunto de elementos contava com informações dos sistemas de rede nos níveis de alta, média e baixa

tensão, dos equipamentos de transformação e regulação e dos ramais e medidores (ANEEL, 2014d). Além disso, também era solicitada uma planilha com dados de energia.

A partir do 5º CRTP das distribuidoras, a ANEEL passou a obter os dados necessários para o cálculo de perdas regulatórias através da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, que consiste em um conjunto de informações que são encaminhadas pela distribuidora obedecendo uma estrutura e um conteúdo pré-estabelecido.

3.4.1 Histórico

Quando foi determinada a implementação do PRODIST, em 2008, foram também estabelecidas as obrigações das distribuidoras em implantarem um sistema de informações geográficas. Esse sistema deveria conter parâmetros elétricos, estruturais e de topologia em todos os níveis de tensão dos sistemas de distribuição. As informações dariam suporte a diversas atividades regulatórias e também poderiam ser utilizadas nos processos de revisão e reajuste tarifário e de fiscalizações técnica e econômico-financeiras, já que os dados deveriam ser vinculados aos sistemas de controle patrimonial e registros contábeis da distribuidora (ANEEL, 2014d). Em um primeiro momento, essas obrigações foram inseridas no Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações do PRODIST (ANEEL, 2010).

Em 2014 foi definida uma série de alterações nos requisitos da BDGD, sendo que um dos motivadores foi a possibilidade de utilizá-la para obter as informações para o cálculo de perdas técnicas regulatórias. Muitas das informações já constavam na BDGD, porém, não de forma consistente. Ainda era necessária a inclusão de outros campos para possibilitar o cálculo de perdas, bem como a vinculação entre elementos. A partir dessas discussões, foi criado o Módulo 10 para o PRODIST, denominado Sistema de Informação Geográfica Regulatório – SIGR, especificamente para tratar da BDGD (ANEEL, 2014d). As primeiras bases nesse novo formato foram enviadas a partir de 2018.

3.4.2 Estrutura

A BDGD é composta por um conjunto de tabelas, cada uma delas representando uma entidade, sendo 23 entidades geográficas e 22 entidades não geográficas.

Segundo ANEEL (2016b, p.9), “as entidades geográficas representam feições geográficas e estruturas de informação, às quais serão necessariamente representadas geograficamente, além de relacionarem-se com as demais entidades da BDGD”. Enquanto isso, as entidades não geográficas não apresentam representação geográfica definida. Outro aspecto relevante, é que a maioria dos elementos que compõem a rede fazem parte das entidades geográficas, e são declarados como Unidades – UN, e são apresentados com seus aspectos elétricos, como potência e tensão de operação. Cada uma das UN tem também sua representação nas entidades não geográficas, denominadas Equipamentos – EQ, onde são descritos outros atributos, como valores nominais, classificação contábil e sua referência no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. A lista completa de entidades pode ser observada na Tabela 2, conforme sua classificação.

Tabela 2 - Entidades que compõem a BDGD

Entidades Geográficas	Entidades Não Geográficas
Subestação – SUB	Ramal de Ligação – RAMLIG
Unidade Consumidora de Baixa Tensão – UCBT	Barramento – BAR
Unidade Consumidora de Média Tensão – UCMT	Circuito de Alta Tensão – CTAT
Unidade Consumidora de Alta Tensão – UCAT	Circuito de Média Tensão – CTMT
Unidade Geradora de Baixa Tensão – UGBT	Equipamento Medidor – EQME
Unidade Geradora de Média Tensão – UGMT	Equipamento Regulador – EQRE
Unidade Geradora de Alta Tensão – UGAT	Equipamento Seccionador – EQSE
Ponto Notável – PONNOT	Equipamento Transformador de Subestação – EQTRS
Segmento do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – SSDBT	Equipamento Transformador de Distribuição – EQTRD

Segmento do Sistema de Distribuição de Média Tensão – SSDMT	Equipamento Transformador de Medida – EQTRM
Segmento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SSDAT	Equipamento Compensador de Reativo – EQCR
Unidade Compensadora de Reativo de Baixa Tensão – UNCRBT	Equipamento Sistema de Aterramento – EQSIAT
Unidade Compensadora de Reativo de Média Tensão – UNCRMT	Equipamento Transformador de Serviço Auxiliar – EQTRSX
Unidade Compensadora de Reativo de Alta Tensão – UNCRAT	Segmento Condutor – SEGCON
Unidade Reguladora de Média Tensão – UNREMT	Indicadores Gerenciais – INDGER
Unidade Reguladora de Alta Tensão – UNREAT	Base – BASE
Unidade Seccionadora de Baixa Tensão – UNSEBT	Bay – BAY
Unidade Seccionadora de Média Tensão – UNSEMT	Ponto de Iluminação Pública – PIP
Unidade Seccionadora de Alta Tensão – UNSEAT	Balanço de Energia – BE
Unidade Transformadora de Subestação – UNTRS	Energia Passante – EP
Unidade Transformadora de Distribuição – UNTRD	Perda Técnica – PT
Conjunto – CONJ	Perda Não Técnica – PNT
Área de Atuação – ARAT	

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016b).

Em cada tabela de entidade estão contidos todos os elementos do sistema da distribuidora que são definidos como tal. Como exemplo, cita-se a entidade SSDBT, que contém todos os segmentos de distribuição de baixa tensão da empresa.

Fazem parte de cada elemento de cada entidade diversos detalhamentos, como ao qual alimentador e subestação pertencem, código de referência das fases de conexão, entre muitos outros. Para o sequenciamento elétrico, o detalhamento

mais importante é o Ponto de Acoplamento – PAC, que corresponde a um código indicado também em outro objeto de outra entidade, onde estará conectado. Alguns elementos terão apenas um PAC, como as cargas. Outros elementos devem ter dois PACs, como é o caso de segmentos. Ainda, há casos em que o elemento pode ter três PACs, como um transformador com terciário. No intuito de facilitar o entendimento, pode-se dizer que um PAC equivale a um nó no sistema elétrico.

3.4.3 Obrigações e prazos

A BDGD deve ser enviada por todas as concessionárias anualmente em caráter ordinário até 31 de janeiro de cada ano, com dados referenciados em 31 de dezembro do ano anterior. Ainda, pode ser solicitada pela ANEEL na modalidade extraordinária, para comparação com o Laudo de Avaliação de Ativos da Base de Remuneração Regulatória – BRR na época da RTP da distribuidora.

3.4.4 Testes de consistência da base

Por ser um grande conjunto de informações que requerem consistência, a BDGD precisa ser validada antes de ser aceita pela ANEEL. As distribuidoras devem submeter a BDGD em arquivo tipo *geodatabase* (.gdb) em um sistema validador da ANEEL, que consiste em um teste da base em 18 etapas.

O processo de validação é baseado na utilização em critérios espaciais e alfanuméricos. Os testes contemplam a verificação de que todos os campos que compõem a BDGD estão completos, e com o tipo de informação esperada, como também o relacionamento entre entidades. Por exemplo, se um segmento de rede da entidade SSDMT apresentar um determinado número para indicar em qual poste da rede está conectado, esse poste deverá aparecer na entidade PONNOT.

As etapas de validação são variadas, contemplam validações dos montantes de energia declarados, verificações que os ativos físicos estão de acordo com o MCPSE, validações de relações e posicionamento espaciais e, como uma das últimas etapas e das mais complexas, a validação das perdas técnicas.

3.4.5 Validação das perdas técnicas

Na etapa número 17, são analisados os dados necessários ao cálculo de perdas técnicas conforme exigido no Módulo 7 do PRODIST.

Para essa validação, os dados da BDGD são repassados para um banco de dados SQL, onde é executado o *script* denominado GeoPerdas, que retorna os seguintes arquivos com os erros da etapa 17:

- a) tabela AuxCheck: São apresentados os erros e avisos encontrados em cada entidade, como por exemplo, condutores declarados em SSDBT sem correspondência na entidade SEGCON. A tabela também aponta erros de sequenciamento elétrico, que ocorrem quando o código do alimentador declarado não guarda correspondência com o do alimentador obtido após o sequenciamento elétrico ou tensão no primário igual ao secundário no transformador após sequenciamento elétrico. Esses erros são observados quando algum componente da rede não está corretamente conectado através dos pontos de acoplamento com outros elementos do alimentador;
- b) tabela AuxTramo: São apresentados todos os itens da rede com problemas de conectividade ou faseamento, como chaves, transformadores, segmentos e ramais.

Cada tipo de erro possui um limite tolerável, que varia de zero a 2%. Se a base apresentar inconsistências acima do estipulado, apresentará erro crítico na etapa 17 e a BDGD não será aceita pela ANEEL.

É importante destacar que o órgão regulador disponibilizou o *script* do GeoPerdas para que as distribuidoras possam testar suas bases antes de submetê-las no sistema validador da ANEEL.

Com a etapa 17 de validação concluída com sucesso, o cálculo de perdas técnicas regulatórias poderá ser efetuado através do *software* desenvolvido pela ANEEL, denominado ProgGeoPerdas, em conjunto com o OpenDSS.

3.5 A campanha de medição

Outro pré-requisito para o cálculo de perdas técnicas é a caracterização da carga da distribuidora obtida por meio das informações da campanha de medição, que ocorre previamente ao processo de RTP. Esse procedimento trata-se de um período em que uma amostra de unidades consumidoras e transformadores são medidos a fim de que sejam obtidas as curvas de carga representativas da distribuidora.

No caso das unidades consumidoras, a estratificação deve ser realizada por nível de tensão, classe e faixa de consumo. Todos os consumidores atendidos com tensão acima de 69 kV devem ser medidos, enquanto os demais consumidores devem ser medidos por amostragem.

Para a obtenção das curvas de carga, são coletadas as leituras de potência ativa, compostas de 96 pontos diários, ou seja, integralização com intervalos de 15 minutos. Por fim, a caracterização da carga e das redes deve ser feita por curvas de carga típicas para dia útil, sábado e domingo, considerando as estratificações (ANEEL, 2016c).

As curvas de carga consolidadas não fazem parte da BDGD, mas deverão integrar o banco GeoPerdas para que sejam levadas em consideração no cálculo das perdas técnicas regulatórias. Para o cálculo de perdas, que é realizado no modo diário, considera-se a curva de carga para cada unidade consumidora composta de 24 patamares de demanda. Esses patamares são obtidos das curvas de carga dos consumidores-tipo pela média aritmética, para cada hora, dos pontos de demanda obtidos de 15 em 15 minutos (ANEEL, 2014c).

3.6 Cálculo de perdas técnicas regulatórias atual

Conforme estabelecido no Módulo 7 do PRODIST, as perdas de energia nas redes e nos equipamentos associados ao SDAT são apuradas por dados obtidos do sistema de medição, pela diferença entre a energia injetada e fornecida medidas na fronteira desse sistema com agentes de transmissão, geração, consumidores, outras distribuidoras e Subestações de Distribuição – SED. Essa metodologia é denominada *top-down*, já que a apuração das perdas é realizada a partir dos níveis de tensão mais elevados até a fronteira com o SDMT (ANEEL, 2017a). As perdas

técnicas do SDAT são informadas pela distribuidora na entidade PT da BDGD, discriminadas para os níveis de tensão dos subgrupos A1, A2 e A3, juntamente com as perdas relacionadas aos transformadores de potência (AT/AT e AT/MT) e estão sujeitas à aprovação da ANEEL. Esses dados são informados para cada mês do ano de referência da BDGD.

Enquanto isso, as perdas ocorridas no SDMT e no SDBT são calculadas através de método detalhado por fluxo de potência a partir dos dados validados da BDGD e utilizando o *software* OpenDSS. Nesse procedimento, denominado *bottom-up*, as perdas de energia são calculadas a partir da energia medida nos pontos de consumo acrescidas das perdas nos medidores (ANEEL, 2017a).

Para realizar o cálculo de perdas por fluxo de potência, a ANEEL desenvolveu o *software* ProgGeoPerdas utilizando a interface COM do OpenDSS através da linguagem C#. Tanto os *scripts* como o aplicativo executável foram disponibilizados pela ANEEL em seu *website* (ANEEL, 2021c). Cabe ressaltar que todos os parâmetros regulatórios já estão implementados no ProgGeoPerdas.

3.6.1 Interface do ProgGeoPerdas

Ao executar o ProgGeoPerdas, é necessário conectá-lo ao banco GeoPerdas, como na interface apresentada na Figura 7. Esse procedimento é necessário para que o ProgGeoPerdas possa acessar as informações contidas na BDGD e as curvas de carga obtidas pela campanha de medição.

Figura 7 - Conexão com banco de dados no ProgGeoPerdas



ProgGeoPerdas - Apuração de Perdas Técnicas - V 1.0.0.999

Execução via Banco de Dados Banco de Dados Execução via Arquivo Informações Administração

Nome do Servidor: celsqld

Usuário: bdgd

Nome do Banco de Dados: GeoPerdas2020

Senha:

Conectar

Desconectar

[31/10/2020 13:37:33] A inicialização do servidor DSS obteve sucesso.
 [31/10/2020 13:41:44] Não há qualquer conexão ativa.
 [31/10/2020 13:41:44] A conexão com o banco de dados foi estabelecida.

Fonte: Elaboração própria (2020).

Após estabelecida a conexão com o banco de dados, a aba “Execução via Banco de Dados” poderá ser configurada, conforme ilustra a Figura 8. O cálculo de perdas é realizado para cada alimentador de média tensão da distribuidora, em que cada alimentador é considerado um circuito, sendo que o ProgGeoPerdas pode ser configurado para executar a análise de um ou mais alimentadores. No caso de mais de um alimentador, o *software* executará o fluxo de potência de cada alimentador de forma sequencial, um após o outro.

Figura 8 - Interface de execução no ProgGeoPerdas

ProgGeoPerdas - Apuração de Perdas Técnicas - V 1.0.0.999

Execução via Banco de Dados Banco de Dados Execução via Arquivo Informações Administração

Base Analisada: 20195697

Alimentador (Separar alimentadores por): AGA01

Reinicializa Cargas Não Técnicas

Medição Completa

- Convergência de Perda Não Técnica
- Transformadores ABNT
- Adequação Tensão Mínima das Cargas MT (0,93 pu)
- Adequação Tensão Mínima das Cargas BT (0,92 pu)
- Limitar Máxima Tensão de Barras e Reguladores (1,05 pu)
- Limitar o Ramal (30m)
- Utilizar Tap nos Transformadores
- Limitar Cargas BT (Potência ativa do transformador)
- Eliminar Transformadores Vazios
- Neutralizar Transformadores de Terceiros
- Neutralizar Redes de Terceiros (MT/BT)

Tensão Mínima (pu): 0,6

Modelos de carga (1, 2, 3): 1 - Modelo de carga

Executa MT-BT

Relatório de Análises

Relatório SGT

Tensão Completo

Tensão Simples

Executa TP

Executa Balanço

Executa Medidores

Exporta

[31/10/2020 13:37:33] A inicialização do servidor DSS obteve sucesso.
 [31/10/2020 13:41:44] Não há qualquer conexão ativa.
 [31/10/2020 13:41:44] A conexão com o banco de dados foi estabelecida.

Fonte: Elaboração própria (2020).

Concluída a execução do fluxo de potência dos alimentadores, os resultados podem ser verificados por alimentador no banco de dados Microsoft SQL, conforme Figura 9. Além das perdas técnicas finais para o alimentador, outros detalhes são disponibilizados, como a energia injetada simulada no programa.

Figura 9 - Resultados do ProgGeoPerdas no Microsoft SQL

CodBase	CodAlm	TipoRodada	Dias	EnergiaInBase_kWh	EnergiaInJ_kWh	DFEnergiaBaseIn_%	EnergiaFomcBase_kWh	EnergiaFomc_kWh	PerdaEnergiaTecnica_kWh	PerdaEnergiaNTecnica_kWh	PerdaEnergiaCobre_kWh
2019125697	AGA03	NTMBSR1PVTTTR	365	15032050.504400000	15033066.232235786	NULL	NULL	13302928.350237784	1730137.881997977	NULL	NULL
2019125697	AGA04	NTMBSR1PVTTTR	365	24976707.167220000	24974431.807707687	NULL	NULL	24065935.755879974	908496.051827749	NULL	NULL
2019125697	AGA05	NTMBSR1PVTTTR	365	8437034.105420000	8435228.902521567	NULL	NULL	8107230.559491170	327998.343030044	NULL	NULL
2019125697	AGA07	NTMBSR1PVTTTR	365	11611036.075570000	11610329.902825209	NULL	NULL	11382352.687146840	227977.215678345	NULL	NULL
2019125697	AGA08	NTMBSR1PVTTTR	365	21822930.692210000	21821456.255845111	NULL	NULL	20732539.929408221	1088916.326436950	NULL	NULL
2019125697	APG01	NTMBSR1PVTTTR	365	28452037.828300000	28449148.451740465	NULL	NULL	27773117.491896699	676030.959843751	NULL	NULL
2019125697	APG02	NTMBSR1PVTTTR	365	34992048.144880000	34992253.501511747	NULL	NULL	29427863.975680469	5564389.525831346	NULL	NULL
2019125697	ARI01	NTMBSR1PVTTTR	365	20672143.002790000	20671927.366491096	NULL	NULL	19244658.409486295	1427228.957004801	NULL	NULL
2019125697	ARI02	NTMBSR1PVTTTR	365	8558132.389660000	8554693.364829066	NULL	NULL	7985756.721819110	568936.643009911	NULL	NULL
2019125697	ARI03	NTMBSR1PVTTTR	365	13943014.067240000	13943150.476799078	NULL	NULL	13052114.845109780	891035.631649298	NULL	NULL
2019125697	ARI04	NTMBSR1PVTTTR	365	21677171.843650000	21675258.255907608	NULL	NULL	19706444.109968996	1968814.145938610	NULL	NULL
2019125697	ARI05	NTMBSR1PVTTTR	365	8418276.892740000	8416001.635084042	NULL	NULL	7806279.546610106	609722.088473795	NULL	NULL
2019125697	ATA01	NTMBSR1PVTTTR	365	35213676.587280000	35208198.083852320	NULL	NULL	32389561.770431965	282636.313420317	NULL	NULL
2019125697	ATA02	NTMBSR1PVTTTR	365	12324498.057930000	12324102.680275712	NULL	NULL	11130173.759695916	1193928.920579842	NULL	NULL
2019125697	AUG01	-TMBSR1PVTTTR	365	15928250.587580000	15694405.025204602	NULL	NULL	12772111.280350343	2922293.744934305	NULL	NULL
2019125697	AUG02	NTMBSR1PVTTTR	365	1436105.475990000	1433757.555311984	NULL	NULL	1342824.083156461	90933.472195631	NULL	NULL
2019125697	AUG02	-TMBSR1PVTTTR	365	1436105.475990000	1288978.703536058	NULL	NULL	1203462.413027046	85516.290509094	NULL	NULL
2019125697	BBV01	NTMBSR1PVTTTR	365	48220286.298630000	48216485.614415832	NULL	NULL	47262924.271383776	953561.343032071	NULL	NULL

Consulta executada com êxito. celsqldb01h,1432 (13.0 SP2) bdgd (63) GeoPerdas2020 00:00:01 741 linhas

Fonte: Elaboração própria (2020).

3.6.2 Exportação dos arquivos no formato .dss

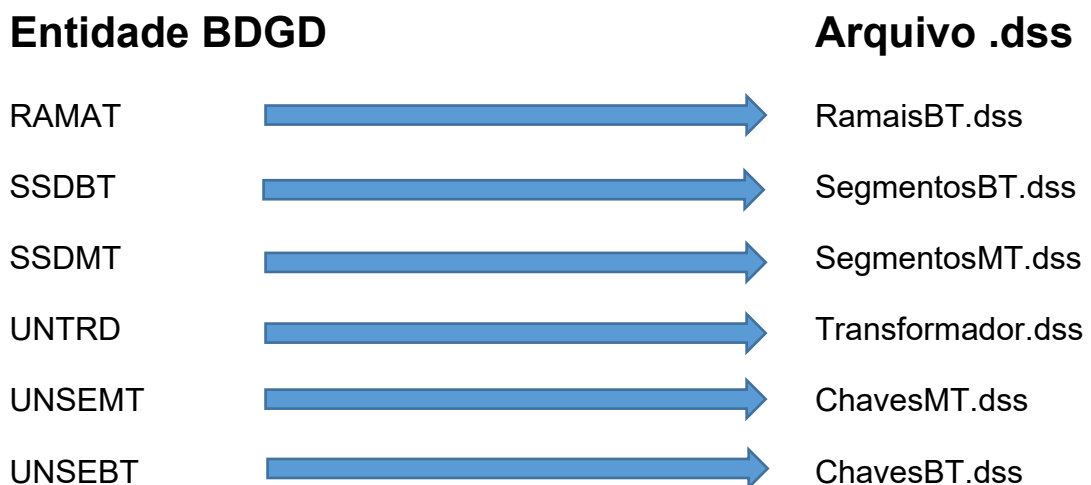
Através da rotina desenvolvida pela ANEEL dentro do ProgGeoPerdas, as tabelas da BDGD são extraídas e alteradas para o padrão de leitura do OpenDSS, formato .dss.

O OpenDSS lê os elementos do circuito através de linhas de comando, que podem estar todos em um mesmo arquivo ou em arquivos distintos. No caso do ProgGeoPerdas, é criado um arquivo para cada entidade que representa um tipo de elemento PD, como ilustra a Figura 10.

Para os elementos PC, que são as cargas do circuito, são criados arquivos .dss mensais segregados em cargas BT e cargas MT. Além disso, para cada arquivo BT e MT, para cada mês, é gerado um arquivo para cada tipo de curva de carga (Dia Útil – DU, Sábado – SA e Domingo – DO), gerando um total de 64 arquivos para as cargas regulares de energia.

Os dados das unidades consumidoras apresentados na BDGD são valores de energia mensal, em kWh. Essa informação é convertida em uma potência mensal, em kW, que multiplicada pelas curvas de carga referente aos dias úteis, sábados e domingos daquele mês deverá ser igual ao consumo declarado na BDGD.

Figura 10 - Transformação das entidades BDGD para arquivos .dss



Fonte: Elaboração própria (2020).

Cabe ressaltar que após a execução do fluxo de potência, o consumo não será mais o mesmo do que foi declarado na BDGD. Isso decorre porque um dos

parâmetros regulatórios é a modelagem das cargas no modelo ZIP, composto por 100% de impedância constante para parcela reativa e por 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parcela ativa da carga.

Outro aspecto relevante nas cargas é a consideração das perdas não técnicas, que ocorrem devido ao consumo irregular. Através da interface COM é possível inserir valores ou acessar as funções internas do OpenDSS, e também permite ao usuário desenvolver algoritmos personalizados, como por exemplo, no caso do ProgGeoPerdas, a implementação de um processo iterativo que considera as perdas técnicas ocorridas devido à presença das perdas não técnicas. Sendo assim, além da criação dos arquivos .dss de cargas regulares que foram descritos, também são criados arquivos de carga com potência zero, que após as iterações serão populados com os montantes correspondentes às perdas não técnicas, correspondentes às cargas irregulares.

3.6.3 Funcionamento do ProgGeoPerdas

O método de solução de fluxo de potência adotado para o cálculo de perdas técnicas é denominado Normal, descrito no Apêndice A, que apresenta soluções tidas como satisfatórias para as condições verificadas em sistemas de distribuição (ANEEL, 2014c). O modo de execução empregado é o *Daily* (diário), em que são utilizadas as curvas de carga típicas: dia útil, sábado e domingo.

O fluxo de potência de cada alimentador é executado três vezes para cada mês para obtenção das perdas técnicas de dias úteis, sábados e domingos para o mês correspondente, visto que em cada mês as cargas possuem potências distintas. Ressalta-se que, apesar dos montantes de energia informados na BDGD serem mensais, a topologia da rede é informada como uma fotografia do sistema elétrico no dia 31 de dezembro do ano em questão. Como o objetivo do cálculo é obter as perdas técnicas anuais, os valores de perdas obtidos no fluxo de potência dos dias úteis, sábados e domingos são multiplicados pelos dias correspondentes em cada mês.

A primeira execução do fluxo de potência parte dos montantes de consumo mensal de cada unidade consumidora, convertidos em potência através das curvas de carga correspondentes a cada tipo de consumidor. Nesse primeiro momento são

obtidas as perdas técnicas somente sobre o montante de carga regular, ou seja, não são consideradas as perdas técnicas devido às perdas não técnicas.

A partir disso, inicia-se um processo iterativo em que é adicionado um montante de energia à cada carga, representando as perdas não técnicas do alimentador, até que a condição de parada seja satisfeita. O processo é realizado até que a diferença mensal entre a energia injetada declarada na BDGD em cada alimentador seja desprezível em relação ao somatório da energia declarada nos pontos de consumo, somadas às perdas técnicas e não técnicas calculadas (ANEEL, 2014c), conforme expressão da Equação (11). Nos recentes processos de RTP, a tolerância utilizada no processo iterativo para cálculo das perdas técnicas devido às perdas não técnicas foi de 500 kWh/mês (ANEEL, 2020b). O fluxo de potência é executado seguindo essa lógica para cada um dos doze meses do ano.

$$\textit{Energia Injetada Declarada} - \textit{Energia Consumida Declarada} - \quad (11)$$

$$\textit{Perdas Não Técnicas Simuladas} - \textit{Perdas Técnicas Simuladas} < 500 \textit{ kWh}$$

Após os processos iterativos para os doze meses serem concluídos, a energia injetada anual declarada na BDGD é comparada à energia injetada simulada no programa. Caso a diferença seja menor de 7,3% (valor definido pela própria ANEEL), o alimentador é simulado novamente com outro critério de parada, que é estabelecido por uma tolerância menor que 500 kWh/mês entre a energia injetada declarada na BDGD e a energia injetada simulada, conforme Equação (12).

$$\textit{Energia Injetada Declarada} - \textit{Energia Injetada Simulada} < 500 \textit{ kWh} \quad (12)$$

Ou seja, os alimentadores que apresentaram uma boa convergência no primeiro processo iterativo (modelo de convergência 1) são simulados novamente do início com o modelo de convergência 2. Esses casos tendem a apresentar perdas técnicas maiores, já que a energia injetada simulada ficará mais próxima à declarada. Ainda, essa seleção tem a função de incentivar a correta modelagem dos alimentadores e declaração de montantes de energia na BDGD.

Com o cálculo de perdas técnicas por alimentador concluído, são verificados quais alimentadores apresentaram erros que levaram a resultados inconsistentes, como os listados a seguir:

- a) problemas de sub ou sobretensão;

- b) perdas técnicas excessivamente elevadas;
- c) perdas técnicas maiores que a perdas totais declaradas, que tem como consequência perdas não técnicas negativas;
- d) erros de convergência na solução do método de fluxo de potência.

Nessas situações, são adotadas as perdas técnicas médias dos alimentadores com resultados consistentes.

Em alguns casos, em que não seria possível o cálculo por fluxo de potência, são adotadas as perdas de energia apuradas pelas próprias distribuidoras. Essas situações ocorrem quando os alimentadores, ditos atípicos, apresentam pelo menos uma das seguintes características:

- a) possuir geração distribuída com energia injetada significativa em relação às cargas alimentadas pelo circuito;
- b) apresentar característica de subtransmissão;
- c) suprir simultaneamente o mesmo transformador de distribuição (*spot network*);
- d) possuir redes subterrâneas reticuladas associadas;
- e) ter tido reconfiguração no último ano.

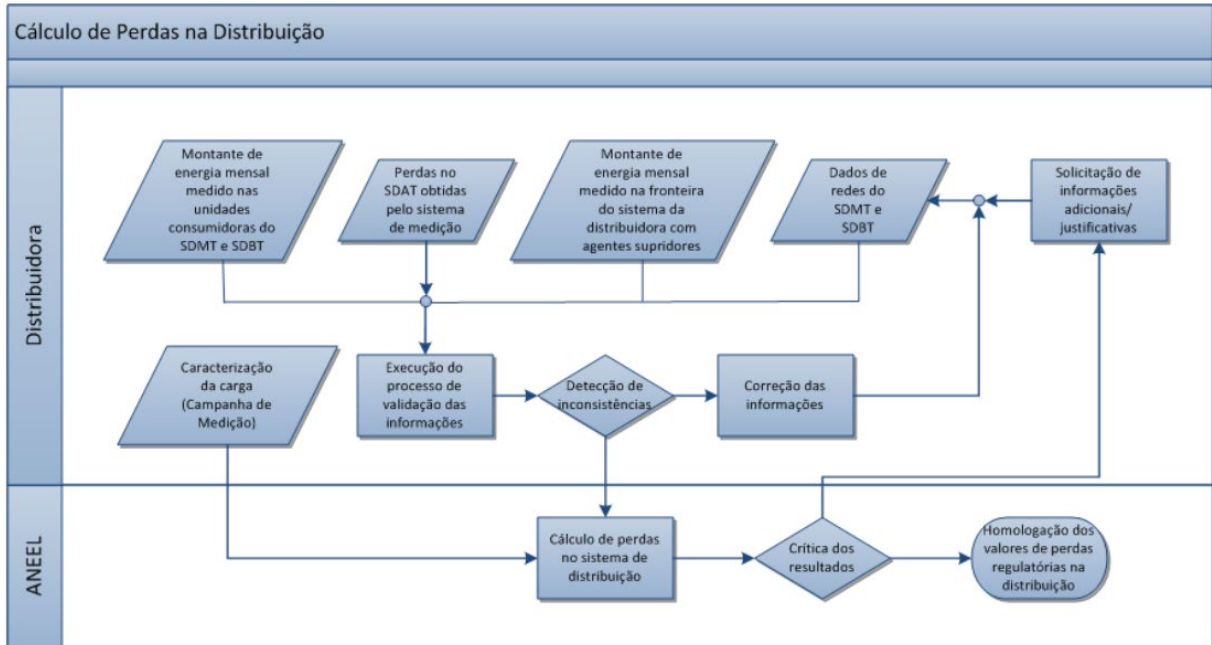
3.6.4 Demais considerações no cálculo de perdas regulatório

Para as perdas nos medidores, são consideradas perdas de potência de 1 W por circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 W para medidores eletrônicos. Para os medidores de energia dos consumidores BT, o cálculo depende da quantidade de bobinas de tensão do medidor (ANEEL, 2014c).

Para as perdas finais dos alimentadores são consideradas perdas adicionais de 5% sobre o montante de perdas técnicas totais, que dizem respeito às perdas técnicas produzidas por efeito corona em conexões, sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, e por fugas de correntes em isoladores e para-raios, sendo esse um dos parâmetros

regulatórios adotados (ANEEL, 2017a). Por fim, o cálculo de perdas técnicas regulatórias pode ser sumarizado na Figura 11.

Figura 11 - Fluxograma simplificado do procedimento de avaliação das perdas



Fonte: ANEEL (2017a).

4 METODOLOGIA

O objetivo do trabalho é comparar o cálculo de perdas técnicas regulatórias, que utiliza os parâmetros regulatórios, com o cálculo das perdas técnicas mais próximas ao que de fato ocorre no sistema elétrico da Celesc Distribuição. Para isso, primeiramente é executado o cálculo de perdas técnicas com os parâmetros regulatórios, denominado caso base. Posteriormente, no intuito de apurar a efetividade dos parâmetros regulatórios estudados, cada um desses critérios é testado de forma individual. Assim, substitui-se um dos parâmetros do caso base por uma aproximação ao caso real, denominado caso de estudo. Por fim, os resultados do caso base são comparados com o caso de estudo.

Os resultados são apurados pela diferença entre os percentuais de perdas técnicas do caso estudado frente ao caso base para cada um dos parâmetros, conforme Equação (13).

$$\Delta \%PT = \%PT_{estudo} - \%PT_{base} \quad (13)$$

Em que:

$\Delta \%PT$ = diferença entre os percentuais de perdas técnicas nos casos de estudo e base;

$\%PT_{estudo}$ = percentual de perdas técnicas no caso de estudo;

$\%PT_{base}$ = percentual de perdas técnicas no caso base.

Os percentuais de perdas técnicas, por sua vez, são obtidos pelo montante de energia anual correspondente às perdas técnicas sobre a energia injetada no alimentador, conforme Equação (14).

$$\%PT = \frac{PT}{EI} \quad (14)$$

Em que:

$\%PT$ = percentual de perdas técnicas;

PT = energia equivalente às perdas técnicas anuais, em MWh;

EI = energia injetada no alimentador no ano, calculada pelo fluxo de potência, em MWh.

Os alimentadores são considerados como convergidos quando é possível obter resultados pela simulação do fluxo de potência e os dados obtidos não resultam em perdas não técnicas negativas.

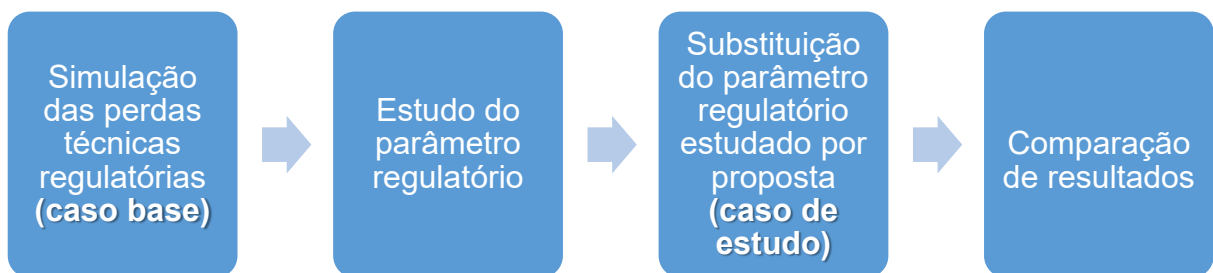
A proposta é avaliar o quanto cada um dos parâmetros regulatórios pode afetar o cálculo de perdas técnicas. São avaliados os seguintes parâmetros, abordados em 3.2:

- a) modelo de representação da carga;
- b) impedância dos cabos;
- c) perdas nos transformadores de distribuição;
- d) bancos de capacitores e fator de potência das cargas.

Salienta-se que apesar dos parâmetros “bancos de capacitores” e “fator de potência 0,92” serem distintos, esses foram modelados pela ANEEL com a prerrogativa de que um tem influência no outro. Desse modo, são testados de forma conjunta.

O fluxograma da metodologia pode ser visualizado na Figura 12.

Figura 12 - Fluxograma da metodologia do trabalho



Fonte: Elaboração própria (2020).

5 ESTUDO DE CASO DOS PARÂMETROS REGULATÓRIOS

Primeiramente, o capítulo contempla uma breve descrição da concessionária de energia Celesc Distribuição, objeto do estudo de caso desse trabalho. Na sequência, é descrito o *software* utilizado no estudo de caso, de elaboração da própria distribuidora, abordando suas principais funcionalidades e semelhanças ao ProgGeoPerdas. Também é explicada a proveniência de dados para o estudo, com as respectivas referências.

Além disso, estão contemplados os estudos de caso para os cinco parâmetros regulatórios estudados: modelos de representação de carga, impedância dos cabos, perdas nos transformadores de distribuição e bancos de capacitores juntamente com fator de potência das cargas. Ao fim de cada estudo, também é apresentada a recomendação baseada na pesquisa elaborada.

5.1 A Celesc Distribuição

A Celesc Distribuição, estudo de caso desse trabalho, é uma concessionária de energia situada no estado de Santa Catarina e faz parte da Celesc Holding.

5.1.1 Histórico

Ainda que atualmente a Celesc Holding opere nas frentes de Geração e Distribuição, a empresa foi criada com a atribuição de planejar, construir e explorar o sistema de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica do estado de Santa Catarina, operando diretamente ou através de subsidiárias ou empresas associadas. No dia 11 de abril de 1956, o Decreto Federal nº 39.015 concedeu autorização para o funcionamento da empresa. Em 4 de agosto do mesmo ano, sua instalação ocorreu formalmente, por meio de Assembleia Geral.

No princípio, a Celesc Distribuição atendia somente 16 municípios, passando para 39 em 1962, quando atendia 100 mil clientes. Nos cinco anos seguintes, a expansão deu-se quando inaugurou cinco usinas hidrelétricas. Na década de 70, com o atendimento de mais 50 municípios, o número de consumidores

passou para 300 mil e na década seguinte atingiu a marca de meio milhão de clientes. Já em 1989, a Celesc Distribuição contava com um milhão de unidades consumidoras atendidas. A marca de dois milhões de clientes foi alcançada em 2004, e a marca de três milhões em 2019 (CELESC, 2020a).

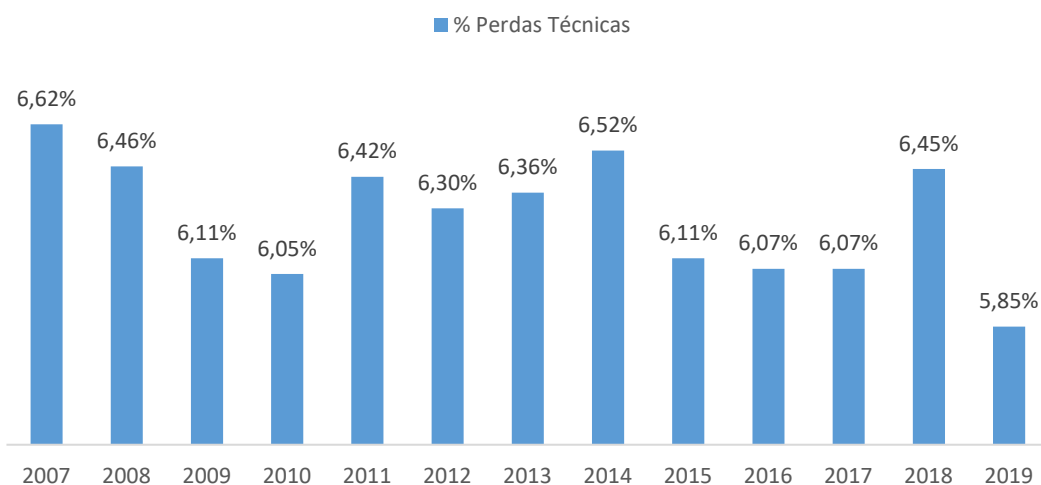
5.1.2 Celesc Distribuição em números

A Celesc Distribuição atende mais de três milhões de unidades consumidoras em 287 municípios que fazem parte da sua área de concessão, sendo todos eles no estado de Santa Catarina, com exceção de Rio Negro, que fica no estado do Paraná. Além disso, faz atendimento a quatro outras concessionárias e vinte outras permissionárias de energia, que atendem os demais municípios catarinenses.

O sistema elétrico da Celesc Distribuição é formado por 167 subestações em torno de 4,6 mil quilômetros de linhas de distribuição e mais de 150 mil quilômetros de redes elétricas de média e baixa tensão, somando capacidade instalada de 7.319 MVA (CELESC, 2020b).

No que tange as perdas técnicas de energia, através do cálculo próprio da Celesc Distribuição, chegou-se aos percentuais sobre a energia injetada mostrados na Figura 13.

Figura 13 - Evolução do percentual de perdas técnicas sobre a energia injetada na Celesc Distribuição



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Salienta-se que o cálculo de perdas técnicas pelo método próprio difere do cálculo de perdas técnicas regulatórias, este último homologado pela ANEEL. A metodologia própria tem o objetivo de aproximar ao máximo os resultados das perdas reais que ocorrem no sistema de distribuição, ou seja, nesse cálculo não são empregados os parâmetros regulatórios do cálculo da ANEEL. Desde 2018, a Celesc Distribuição apura as perdas técnicas pelo PERTEC, *software* desenvolvido pela empresa Daimon Engenharia e Sistemas, bastante difundido no setor elétrico brasileiro.

5.2 Cálculo de perdas técnicas regulatórias

A modelagem do *software* próprio para o cálculo de perdas regulatórias desse trabalho teve como ponto de partida o projeto desenvolvido pelo Eng. Ezequiel Campos Pereira da Cemig Distribuição (PEREIRA, 2018). Em seguida, foram realizadas modificações para atender as necessidades da Celesc Distribuição. O intuito desse *software* é primeiramente calcular as perdas técnicas seguindo a metodologia proposta pela ANEEL, levando-se em consideração todos os parâmetros regulatórios. Nesse *software* é possível ajustar esses parâmetros para estudo do impacto dos parâmetros.

Cabe ressaltar que era de interesse das distribuidoras possuírem um *software* próprio para o cálculo de perdas regulatórias, devido à dificuldade para executar o ProgGeoPerdas, visto que não há muita documentação e instruções a respeito.

Com a nova versão do ProgGeoPerdas, foi possível executá-lo, porém, ainda assim decidiu-se utilizar o *software* próprio para as atividades desse trabalho. Entre os motivos, pode-se citar a otimização de rotinas e a facilidade para se alterar os parâmetros regulatórios a serem testados.

As seguintes similaridades entre o ProgGeoPerdas e o *software* próprio são identificadas:

- a) implementação em C# através da interface COM do OpenDSS;
- b) utilização da BDGD e curvas de cargas típicas como dados iniciais;
- c) processo iterativo para a consideração de perdas não técnicas.

O *software* próprio foi modelado de modo que quando são utilizados os parâmetros regulatórios, os resultados apresentados são similares aos do *software* da ANEEL.

Uma das principais diferenças entre o *software* próprio e o ProgGeoPerdas está nos ajustes das cargas que passam pelo processo de iteração para alocar as perdas não técnicas. Enquanto a ANEEL atualiza os arquivos das cargas, no *software* próprio utiliza-se um fator de multiplicação nas curvas de carga, visando a otimização computacional.

Outra ferramenta empregada para melhorar o processamento computacional é o OpenDSS *Parallel Machine*, que oferece a capacidade de processar a simulação com vários núcleos computacionais paralelamente, diferentemente do OpenDSS convencional que executa a simulação sequencialmente em um único núcleo. Dessa forma, o programa foi configurado para utilizar três núcleos computacionais, executando os fluxos de potência para os dias úteis, sábados e domingos paralelamente para um mesmo alimentador.

5.3 Dados do sistema elétrico em estudo

5.3.1 Rede

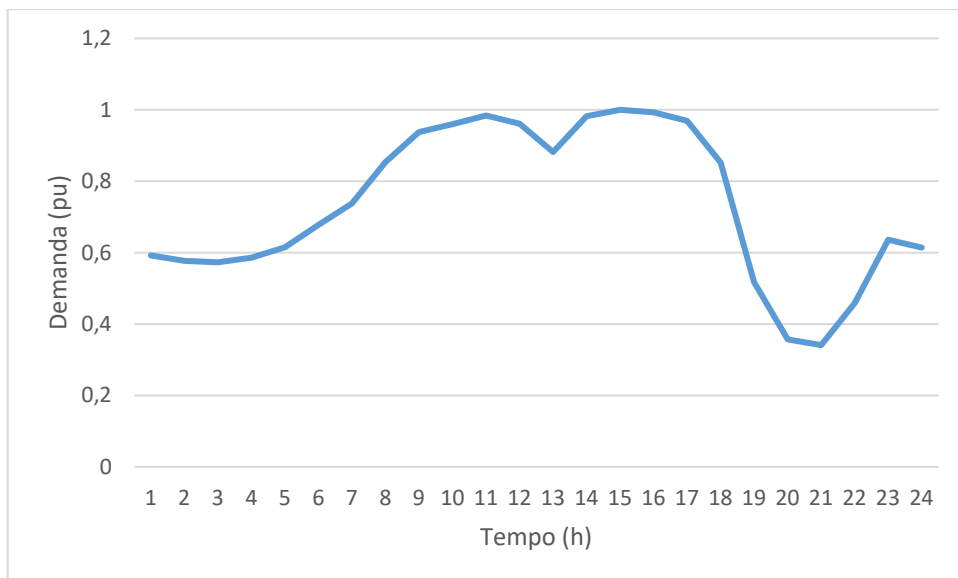
Os dados de topologia da Celesc Distribuição utilizados nesse estudo são obtidos da BDGD do ano de 2019, que corresponde a configuração do sistema elétrico em 31 de dezembro de 2019.

Nessa data, a Celesc possuía 840 alimentadores, chamados de CTMT dentro da codificação da BDGD. Desses alimentadores, 116 foram informados como atípicos, já que possuem mais geração do que carga, ou possuem característica de subtransmissão, e não são aptos ao cálculo de perdas por fluxo de potência. Dessa forma, a base conta com 724 alimentadores nos quais é possível determinar as perdas técnicas pelo OpenDSS.

5.3.2 Caracterização da carga

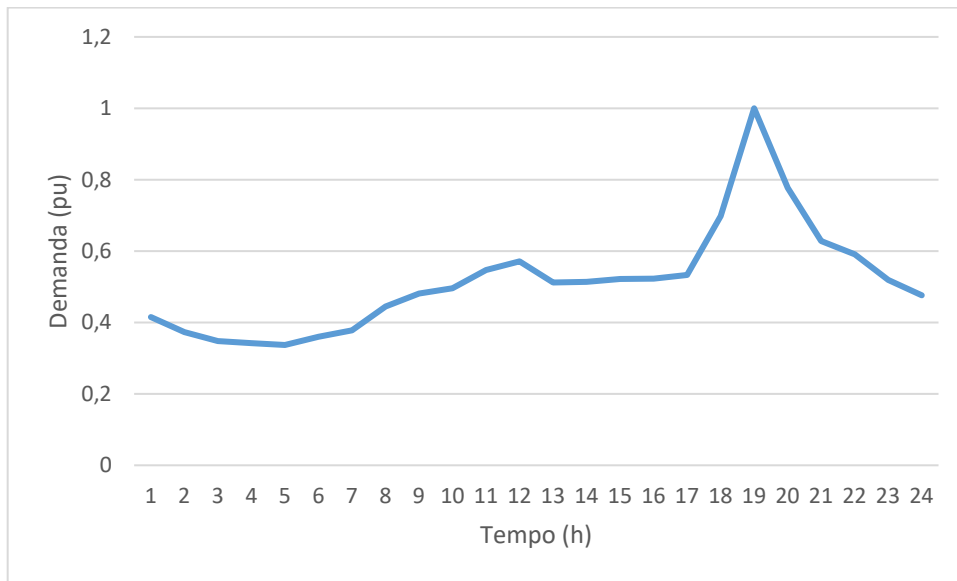
As curvas de carga utilizadas foram obtidas da última campanha de medição da concessionária, que foi realizada para a RTP de 2016. As curvas são diárias, separadas entre dia útil, sábado e domingo. São definidos 10 tipos de curvas para consumidores MT e 10 tipos de curvas para cada classe BT (residencial, comercial, industrial, rural e serviço público) e ainda um tipo de curva para a iluminação pública, totalizando 61 curvas típicas. As Figuras 14, 15 e 16 representam as curvas de carga diárias e agregadas dos consumidores MT, BT e iluminação pública, em p.u.

Figura 14 - Curva de carga diária agregada para consumidores MT



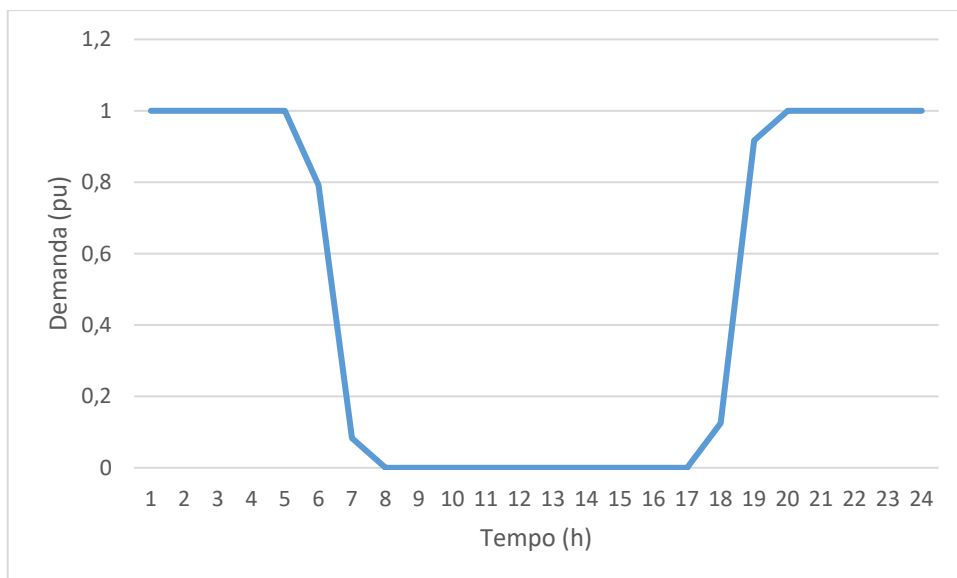
Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Figura 15 - Curva de carga diária agregada para consumidores BT da classe residencial



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Figura 16 - Curva de carga diária agregada para iluminação pública



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

5.4 Estudos de caso dos parâmetros regulatórios

A seguir, são apresentados os resultados referentes às comparações entre os casos de estudo e caso base para os parâmetros regulatórios estudados, mostrando o impacto desses parâmetros no resultado global de perdas técnicas.

Também são propostas recomendações baseadas no impacto que cada um dos parâmetros na apuração de perdas técnicas regulatórias.

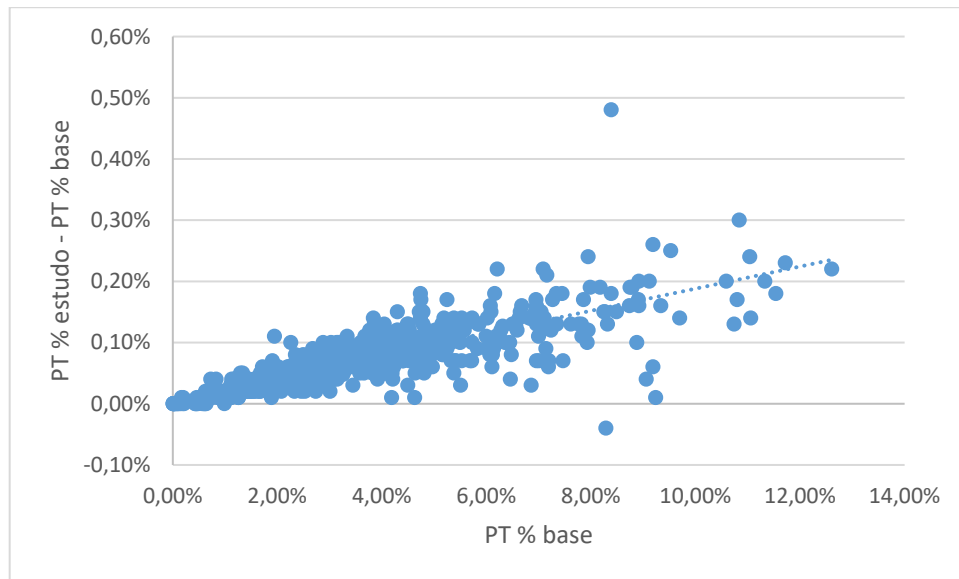
5.4.1 Modelo de representação de carga

Foi feita a comparação das perdas técnicas para os alimentadores da Celesc Distribuição no modelo atualmente empregado pela ANEEL (ZIP) com o modelo de potência constante (P) para as potências ativa e reativa. Ainda que o modelo de potência constante não seja a representação real das cargas de um sistema de distribuição, o estudo tem o intuito de apresentar o impacto do modelo de carga no cálculo das perdas regulatórias.

Foram simulados 724 alimentadores no caso base, sendo que 702 obtiveram convergência no cálculo de fluxo de potência no modelo ZIP. Em seguida foram simulados os 724 alimentadores no caso de estudo, dos quais 704 obtiveram convergência no modelo potência constante.

Entre os alimentadores simulados, 699 tiveram convergência no caso de estudo e no caso base, e desses, 684 convergiram com o mesmo modelo de convergência. Esses 684 alimentadores foram ordenados pelos circuitos com o menor percentual de perdas técnicas no caso base e, a seguir, foi comparada a diferença entre os percentuais de perdas de cada alimentador no caso de estudo e no caso base, conforme Equação (13). A dispersão da variação do percentual de perdas técnicas entre os casos pode ser visualizada na Figura 17. A partir da linha de tendência, percebe-se que quanto maior a perda técnica do alimentador no caso base, maior tende a ser a diferença entre os resultados do modelo ZIP e do modelo potência constante. A diferença média entre as perdas técnicas no caso estudado e caso base foi de 0,07% por alimentador. Essa diferença percentual corresponde ao montante de 16.550 MWh de perdas técnicas anuais a mais no caso de estudo em relação ao caso base nos alimentadores comparados.

Figura 17 - Dispersão da diferença entre os percentuais de perdas técnicas do caso de estudo (potência constante) e do caso base em 684 alimentadores



Fonte: Elaboração própria (2021).

De modo simplificado, no modelo de potência constante quando a tensão for inferior à nominal ocorre um aumento de corrente em relação à nominal, elevando as perdas na rede. Já no modelo de impedância constante, quando a tensão for inferior à nominal, ocorre uma diminuição de corrente em relação à nominal, diminuindo as perdas na rede. No caso estudado, percebe-se que as perdas aumentaram em praticamente todos os alimentadores em relação ao caso base, já que as parcelas ativas e reativas das cargas foram modeladas como potência constante.

Diversos estudos apresentados na seção 3.2.1 demonstram a importância da representação da carga nos resultados de análises de fluxo de potência e no modelo regulatório para o cálculo de perdas técnicas a situação não é diferente. Para exemplificar a diferença entre os modelos de carga, quando a carga é representada por potência constante, uma redução da tensão no alimentador em relação à nominal irá elevar a corrente no circuito, e assim elevará as perdas. No caso da carga ser representada por impedância constante, uma redução da tensão no alimentador em relação à nominal irá diminuir a corrente no circuito, e desse modo diminuir as perdas.

Devido à grande diversidade entre as cargas, a modelagem torna-se uma tarefa bastante complexa. Entre as principais dificuldades podem ser citadas as

variações das cargas durante um período e a falta de informações precisas, seja para uma abordagem por componente ou por medição (IEEE TASK FORCE, 1993).

Além disso, novos desafios para a modelagem de carga estão surgindo, como o aumento da geração distribuída e o gerenciamento pelo lado da demanda. Também devem ser levados em consideração novos tipos de carga, como os veículos elétricos, bem como dispositivos armazenadores de energia (ARIF *et al.*, 2018).

Os argumentos sugerem que, em meio a uma gama imensa de possibilidades para a modelagem de carga, a utilização do modelo ZIP com coeficientes quase que arbitrários não seria o modo mais adequado de representar as cargas no estudo de fluxo de potência para o cálculo das perdas técnicas regulatórias, visto que o modelo de carga exerce significativa diferença no resultado.

Como sugerido por Arif *et al.* (2018), as técnicas de utilização de medição para identificar os parâmetros nos modelos de carga são prevaletes sobre as técnicas por componentes, sobretudo devido ao avanço recente na área de medição. Além disso, há possibilidade de utilização de métodos híbridos, em que os parâmetros podem ser identificados combinando as abordagens por componentes e por medição.

Com isso, sugere-se que no modelo regulatório seja adotada a abordagem por medição para determinação de parâmetros ZIP de representação de carga, baseada nos dados da campanha de medição de cada distribuidora. Uma vantagem desse processo é que os parâmetros poderiam ser atualizados em cada revisão tarifária, quando uma nova campanha de medição é realizada, o que contemplaria as mudanças no comportamento das cargas devido à modernização dos equipamentos. Porém ressalta-se que a campanha de medição precisaria ser ampliada, para que todos os insumos necessários para a metodologia sejam contemplados, como é o caso de valores de tensão.

Além disso, caberia ainda decidir o melhor algoritmo a ser empregado para a determinação dos parâmetros. Na literatura é comum encontrar soluções em que as medições possam ser ajustadas a partir de um modelo estatístico (YAMASHITA *et al.*, 2012) ou de otimização. Entre as opções cita-se primeiramente o método de mínimos quadrados, que é largamente empregado para identificar parâmetros de modelos de carga (ARIF *et al.*, 2018).

A adoção de um modelo de carga dependendo do mercado atendido pelo alimentador a partir dos dados da campanha de medidas da distribuidora também foi sugerida pelo Grupo Neoenergia na primeira fase da Audiência Pública 026/2014 (NEOENERGIA, 2014). Na época, a ANEEL considerou a contribuição pertinente, porém julgou não ser possível conduzir tal estudo pela urgência na definição de diretrizes para o cálculo de perdas técnicas regulatórias (ANEEL, 2014b).

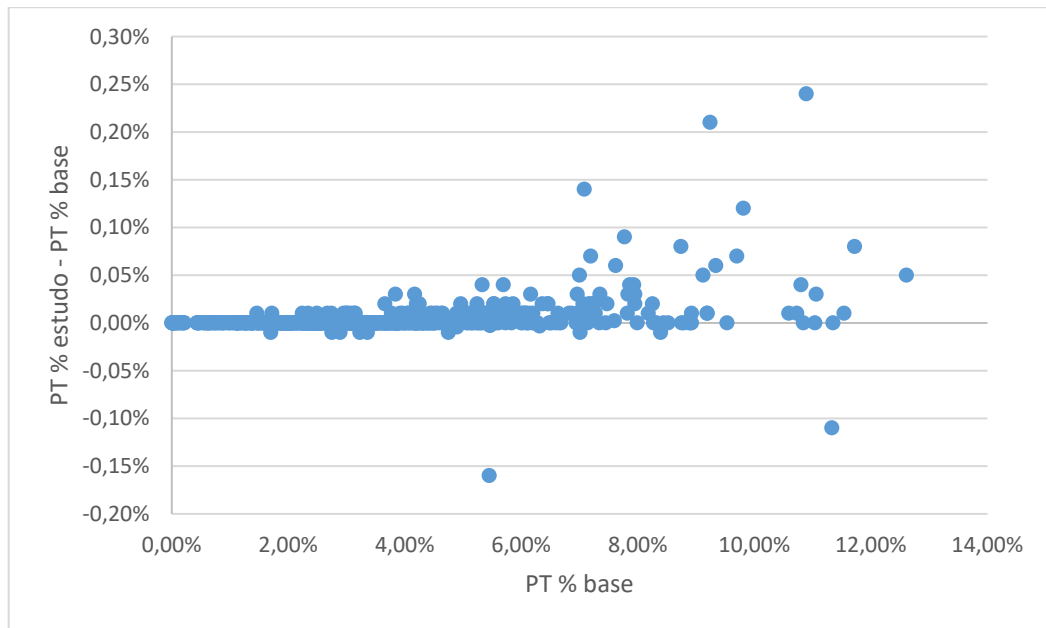
5.4.2 Impedância dos cabos

Com o intuito de captar o impacto da utilização somente da impedância de sequência positiva dos condutores no cálculo das perdas regulatórias, foi realizado o cálculo considerando também a impedância de sequência zero e comparado com o caso base. As impedâncias de sequência foram obtidas do cadastro de cabos da Celesc Distribuição no sistema georreferenciado da empresa.

Foram simulados 724 alimentadores no caso base, sendo que 702 obtiveram convergência no cálculo de fluxo de potência. Em seguida foram simulados os 724 alimentadores no caso de estudo, dos quais 703 obtiveram convergência quando simulados também com a utilização da impedância de sequência zero dos cabos.

Entre os alimentadores simulados, 700 tiveram convergência no caso base e no caso de estudo, e desses, 694 convergiram com o mesmo modelo de convergência. Esses 694 alimentadores foram ordenados pelos circuitos com o menor percentual de perdas técnicas no caso base e, a seguir, foi comparada a diferença entre os percentuais de perdas de cada alimentador no caso de estudo e no caso base, conforme Equação (13). A dispersão da variação do percentual de perdas técnicas entre os casos pode ser visualizada na Figura 18. A diferença média, em módulo, entre as perdas técnicas no caso estudado e caso base foi de 0,01% por alimentador. Essa diferença percentual corresponde ao montante de 615 MWh de perdas técnicas anuais a mais no caso de estudo em relação ao caso base nos alimentadores comparados.

Figura 18 - Dispersão da diferença entre os percentuais de perdas técnicas do caso de estudo (impedância zero) e do caso base em 694 alimentadores



Fonte: Elaboração própria (2021).

Embora a diferença nos percentuais de perdas entre o caso base e o caso de estudo tenha sido pequena, pode-se verificar que o ganho obtido com a utilização da impedância de sequência zero deu-se na convergência do fluxo de potência. Quando se utilizou a impedância de sequência zero juntamente com a impedância de sequência positiva foi possível calcular as perdas técnicas em um alimentador que não tinha convergido no caso base.

Existem estudos que apontam que realmente há diferenças nas perdas técnicas por fase em alimentadores quando compara-se os resultados utilizando a matriz de impedâncias completa e a matriz de sequências. Nesses trabalhos fica evidenciada a diferença das perdas técnicas em cada uma das fases do alimentador. Porém, quando compara-se as perdas totais dos circuitos com as duas modelagens, percebe-se pouca diferença no resultado entre a utilização da matriz de impedâncias completa ou a matriz de sequências (KERSTING; PHILLIPS, 1995; MONTEMEZZO, 2016).

Em estudo específico, realizado por Barbosa *et al.* (2020), que comparou a utilização da impedância de sequência positiva com a matriz de impedâncias completa, foi verificado que 90% dos 1248 alimentadores testados tiveram somente uma variação de até 1% no montante de perdas técnicas encontrado.

Já foi sinalizado pela ANEEL que não haveria impeditivo operacional para a utilização da matriz de impedâncias completa no modelo regulatório de cálculo de perdas. Contudo, a Agência justifica a não utilização devido ao grande número de informações requeridas para tal, como raio médio geométrico, diâmetro, distância entre os condutores e geometria da rede (ANEEL, 2015b).

De fato, o cálculo de perdas através da matriz de impedâncias completa requer diversas informações por parte das distribuidoras, que atualmente não estão contempladas na BDGD. Em razão de nem todas as distribuidoras possuírem essas informações e pelas sutis diferenças que a matriz de impedância completa traria no cálculo global de perdas técnicas, não se vê necessidade da incorporação da matriz de impedâncias completa no cálculo de perdas técnicas regulatórias.

Porém, não foram verificadas restrições à utilização da impedância de sequência zero juntamente com a de sequência positiva que já é utilizada hoje, já que se trata somente de um dado a mais por condutor a ser acrescentados na BDGD. Além disso, é apontado pelo próprio desenvolvedor do OpenDSS que a impedância de sequência zero seja informada pelo usuário. Sendo assim, recomenda-se a inclusão da impedância de sequência zero no cálculo de perdas técnicas regulatórias.

5.4.3 Perdas nos transformadores de distribuição

Entre os 180 mil transformadores de distribuição de posse da Celesc, mais de 70% possuem data de conexão anterior a 2014. Essa informação corrobora com o argumento das distribuidoras, de que a maioria dos equipamentos foram fabricados antes da NBR 5440/2014. No entanto, como foi dito pela ANEEL, um transformador mais antigo nem sempre apresenta perdas superiores às apresentadas no Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2015b).

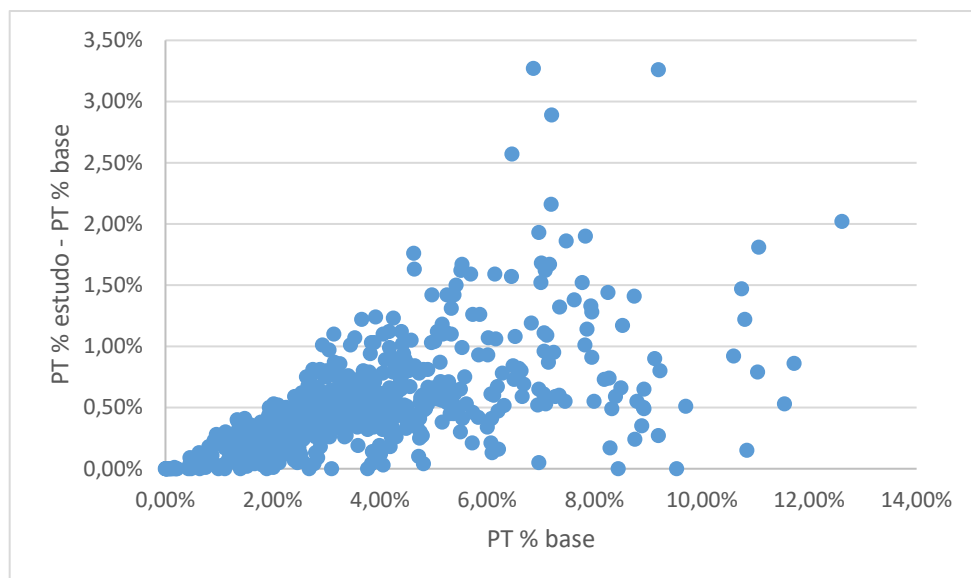
Nesse sentido, para avaliar o impacto desse critério regulatório, é necessária a comparação das perdas técnicas quando se utilizam as perdas em vazio e totais conforme as placas dos equipamentos (caso de estudo), frente às perdas conforme tabelas anexas ao Módulo 7 do PRODIST (caso base).

Foram simulados 724 alimentadores no caso base, sendo que 702 obtiveram convergência no cálculo de fluxo de potência. Em seguida foram simulados

os 724 alimentadores no caso de estudo, dos quais 697 obtiveram convergência quando simulados com os dados de placa dos transformadores de distribuição.

Entre os alimentadores simulados, 695 tiveram convergência no caso base e no caso de estudo, e desses, 680 convergiram com o mesmo modelo de convergência. Esses 680 alimentadores foram ordenados pelos circuitos com o menor percentual de perdas técnicas no caso base e, a seguir, foi comparada a diferença entre os percentuais de perdas de cada alimentador no caso de estudo e no caso base, conforme Equação (13). A dispersão da variação do percentual de perdas técnicas entre os casos pode ser visualizada na Figura 19. A diferença média entre as perdas técnicas no caso estudado e caso base foi de 0,51% por alimentador. Essa diferença percentual corresponde ao montante de 78.942 MWh de perdas técnicas anuais a mais no caso de estudo em relação ao caso base nos alimentadores comparados.

Figura 19 - Dispersão da diferença entre os percentuais de perdas técnicas do caso de estudo (transformadores de distribuição) e do caso base em 680 alimentadores



Fonte: Elaboração própria (2021).

Os transformadores são responsáveis por uma parcela significativa das perdas técnicas nos sistemas de distribuição. Na Celesc, no ano de 2019, o montante de perdas nesses equipamentos correspondeu a 30% do total das perdas técnicas, sendo 8% nos transformadores do SDAT e 22% nos transformadores de distribuição. Dito isso, é natural que o órgão regulador implemente medidas para incentivar a eficiência nesses componentes.

Porém, quando são utilizadas as perdas definidas pela ABNT, as perdas calculadas sofrem uma redução considerável quando comparadas às perdas obtidas com as informações das placas dos equipamentos. Essa situação é prejudicial para as distribuidoras, já que irão ser remuneradas via tarifa por um montante inferior de perdas técnicas do que realmente está sendo dissipado em seus equipamentos no sistema de distribuição.

No 4º CRTP da Celesc Distribuição, foi calculado o montante de perdas técnicas regulatórias de 344.286 MWh somente nos transformadores de distribuição (ANEEL, 2015d). No cálculo interno da concessionária para o mesmo período (ano 2015), foi apurado o montante de 370.346 MWh. Ou seja, foram reconhecidas 93% das perdas técnicas nesses equipamentos. No processo tarifário mais recente (5º CRTP), com base no ano 2019, a ANEEL calculou o montante de 301.606 MWh referente às perdas nos transformadores MT-MT e MT-BT (ANEEL, 2021d), enquanto a Celesc apurou 359.512 MWh através do *software* PERTEC. Nesse caso, 84% das perdas técnicas foram reconhecidas pelo órgão regulador. Como dito, na comparação por alimentador realizada nesse estudo, foi verificada a diferença de 0,51% entre o modelo real e regulatório. Como a perda média de um alimentador variou de 3,51% para 4,02% para os 680 alimentadores comparados, a cobertura regulatória abrange 87% das perdas do caso de estudo, próximo ao percentual obtido pelo PERTEC.

O fato de que a Celesc teve uma redução no percentual de cobertura das perdas em transformadores de distribuição entre o 4º e 5º CRTP pode ser explicado. A partir de 2019, a ANEEL passou a utilizar o nível de eficiência D ao invés do nível E da NBR 5440/2014. Em 2015, a Celesc possuía 165 mil transformadores de distribuição e destes, 150 mil permaneceram na rede em 2019. Assim, como uma alta parcela dos transformadores de distribuição da concessionária permaneceu inalterada, o aumento da rigidez da regra acarretou um menor reconhecimento das perdas técnicas nesses equipamentos. Apesar da Celesc ter obtido uma redução nas perdas reais dos transformadores de distribuição, devido a incorporação de equipamentos mais modernos, o ritmo da modernização da Celesc foi menor do que a evolução necessária para acompanhar a regra da ANEEL.

Levando-se em consideração tudo que foi apresentado sobre esse parâmetro regulatório, a demonstração das diferenças entre o cálculo do órgão regulador e o resultado real de uma rede de distribuição é de fácil compreensão.

Contudo, concluir se o critério realmente é justo, ou se a regra é demasiadamente rígida, é uma tarefa árdua. De um lado o órgão regulador, que tem como missão “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade” (ANEEL, 2021e). Para isso, é seu dever exigir eficiência das concessionárias de energia elétrica, incluindo reduções nas perdas técnicas. Do outro lado, as distribuidoras, que tem como um de seus objetivos manter o equilíbrio econômico-financeiro, buscam as melhores formas de atender os níveis estabelecidos pela ANEEL.

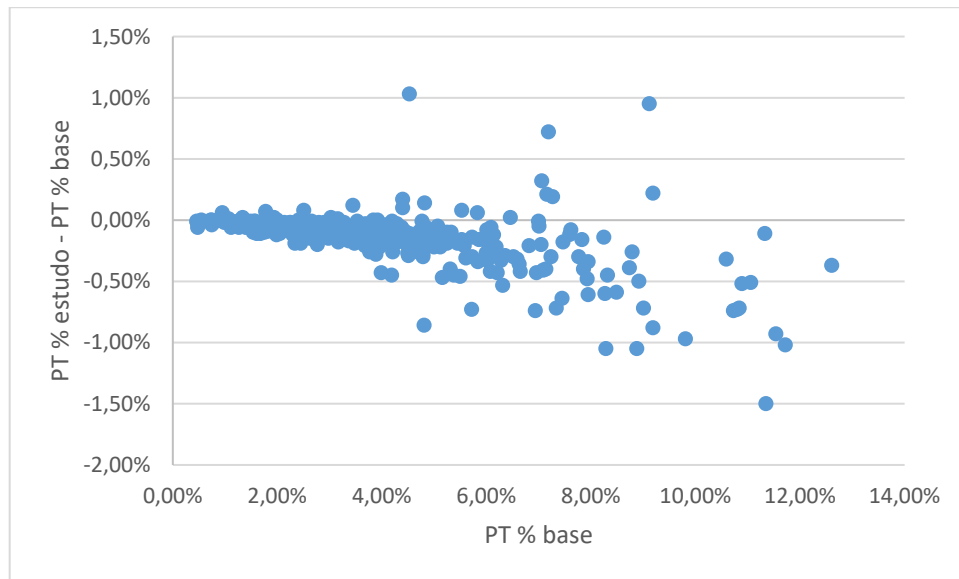
5.4.4 Bancos de capacitores e fator de potência das cargas

Dos 724 alimentadores simulados, 464 possuem pelo menos um banco de capacitores instalado, sendo que a maioria desses equipamentos é de 300 kvar. A média de bancos nesses alimentadores é de 1,8 e certos circuitos contêm até 9 bancos de capacitores instalados.

Para avaliar o impacto dos bancos de capacitores no cálculo das perdas técnicas regulatórias, é necessária a comparação das perdas técnicas quando esses equipamentos são considerados frente ao caso base, ou seja, quando os bancos de capacitores não são modelados.

Foram simulados os 464 alimentadores que possuem bancos de capacitores levando em consideração esses equipamentos (caso de estudo) dos quais 447 convergiram. No caso base, que desconsidera os bancos, 445 dos 464 obtiveram convergência. Entre os alimentadores que convergiram no caso base e no caso de estudo, 429 convergiram com o mesmo método e tiveram suas perdas técnicas comparadas. Esses 429 alimentadores foram ordenados pelos circuitos com o menor percentual de perdas técnicas no caso base e, a seguir, foi comparada a diferença entre os percentuais de perdas de cada alimentador no caso de estudo e no caso base, conforme Equação (13). A dispersão da variação do percentual de perdas técnicas entre os casos pode ser visualizada na Figura 20.

Figura 20 - Dispersão da diferença entre os percentuais de perdas técnicas do caso de estudo (consideração dos bancos de capacitores) e do caso base em 429 alimentadores



Fonte: Elaboração própria (2021).

A diferença média nos percentuais de perdas técnicas dos 429 alimentadores que foram comparados entre o caso de estudo e o caso base foi de -0,13%. Essa diferença percentual corresponde ao montante de 18.973 MWh de perdas técnicas anuais a mais no caso base em relação ao caso de estudo nos alimentadores comparados. Embora na maior parte dos casos a presença dos bancos de capacitores tenha levado a uma queda nas perdas técnicas dos circuitos (399 dos 429 casos), em 22 alimentadores o percentual de perdas técnicas aumentou, enquanto nos demais as perdas permaneceram inalteradas. Isso demonstra que não necessariamente os bancos de capacitores instalados diminuem as perdas no alimentador. O resultado irá depender do planejamento e da adequada alocação desses equipamentos.

Porém, de modo geral, pode-se concluir que a inserção dos bancos de capacitores, mantendo o fator de potência das cargas como 0,92, diminui as perdas técnicas calculadas. A partir disso, foi realizado um teste para determinar a equivalência entre os parâmetros “não consideração de bancos de capacitores” e “fator de potência 0,92 indutivo em todas as cargas”. Assim sendo, o objetivo do teste é determinar qual seria o fator de potência das cargas que, em conjunto com a consideração dos bancos de capacitores, resultaria em perdas técnicas calculadas no mesmo patamar do caso base.

Foram calculadas as perdas técnicas dos 464 alimentadores que possuem bancos de capacitores em diversos cenários de fatores de potência das cargas. Os resultados das simulações podem ser visualizados na Tabela 3.

Tabela 3 - Comparação entre os resultados dos 464 alimentadores que possuem BC, alterando-se o fator de potência das cargas e considerando os BC

	Caso base	Inclusão de BC e f.p. 0,92	Inclusão de BC e f.p. 0,91	Inclusão de BC e f.p. 0,90	Inclusão de BC e f.p. 0,89
Número de alimentadores convergidos	445	447	446	444	446
Perdas técnicas médias por alimentador	3,97%	3,88%	3,92%	3,93%	4,00%

Fonte: Elaboração própria (2021).

Como resultado dessas simulações, pode-se concluir que os alimentadores simulados levando-se em consideração bancos de capacitores e fatores de potência nas cargas entre 0,89 e 0,90 apresentam perdas similares aos alimentadores quando são simulados sem os bancos de capacitores e com fator de potência 0,92 nas cargas.

Todavia, é necessário ressaltar que a análise acima foi realizada nos alimentadores que de fato possuem bancos de capacitores instalados, não representando a realidade de todos os circuitos da Celesc Distribuição. As simulações de todos os 724 alimentadores, nos quais somente 464 apresentam equipamentos para corrigir o fator de potência, as perdas apuradas se igualam ao caso base quando o fator de potência das cargas é 0,90. Essa simulação pode ser observada na Tabela 4.

Tabela 4 - Comparação entre os resultados dos 724 alimentadores alterando-se o fator de potência das cargas e considerando os BC em 464 alimentadores

	Caso base	Inclusão de BC e f.p. 0,92	Inclusão de BC e f.p. 0,91	Inclusão de BC e f.p. 0,90	Inclusão de BC e f.p. 0,89
Número de alimentadores convergidos	702	704	702	701	702
Perdas técnicas médias por alimentador	3,64%	3,58%	3,62%	3,64%	3,70%

Fonte: Elaboração própria (2021).

Não foi possível testar o impacto da utilização do fator de potência de 0,92 em todas as cargas frente ao fator de potência real de cada uma. Atualmente, a Celesc Distribuição não dispõe do fator de potência de todos os consumidores de baixa tensão, somente dos consumidores do SDAT e SDMT, conforme é exigido no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2020a). Nos casos em que a medição é obrigatória, exige-se fatores de potência entre 0,92 e 1,00 indutivo ou entre 1,00 e 0,92 capacitivo.

A simplificação ocasionada pela adoção desses parâmetros é válida, pois além de incentivar que as distribuidoras busquem eficiência na gestão das redes, também age no sentido de uniformizar o cálculo das perdas técnicas para todas as concessionárias. Caso fosse requerido que cada distribuidora disponibilizasse o fator de potência de todas as cargas, poderia gerar assimetria de informações, já que seria um grande volume de informações e de difícil auditoria. Salienta-se que o fator de potência das cargas BT ainda poderia ser obtido na Campanha de Medição, caso fossem medidas também as potências reativas dessas cargas.

Ademais, a combinação desses parâmetros pode até levar a distribuidora a obter ganhos se realizado um bom planejamento da rede. Como exemplo, cita-se alimentadores em que a ótima alocação dos bancos de capacitores corrige o fator de potência no alimentador para valores mais altos.

5.4.5 Comparação dos resultados

Através dos testes realizados em cada uma das seções deste capítulo, é possível comparar os resultados obtidos em todos os casos, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Comparação entre os resultados dos parâmetros regulatórios estudados para os 724 alimentadores da Celesc Distribuição

	Caso base	Modelo de carga P constante	Inclusão impedância zero nos cabos	Perdas das placas nos trafos de distribuição	Inclusão dos BCs*
Número de alimentadores convergidos	702	704	703	697	704
Número de alimentadores convergidos no modelo 1	688	795	690	687	685
Número de alimentadores convergidos no modelo 2	14	9	13	10	19
Média das perdas técnicas dos alimentadores nos casos convergidos	3,64%	3,76%	3,66%	4,16%	3,58%
*Foram incluídos 841 bancos de capacitores distribuídos entre 464 alimentadores.					

Fonte: Elaboração própria (2021).

Através da análise dos resultados, conclui-se que os parâmetros regulatórios empregados tendem a diminuir as perdas técnicas calculadas em relação às simulações utilizando-se outros critérios. A única exceção é o parâmetro que não considera os bancos de capacitores, já que na situação em que foram considerados, o efeito foi de queda nas perdas técnicas. Com isso, é possível afirmar que o emprego desses parâmetros, além de simplificar os dados requeridos para o cálculo, também visam o incentivo à uma eficaz gestão da rede.

6 CONCLUSÕES

As perdas técnicas de energia, apesar de serem inerentes ao processo de distribuição, podem ser mitigadas. É esperado que as concessionárias de energia operem as redes de forma eficiente, e que tomem medidas para que as perdas sejam minoradas.

O modelo de cálculo das perdas técnicas regulatórias empregado pela ANEEL visa apurar as perdas das distribuidoras, bem como estabelecer certos limites, fazendo com que a busca pela eficiência seja obrigatória para uma adequada remuneração da energia perdida na distribuição. Alguns desses limites são estabelecidos através do emprego de parâmetros regulatórios, descritos no Módulo 7 do PRODIST, que constituíram os objetos de estudo deste trabalho.

A pesquisa deu-se através do cálculo das perdas técnicas regulatórias em 724 alimentadores da Celesc Distribuição, comparando-se o caso base (modelo regulatório proposto pela ANEEL) com os casos de estudo. Foram escolhidos cinco parâmetros regulatórios, listados abaixo, para serem analisados com base na repercussão que tiveram na época em que foram definidos:

- a) modelo de representação da carga;
- b) impedância dos cabos;
- c) perdas nos transformadores de distribuição;
- d) bancos de capacitores;
- e) fator de potência das cargas.

Esses critérios foram aprofundados através de pesquisas na literatura, considerações manifestadas por distribuidoras em processos de Consulta Pública e finalmente testados através de modificações no modelo de cálculo.

Para o desenvolvimento das simulações foi utilizado o *software* OpenDSS, através da interface COM, com desenvolvimento de algoritmo na linguagem C#. A rede de média e baixa tensão da Celesc Distribuição foi modelada a partir dos dados da BDGD, tais como transformadores de distribuição, segmentos, ramais e cargas. Além disso, foram calculadas as potências mensais de cada carga através do consumo mensal de cada unidade consumidora e da curva de carga atribuída ao

consumidor, proveniente da campanha de medição realizada. A partir dessas informações, foram calculadas as perdas técnicas por alimentador, utilizando-se como critério de convergência a energia anual injetada no circuito, conforme foi declarada na BDGD.

Primeiramente, todos os alimentadores foram simulados no caso base, ou seja, seguindo à risca a metodologia descrita no Módulo 7 do PRODIST e empregada pela ANEEL no cálculo das perdas técnicas regulatórias. Em seguida, cada parâmetro foi alterado de forma independente, captando-se o impacto nas perdas técnicas de cada critério adotado no modelo.

A partir dos resultados dos testes, é possível tecer as seguintes conclusões acerca de cada parâmetro:

- a) modelo de representação da carga: quando alterou-se o modelo de carga para P constante obteve-se uma diferença média de 0,07% em relação ao caso base (modelo ZIP). Ainda que o modelo P não represente todas as cargas do sistema elétrico, é o modelo mais utilizado mundialmente. O impacto do modelo de carga sem dúvida faz diferença no cálculo das perdas técnicas e merece ser novamente discutido na próxima revisão da metodologia pelo órgão regulador;
- b) impedância dos cabos: enquanto o caso base utiliza somente a impedância de sequência positiva dos segmentos, na simulação realizada foi também incluída a impedância de sequência zero. Apesar da diferença ter sido muito pequena entre o caso base e o caso de estudo, não há nenhum impeditivo em se considerar também a impedância de sequência zero na modelagem, já que o próprio desenvolvedor do OpenDSS não aconselha que os circuitos sejam simulados somente utilizando-se a sequência positiva. Quanto a utilização da matriz completa para representação dos segmentos, a partir de pesquisa literária concluiu-se que a diferença nas perdas seria pouco significativa, e não justificaria a grande quantidade de informações adicionais que seriam necessárias para essa consideração;

- c) perdas nos transformadores de distribuição: na simulação foram utilizadas as perdas dos transformadores de distribuição conforme os dados de placa dos equipamentos, em vez das perdas descritas no Módulo 7 do PRODIST, provenientes da NBR 5440/2014. Sem dúvida o impacto foi bastante elevado, com uma diferença média de 0,51% por alimentador. Contudo, o objetivo desse parâmetro justamente é incentivar a modernização dos transformadores de distribuição nas redes das concessionárias. Assim sendo, era esperado que o caso base apresentasse perdas menores que o caso de estudo. De todo modo, cabe ao órgão regulador avaliar a severidade desse critério para as distribuidoras;
- d) bancos de capacitores e fator de potência das cargas: na primeira simulação somente foram inclusos os bancos de capacitores no modelo, mantendo o fator de potência nas cargas como 0,92 indutivo, teste que resultou em uma diminuição média de 0,13% nas perdas calculadas por alimentador. Porém, sabe-se que na realidade as cargas apresentam fatores de potência diversos. Com isso, buscou-se identificar qual seria o fator de potência das cargas, que, com a inclusão dos bancos de capacitores levaria as perdas técnicas ao mesmo patamar do caso base (sem bancos de capacitores e fator de potência nas cargas de 0,92 indutivo). O resultado obtido foi de que, no caso da Celesc Distribuição, a não inclusão dos bancos capacitores e o fator de potência de 0,92 (caso base) equivalem ao cenário em que são incluídos os 841 bancos de capacitores da concessionária e todas as cargas apresentam fator de potência 0,90. Atualmente seria inviável levantar o fator de potência de cada carga para incorporar no modelo, e desse modo entende-se que a combinação desses parâmetros é justa, já que os critérios são complementares.

O modelo regulatório para o cálculo das perdas técnicas é bastante complexo, e exige um grande detalhamento da rede das concessionárias. Os parâmetros regulatórios visam a padronização de algumas informações, reduzindo assimetrias entre as distribuidoras, ao mesmo tempo que incentivam uma adequada gestão das redes, todavia entende-se que cabem modificações e ajustes, visando

melhorias no modelo. De modo geral, pode-se concluir que o modelo regulatório para o cálculo por fluxo de potência é preciso.

Porém, um ponto de bastante atenção é que o modelo regulatório pouco incentiva a redução de perdas em concessionárias que já apresentam valores muito baixos, como é o caso da Celesc Distribuição. Visto que as perdas técnicas regulatórias da concessionária são definidas a partir da rede real da distribuidora, investimentos na rede que diminuam as perdas técnicas acarretam um percentual regulatório baixo para o próximo ciclo tarifário, e que para atingi-lo serão necessários ainda maiores investimentos, dado o crescimento da carga da distribuidora.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Está prevista na Agenda Regulatória 2021/2022 da ANEEL uma avaliação de aprimoramentos na regulamentação da apuração das perdas técnicas regulatórias. Com esse assunto em voga, estudar a metodologia em detalhes e propor melhorias no modelo utilizado é de extrema importância para o setor elétrico. No caso das distribuidoras de energia, esse tema ainda necessita uma atenção especial, já que o reconhecimento adequado das perdas técnicas reflete em uma correta remuneração via tarifa de energia.

Este trabalho abordou alguns dos parâmetros regulatórios definidos no Módulo 7 do PRODIST e utilizados no cálculo das perdas técnicas regulatórias, porém ainda há muito para ser estudado, tanto nos parâmetros existentes como na proposição de novas considerações. Desse modo, nos parágrafos a seguir são feitas sugestões para aprofundamento do estudo, bem como possíveis trabalhos futuros.

Um parâmetro regulatório existente é utilizado em casos de transgressão de tensão. Quando essa situação ocorre em pontos de conexão de unidades consumidoras, a carga nesses pontos é modelada totalmente como impedância constante. Nesse modelo de carga a potência varia com o quadrado da tensão, e como a tensão nesses pontos normalmente é mais baixa, as cargas acabam sendo representadas com uma potência menor do que no modelo potência constante. Esse parâmetro regulatório pode ser mais aprofundado, verificando-se a pertinência dessa aplicação. Outro parâmetro que poderia ser estudado com maior detalhamento é o

que estabelece que as cargas trifásicas são divididas de forma igual entre as fases, ou seja, são representadas no modelo como equilibradas.

Neste trabalho foi estudado o parâmetro que trata do modelo de carga empregado. Ainda caberia um aprofundamento maior, em que o estudo de caso seja a verificação do comportamento real das cargas em alguma concessionária, ou até mesmo em alguma subestação ou alimentador. Desse modo poderia ser feito um estudo detalhado sobre qual modelo de carga melhor representa as cargas que existem atualmente nos sistemas de distribuição.

A metodologia de perdas nos medidores também poderia ser revisitada. Atualmente são considerados 1 W de perda por circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 W para medidores eletrônicos, seguindo uma fórmula definida no PRODIST. Na última revisão da metodologia do cálculo de perdas, alguns agentes fizeram observações sobre o tema, porém as considerações não foram acatadas.

Além disso, na metodologia atual não é considerada a micro e minigeração distribuída. Com o crescimento desse tipo de empreendimento, é importantíssimo que sejam calculadas as perdas técnicas com a adequada representação dessas gerações.

Sobre a própria execução do fluxo de potência e o funcionamento do ProgGeoPerdas, definitivamente existem melhorias a serem empregadas. Como a ANEEL disponibiliza essa ferramenta em seu *website*, é possível estudar o *software* e propor novas modelagens.

Por fim, é importante ressaltar que certamente cabe um estudo frente à metodologia em si, visando um incentivo para as concessionárias que já possuem perdas técnicas consideradas baixas. A distribuidora que possui uma rede eficiente praticamente não tem vantagens em relação a uma distribuidora que apresenta perdas técnicas mais altas, visto que o cálculo regulatório é baseado na própria rede da concessionária. Dito isso, seria interessante estudar um modelo que levasse em consideração o *benchmarking* entre concessionárias, similar ao que é feito na metodologia de perdas não técnicas.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. **Método para derminação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição**. Rio de Janeiro: ABNT, 1996.
- ABRADEE. **Contribuição AP 025/2011**. Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 025/2011 ABRADEE. 2011. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu. Acesso em: 20 set. 2020.
- AES BRASIL. **Contribuição AP 026/2014 - Fase 2**. Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 026/2014. 2014. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu. Acesso em: 3 nov. 2020.
- ALMEIDA, Davi Vidal Rôla *et al.* Aplicação de Metodologia de Cálculo de Perdas Técnicas Regulatórias e Resultados do Quarto Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição do Brasil. *In*: CIDEL 2018, Buenos Aires. **Anais do Congresso Internacional de Distribuicion Elétrica 2018**. Buenos Aires: CIDEL, 2018. p. 1–8.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 122/2005-SRE/ANEEL**. Metodologias para revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. 2005. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/007/documento/nota_tecnica_122.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL**. Tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição de energia elétrica. 2006. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_Perdas_Técnicas.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 0035/2007-SRD/ANEEL**. Metodologia e procedimentos para o estabelecimento de regulamentação para apuração de perdas técnicas no segmento de distribuição de energia elétrica. 2007. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/nt0035-2007srdaneel.pdf>. Acesso em: 20 set. 2020.
- ANEEL. **PRODIST**. Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição. Rev 0. 2008. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo7_Revisao_0.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.
- ANEEL. **PRODIST**. Módulo 6: Informações Requeridas e Obrigações. Rev 1. 2010. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo6_Revisao_1-

Retificacao_1.pdf. Acesso em: 26 out. 2020.

ANEEL. Nota Técnica nº 0014/2011-SRD/ANEEL. Aprimoramento da metodologia utilizada pela ANEEL para o cálculo das perdas de energia elétrica na distribuição constante do Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. 2011a.

Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/025/documento/nota_tecnica_0014_dir.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. Nota Técnica nº 0058/2011-SRD/ANEEL. Análise das contribuições à Audiência Pública – AP nº 025/2011 referente aos aprimoramentos da metodologia e do procedimento de cálculo de perdas na distribuição, objeto do Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. 2011b. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/025/resultado/nota_tecnica_0058.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. Nota Técnica nº 453/2013- SRE/SRD/ANEEL. Discussão conceitual sobre a metodologia de definição do nível regulatório de perdas na distribuição, a qualidade do serviço e os incentivos regulatórios. 2013. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota_Tecnica_453_2013_SRE_SRD_Perdas_Qualidade_e_Incentivos_regulatorios.pdf.

Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL. Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. 2014a. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. Nota Técnica nº 0103/2014-SRD/ANEEL. Análise das contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública nº 26/2014, que tratou do aprimoramento do método de cálculo de perdas na distribuição regulamentado no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. 2014b. Disponível em:

https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. Nota Técnica nº 0104/2014-SDR. Aprimoramento dos procedimentos e da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. 2014c. Disponível em:

https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. Nota Técnica nº 0100/2014-SRD/ANEEL2014d. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/069/documento/nota_te

cnica_0100-srd.pdf. Acesso em: 26 out. 2020.

ANEEL. **PRORET**. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 2.6: Perdas de Energia. Rev 2.0. 2015a. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_Proret_Submod_2_6_V3.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0012/2015-SRD/ANEEL**. Análise das contribuições recebidas no âmbito da 2ª Fase da Audiência Pública nº 26/2014, que tratou do aprimoramento dos procedimentos e da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentados no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. 2015b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/resultado/nota_tecnica_0012_srd.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. **PRODIST**. Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição. Rev 4. 2015c. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo7_Revisao_4-2_.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0113/2015-SRD/ANEEL**. Análise das contribuições enviadas no âmbito da Audiência Pública nº 031/2016 relativas ao cálculo de perdas na distribuição à Revisão Tarifária Periódica da Celesc Distribuição S.A. 2015d. p. 1–12. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/processo-eletronico/-/asset_publisher/a8lsKhUJqQ2q/content/consulta-processual/654778?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fprocesso-eletronico%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_a8lsKhUJqQ2q%26p_p_lifecycle%3D0%26p. Acesso em: 6 maio. 2021.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0153/2016-SRD/ANEEL**. Aprimorar as disposições relacionadas ao faturamento das perdas técnicas no ramal de ligação de unidades consumidoras nos casos de medição externa. 2016a. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/081/documento/nota_tecnica_153_2016_srd.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. **PRODIST**. Módulo 10: Sistema de Informação Geográfica Regulatório. Rev 0. 2016b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo10_Revisão0.pdf/52566eea-95aa-4a81-a6dc-18426c686687. Acesso em: 26 out. 2020.

ANEEL. **PRODIST**. Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Rev 7. 2016c. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo2_Revisão7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5. Acesso em: 3 nov. 2020.

ANEEL. **PRODIST**. Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição. Rev 5. 2017a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo7_Revisao_5+-+Retificado/669bf2b6-7fb4-07e8-f5fd-0bea4d83ad34. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 771 de 06 de junho de 2017**. Estabelece as

Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2017b. Disponível em:
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>. Acesso em: 20 set. 2020.

ANEEL. **PRODIST**. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Rev 11. 2020a. Disponível em:
https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo8_Revisão_11/d1f58668-ab9f-5e0a-e171-5394351ef374. Acesso em: 4 nov. 2020.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0043/2020-SRD/ANEEL**. Apuração das perdas na distribuição referentes à Revisão Tarifária Periódica da Energisa Borborema Distribuidora de Energia S/A - EBO. 2020b. Disponível em:
https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR. Acesso em: 3 nov. 2020.

ANEEL. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**. Brasília: 2021a. Disponível em:
https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/relatório+perdas+de+energia+_eição+1-2019-02-07.pdf/d7cc619e-0f85-2556-17ff-f84ad74f1c8d. Acesso em: 15 set. 2020.

ANEEL. **Nota Técnica nº 006/2021/ANEEL**. Revisão da Agenda Regulatória da ANEEL do biênio 2021-2022. 2021b. p. 1–31. Disponível em:
<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/0/NT.pdf/901e12ed-ea7d-91a7-c805-e27b2508a2ce>. Acesso em: 28 maio. 2021.

ANEEL. **Manuais - SRD - Manual de Orientações e Envio da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD**. 2021c. Disponível em:
<https://sistemas.aneel.gov.br/concessionarios/administracao/>. Acesso em: 15 jul. 2021.

ANEEL. **Nota Técnica nº 041/2021-SRD/ANEEL**. Apuração das perdas na distribuição referentes à Revisão Tarifária Periódica da CELESC Distribuição S.A. – CELESC. 2021d. Disponível em:
<https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/pesquisa.asp>. Acesso em: 26 abr. 2021.

ANEEL. **A Missão, a Visão e os Valores da ANEEL**. 2021e. Disponível em:
<https://www.aneel.gov.br/missao-e-visao>. Acesso em: 5 maio. 2021.

ANTONELLI, Denis. **Uma contribuição para o cálculo simplificado de perdas técnicas regulatórias em redes otimizadas de distribuição de energia elétrica**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em:
https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-27052014-143222/publico/Dissertacao_Denis.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

ARANHA NETO, Edison A. C.; COELHO, Jorge. Probabilistic methodology for Technical and Non-Technical Losses estimation in distribution system. **Electric**

Power Systems Research, v. 97, p. 93–99, 2013.

ARANHA NETO, Edison Antonio Cardoso. **Metodologia Probabilística Para Estimação De Perdas Técnicas E Comerciais Em Alimentadores De Sistemas De Distribuição**. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/100875>. Acesso em: 20 set. 2020.

ARIF, Anmar *et al.* Load modeling - A review. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 6, p. 5986–5999, 2018.

BARBOSA, Tiago *et al.* Assessment of the Technical Loss Calculation Method Used in Brazilian Distribution Systems. *In*: TDLA 2020, Montevideo. **Anais do IEEE T&D Latin America**. Montevideo: IEEE, 2020.

BAROUCHE, Iuri O. **Análise Comparativa e Proposições de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/321981/1/Barouche_lurideOliveira_M.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

BEÊ, Rafael Terplak. **Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/10312/Disserta?sequence=1>. Acesso em: 28 maio. 2021.

BIRCAN, Mehmet *et al.* Experimental determination of ZIP coefficients for residential appliances and ZIP model based appliance identification: The case of YTU Smart Home. **Electric Power Systems Research**, v. 179, n. October 2019, p. 106070, 2020.

BOKHARI, Abdullah *et al.* Experimental determination of the ZIP coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 3, p. 1372–1381, 2014.

CARSON, John R. Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return. **Bell System Technical Journal**, v. 5, n. 4, p. 539–554, 1926.

CEER. **2nd CEER Report on Power Losses**. Brussels: Council of European Energy Regulators, 2020. Disponível em: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fd4178b4-ed00-6d06-5f4b-8b87d630b060>. Acesso em: 25 jun. 2021.

CELESC. **Histórico Celesc**. 2020a. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/home/historia>. Acesso em: 25 out. 2020.

CELESC. **Celesc Distribuição**. 2020b. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/a-celesc-distribuicao>. Acesso em: 25 out. 2020.

CIREN. **Reduction of Technical and Non-Technical Losses in Distribution**

Networks International Conference on Electricity Distribution. Glasgow: Working Group on Losses Reduction, 2017. Disponível em: <http://www.cired.net/files/download/188>. Acesso em: 20 set. 2020.

COLLIN, A. J. *et al.* Component-based aggregate load models for combined power flow and harmonic analysis. **IET Conference Publications**, v. 2010, n. 572 CP, 2010.

COLLIN, Adam J. *et al.* An 11 kV steady state residential aggregate load model. Part 1: Aggregation methodology. **2011 IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society, POWERTECH 2011**, p. 1–8, 2011.

CPFL. **Contribuição AP 026/2014 - Fase 1.** Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 026/2014. 2014. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=gBtWwoH0&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublica_portlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_partic. Acesso em: 16 mar. 2021.

DAIMON. **Contribuição AP 025/2011.** Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 025/2011 Daimon. 2011. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu. Acesso em: 20 set. 2020.

DICKERT, J.; HABLE, M.; SCHEGNER, P. Energy loss estimation in distribution networks for planning purposes. *In: IEEE BUCHAREST POWERTECH CONFERENCE 2009, Bucharest. Anais do 2009 IEEE Bucharest PowerTech Conference.* Bucharest: IEEE, 2009. p. 1–6. Disponível em:

DORTOLINA, C. A.; NADIRA, Ramón. The Loss That is Unknown is No Loss At All: A Top-Down/Bottom-Up Approach for Estimating Distribution Losses. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, p. 1119–1125, 2005.

DOS SANTOS, Cicero M. P. Determination of Electric Power Losses in Distribution Systems. *In: IEEE/PES T&D 2006, 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America.* : IEEE, 2006. p. 1–5.

DUGAN, Roger C.; MCDERMOTT, Thomas E. An open source platform for collaborating on smart grid research. *In: 2011, Detroit. Anais do 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting.* Detroit: IEEE, 2011. p. 1–7.

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis. **Reference Guide - The Open Distribution System Simulator OpenDSS** Electric Power Research Institute, Inc. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf/download>. Acesso em: 21 set. 2020.

DURUSU, Ali *et al.* Determination of zip coefficients for residential loads. **Pressacademia**, v. 5, n. 1, p. 176–180, 2017.

ELECTRICITY NORTH WEST LIMITED. **Losses Strategy**. Ofgem, 2015. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/96523/pprjune2015final2-pdf>. Acesso em: 20 set. 2020.

EUROPEAN UNION MWH. **Sustainable Energy Handbook – Module 5.5 Grid Loss Reduction**. European Union, 2016. Disponível em: <https://europa.eu/capacity4dev/public-energy/document/sustainable-energy-handbook-module-61-simplified-financial-models>. Acesso em: 21 set. 2020.

FLATEN, D. L. Distribution system losses calculated by percent loading. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 3, p. 1263–1269, 1988.

FORTESCUE, Charles L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. 37, p. 1027–1140, 1918.

FREITAS, Paulo R. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. TCC (Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015. Disponível em: https://dlscrib.com/download/trabalhoformatura-pauloradatz-1-pdf_58af2e0b6454a7be74b1e8e3_pdf. Acesso em: 28 out. 2020.

FREITAS, Paulo R. R. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica**. 2020. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-20032020-074934/publico/PauloRicardoRadatzdeFreitasCorr20.pdf>. Acesso em: 21 set. 2020.

GRAINGER, J. J.; KENDREW, T. J. Evaluation of technical losses on electric distribution systems. *In*: 10TH INTERNATIONAL CONFERENCE CIRED 1989, Brighton. **IEE Conference Publication**. Brighton: IET, 1989. p. 488–493.

GRAINGER, John J.; STEVENSON, William D. **Power System Analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994. *E-book*.

GRANADOS, Josué Fernando Leal. **Modelagem de Carga em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2018. Disponível em: <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1498M.PDF>. Acesso em: 6 fev. 2021.

GRUPO ENERGISA. **Contribuição AP 025/2011**. Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 025/2011 Grupo Energisa. 2011. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu. Acesso em: 20 set. 2020.

HAQUE, M. H. Load flow solution of distribution systems with voltage dependent load models. **Electric Power Systems Research**, v. 36, n. 3, p. 151–156, 1996.

IEEE TASK FORCE. Load representation for dynamic performance analysis (of power systems). **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 2, p. 472–482, 1993.

IEEE TASK FORCE. Standard Load Models. **IEEE Transactions on Power System**, v. 10, n. 3, p. 1302–1313, 1995.

KERSTING, W. H.; GREEN, R. K. The application of Carson's equation to the steady-state analysis of distribution feeders. **2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011**, p. 1–6, 2011.

KERSTING, W. H.; PHILLIPS, W. H. Distribution feeder line models. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 31, n. 4, p. 715–720, 1995.

KRON, Gabriel. Tensorial Analysis of Integrated Transmission Systems Part I. The Six Basic Reference Frames. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. 70, n. 2, p. 1239–1248, 1951.

LASSO, H.; ASCANIO, C.; GUGLIA, M. A Model for Calculating Technical Losses in the Secondary Energy Distribution Network. *In*: IEEE/PES T&D 2006, Caracas. **Anais do 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America**. Caracas: IEEE, 2006. p. 1–6.

LJUNGGBERG, L. **Loss Variation Calculations in Distribution Grids**. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Chalmers University Of Technology, Göteborg, 2006. Disponível em: <http://webfiles.portal.chalmers.se/et/MSc/LjungbergLisaMSc.pdf>. Acesso em: 20 set. 2020.

MARTINS, Criciele Castro; DE SOUZA, Railson Severiano; SPERANDIO, Mauricio. Sensitivity Analysis of the Brazilian Methodology of Calculation of Technical Losses in the Electric Energy Distribution System. *In*: ISGT LATIN AMERICA 2019, Gramado. **Anais do 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America**. Gramado: IEEE, 2019. p. 1–6.

MÉFFE, André. **Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição**. 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/D.3.2001.tde-19032002-131948>. Acesso em: 20 set. 2020.

MESSINIS, George M.; HATZIARGYRIOU, Nikos D. Review of non-technical loss detection methods. **Electric Power Systems Research**, v. 158, p. 250–266, 2018.

MILANOVIĆ, Jovica V. *et al.* International industry practice on power system load modeling. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 3038–3046, 2013.

MONTEMEZZO, João Felipe. **Influência Dos Parâmetros E Modelos De Linhas Na Solução Do Fluxo De Carga De Sistemas De Distribuição De Energia**

Elétrica. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2016. Disponível em: http://tede.unioeste.br/bitstream/tede/1032/1/Joao_Montemezzo_2016.pdf. Acesso em: 19 mar. 2021.

NADIRA, Ramón; BENCHLUCH, Stephen; DORTOLINA, C. A. A novel approach to computing distribution losses. *In: IEEE T&D 2003, Chicago. Anais do 2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*. Chicago: IEEE, 2003. p. 659–663.

NAVANI, J. P.; SHARMA, N. K.; SAPRA, Sonal. Technical and Non-Technical Losses in Power System and its Economic Consequences in Indian Economy. **International Journal of Electronics and Computer Science Engineering (IJESCE)**, v. 1, n. 2, p. 751–701, 2009.

NEOENERGIA. **Contribuição AP 026/2014 - Fase 1**. Contribuições Referentes à Audiência Pública nº 026/2014. 2014. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu. Acesso em: 3 nov. 2020.

OLIVEIRA, M. E.; PADILHA-FELTRIN, A. A Top-Down Approach for Distribution Loss Evaluation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 4, p. 2117–2124, 2009.

OLIVEIRA, Marcelo. **Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Unesp, Ilha Solteira, 2009. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/100290/oliveira_me_dr_ilha.pdf?sequence=1. Acesso em: 20 set. 2020.

ONS. **Procedimentos de Rede**. Submódulo 23.3: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos. 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 3 nov. 2020.

ONS. **Procedimentos de Rede**. Submódulo 2.3 Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos - Critérios. Rev 2020.12. 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 6 fev. 2021.

PENIN, Carlos A. S. **Combate , Prevenção e Otimização das Perdas Comerciais de Energia Elétrica**. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-14082008-092248/publico/DoctorPenin11.pdf>. Acesso em: 20 set. 2020.

PEREIRA, Ezequiel Campos. **GitHub Profile**. 2018. Disponível em: <https://github.com/Zecao>. Acesso em: 1 nov. 2020.

QUEIROZ, Leonardo M. O. **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Unicamp, Campinas, 2010. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/260679/1/Queiroz_LeonardoMendoncaOliveirade_D.pdf. Acesso em: 20 set. 2020.

QUEIROZ, Leonardo M. O. *et al.* Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 1879–1887, 2012.

RAM, Seshapalli Sai *et al.* Analysis of ZIP load modeling in power transmission system. **International Journal of Control and Automation**, v. 11, n. 7, p. 11–24, 2018.

ROCHA, Celso; FREITAS, Paulo Radatz. **Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS**. Disponível em: <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/beginners/thread/99410373ca/c28a/attachment/PFlow.pdf>. Acesso em: 23 set. 2020.

SADOVSKAIA, Kristina *et al.* Power transmission and distribution losses – A model based on available empirical data and future trends for all countries globally. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 107, n. November 2018, p. 98–109, 2019.

SEXAUER, Jason. **New User Primer: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) Training Materials**. Disponível em: https://loomen.carnet.hr/pluginfile.php/2108676/mod_resource/content/1/OpenDSSPrimer.pdf. Acesso em: 21 set. 2020.

SOURCE FORGE. **OpenDSS Forum**. 2020. Disponível em: <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861976/>. Acesso em: 28 set. 2020.

SRINIVAS, M. S. Distribution load flows: A brief review. **2000 IEEE Power Engineering Society, Conference Proceedings**, v. 2, n. c, p. 942–945, 2000.

SURIYAMONGKOL, Dan. **Non-Technical Losses in Electrical Power Systems**. 2002. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Ohio University, Athens, 2002. Disponível em: https://etd.ohiolink.edu/pg_10?0::NO:10:P10_ACCESSION_NUM:ohiou1175007802. Acesso em: 20 set. 2020.

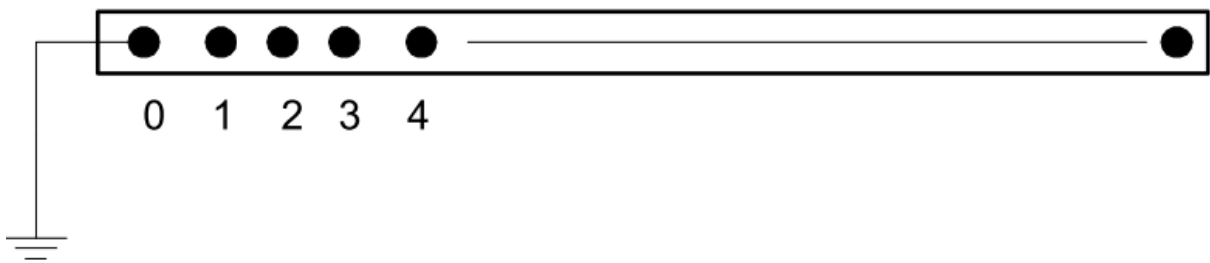
VISCONTI, Igor Ferreira. **Modelos de Cargas Baseados em Medições para Simulações Dinâmicas em Sistemas Elétricos de Potência**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=16417@1>. Acesso em: 8 fev. 2021.

YAMASHITA, K. *et al.* Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks – Scope and Status of the Work of CIGRE WG C4.605. **IFAC Proceedings Volumes**, v. 45, n. 21, p. 405–410, 2012.

APÊNDICE A – OPENDSS

Diferente de outros *softwares*, um barramento no OpenDSS contém nós, que se conectam em terminais dos elementos elétricos do circuito. Cada um dos nós de um barramento guarda a informação da tensão em relação à referência (DUGAN; MONTENEGRO, 2020). De acordo com Freitas (2015, p.38), “uma característica do OpenDSS é que a barra não é definida antes dos elementos, ou seja, as barras são definidas como consequência da criação de novos elementos”. Uma representação do barramento para o OpenDSS pode ser observada na Figura 21.

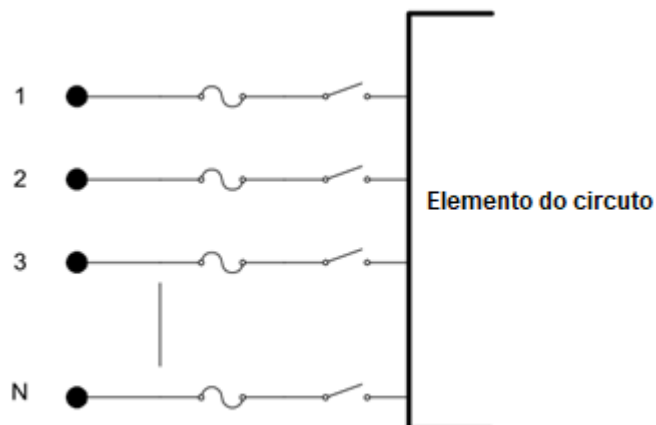
Figura 21 - Barramento



Fonte: Dugan e Montenegro (2020).

Os terminais de um elemento do circuito podem apresentar mais de um condutor, conforme Figura 22. Cada um desses condutores será ligado ao nó correspondente no barramento.

Figura 22 - Terminais de um elemento do circuito



Fonte: Dugan e Montenegro (2020).

Os elementos modelados no circuito são divididos em dois grupos:

- a) *Power Conversion Elements* – PC (elementos de conversão de energia);
- b) *Power Delivery Elements* – PD (elementos de entrega de energia).

Entre os elementos PC pode-se citar os geradores e as cargas. A maioria desses elementos terá apenas uma conexão com o sistema elétrico e, desse modo, apenas um terminal multifásico (ANEEL, 2014a). Por outro lado, os elementos PD geralmente apresentam um ou mais terminais multifásicos, já que sua função é transportar energia de um ponto da rede para outro ponto distinto. Nos sistemas elétricos, os elementos mais comuns são as linhas e transformadores.

Entre os algoritmos de soluções do OpenDSS, está incluso o fluxo de potência, no qual são resolvidas equações algébricas que baseiam-se na matriz admitância nodal da rede e nos fasores de tensões nodais, bem como de correntes injetadas (FREITAS, 2020). O fluxo de potência pode ser executado em diversos modos como *Snapshot* (instantâneo), *Daily* (diário), *Dutycycle*, Monte Carlo, entre outros em que a carga varia como uma função do tempo (DUGAN; MONTENEGRO, 2020; ANEEL, 2014a).

A modelagem do OpenDSS foi realizada para executar estudos de fluxo de carga em que o sistema é suprido por uma fonte de energia principal. No entanto, difere de outros algoritmos tradicionais, pois resolve sistemas radiais tão facilmente como resolve sistemas malhados. Essa característica é importante para estudos em redes de transmissão (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

Segundo Dugan e Montenegro (2020), existem dois tipos de solução para fluxo de potência:

- a) iterativo;
- b) direto.

No fluxo de potência iterativo, os elementos não lineares são tratados como injeções, a exemplo de cargas e geração distribuída. Por outro lado, na solução direta, esses elementos são incluídos como admitâncias na matriz de admitância do sistema. Qualquer uma das soluções pode ser utilizada selecionando-se a configuração global *LoadModel* como *Powerflow* ou *Admittance*.

Entre os métodos iterativos, o OpenDSS conta com dois algoritmos implementados:

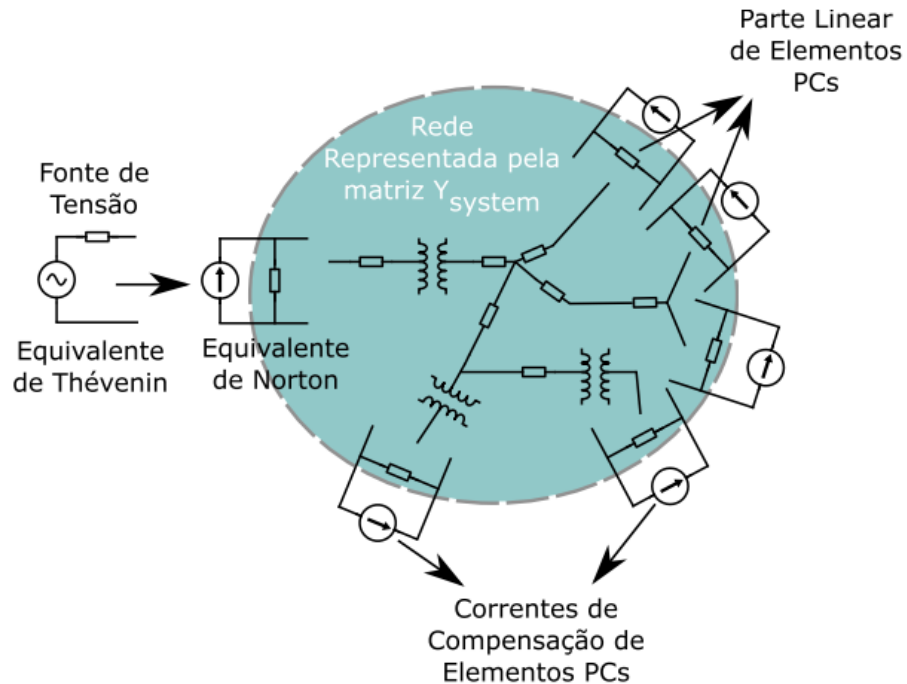
- a) modo Normal (modo padrão de injeção de correntes);
- b) modo Newton.

Ao passo que o modo Normal é mais rápido, o modo Newton tende a ser mais robusto para circuitos de difícil solução. O modo Normal é preferível para simulações anuais e outras simulações mais demoradas.

No modo Normal, os PDs são geralmente definidos em regime permanente pela sua matriz de admitância nodal primitiva Y_{prim} . Essas matrizes individuais são utilizadas para compor a matriz admitância do sistema $Y_{sistema}$. Os PCs, de modo geral, e as fontes de tensão são elementos externos à rede que injetam corrente. A não linearidade de alguns elementos PCs que apresentam essa característica, como cargas com potência constante, é tratada pelo OpenDSS da seguinte maneira: esse elemento é convertido para um equivalente Norton, com uma matriz admitância linear, nodal e constante, que será incluída na matriz admitância da rede $Y_{sistema}$. Já a parcela não linear, é representada por uma fonte de corrente injetada na rede, a corrente de compensação I_{inj} , que será atualizada em cada iteração do processo. Essa corrente é adicionada ao vetor de injeção de corrente e que compõe as equações nodais do circuito. Todos os outros elementos PC são convertidos para um equivalente Norton, de modo que suas impedâncias serão incluídas na matriz admitância nodal do sistema $Y_{sistema}$ (ROCHA; FREITAS, 2018; DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

A rede modelada é interpretada pelo OpenDSS como ilustrado na Figura 23.

Figura 23 - Interpretação da rede pelo OpenDSS



Fonte: Rocha e Freitas (2018).

Com a rede modelada, o próximo passo é o cálculo do fluxo de potência. Um chute inicial para as tensões é obtido com a simples aplicação da Equação (15).

$$I = YV \quad (15)$$

Em que:

I = vetor de correntes;

Y = matriz de admitância;

V = vetor de tensões.

Em um primeiro momento, consideram-se nulas as correntes de compensação dos elementos PC, ou seja, apenas correntes constantes injetadas por fontes são consideradas. Por meio desse procedimento são obtidas as tensões iniciais em módulo e ângulo em todas as barras do circuito.

A partir desse passo, inicia-se o processo iterativo, obtendo-se as correntes de compensação injetadas de todos os elementos PC do sistema e adicionando-as no vetor I_{inj} . Com o vetor de correntes atualizado, novas tensões são calculadas, de acordo com a Equação (16). Esse ciclo se repete até a convergência, ou seja, até que

as tensões se encontrem dentro da tolerância especificada. Cabe ressaltar que durante o processo iterativo, normalmente a matriz de admitância nodal do sistema não é reconstruída contribuindo para a eficiência computacional, sobretudo para simulações longas, como em cálculos que consideram curvas de carga anuais (ROCHA; FREITAS, 2018; DUGAN; MONTENEGRO, 2020; ANEEL, 2014d).

$$I_{inj}(V) = Y_{sistema}V \quad (16)$$

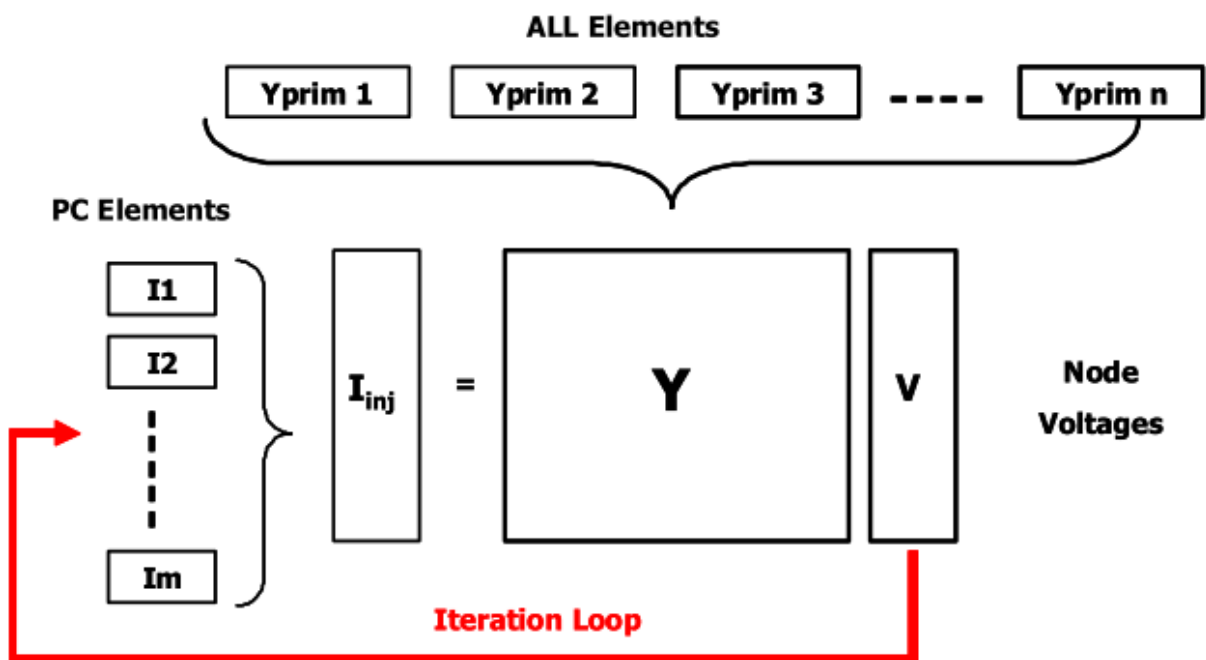
Em que:

I_{inj} = vetor de correntes;

$Y_{sistema}$ = matriz admitância do sistema.

Na Figura 24 pode ser observado o processo de montagem da matriz Y , bem como a representação de como funciona o processo iterativo do cálculo do fluxo de potência no OpenDSS.

Figura 24 - Ciclo iterativo de solução no OpenDSS



Fonte: Dugan e Montenegro (2020).

Após a execução do fluxo de potência, são apresentadas informações relativas à solução, como perdas, tensões, fluxos, para cada componente ou para áreas. Essas informações podem ser mostradas para cada instante no tempo (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).