

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
ENGENHARIA ELÉTRICA

GUSTAVO DE OLIVEIRA BERNARDES DE SOUZA

**MÉTODO PRÁTICO PARA DETERMINAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E
ALOCÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE
MÉDIA TENSÃO**

UBERLÂNDIA
2019
GUSTAVO DE OLIVEIRA BERNARDES DE SOUZA

MÉTODO PRÁTICO PARA DETERMINAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E ALOCÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica, da Universidade
Federal de Uberlândia como requisito para obtenção
do diploma de Engenheiro Eletricista.

UBERLÂNDIA
2019

Dedico esse trabalho à minha família, ao meu orientador Hélder e aos engenheiros Blunio, Diego, Elpenor, Geová e Wanderlei pelo apoio e conhecimentos compartilhados.

RESUMO

Dada à importância e dependência do uso de energia elétrica na sociedade atual, nota-se a relevância dessa para a sobrevivência de qualquer civilização. Com a utilização crescente de equipamentos que necessitam de eletricidade, tornou-se inviável a geração local em pequena escala, sendo assim, o modelo atual utilizado é baseado na geração em grande escala e em locais isolados. Consequentemente se fez necessário criar longas redes de transmissão e distribuição de energia que, devido ao comprimento da rede, faz com que corrente percorra longas distâncias antes de chegar ao destino final, dando origem a redes com uma resistência elétrica considerável e, por isso, as perdas por efeito Joule são significativas. O presente trabalho apresenta uma forma simples e rápida de mensurar essas perdas técnicas nos sistemas de distribuição de média tensão utilizando ferramentas matemáticas básicas e uma lógica de programação simples. Além disso, sugere uma forma de alocação de bancos de capacitores para a redução da corrente, e, consequentemente, das perdas técnicas. O trabalho é voltado aos concessionários uma vez que faz uso de algumas ferramentas de simulação de fluxo de potência e bancos de dados comuns em distribuidoras de energia.

Palavras-chave: Distribuição de energia; Perdas técnicas; Capacitores.

ABSTRACT

Given the importance and dependence of the use of electricity in today's society, it is noted its relevance to the survival of any civilization. With the increasing use of equipment requiring electricity, small-scale local generation has become unviable, so the current model used is based on large-scale generation in isolated locations. Consequently, it has become necessary to create long transmission and distribution networks which, due to the length of the network, cause current to travel long distances before reaching their final destination, giving rise to networks with considerable electrical resistance and therefore Joule effect losses are significant. This paper presents a simple and fast way to measure these technical losses in medium voltage distribution systems using basic mathematical tools and simple programming logic. In addition, it suggests a way of allocating capacitor banks to reduce current, and consequently technical losses. The work is geared to the dealers as it makes use of some power flow simulation tools and databases common to power utilities.

Keywords: Power distribution; technical losses; Capacitors.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 – SISTEMA ELÉTRICO E SUAS PERDAS.....	11
FIGURA 2.1 – COMPARAÇÃO GRÁFICA ENTRE A SIMULAÇÃO E A EQUAÇÃO OBTIDA.....	21
FIGURA 2.2– GRÁFICO GENÉRICO DE UMA MEDIÇÃO DE POTÊNCIA APARENTE.....	22
FIGURA 2.3 – GRÁFICO GENÉRICO DAS PERDAS EM FUNÇÃO DO TEMPO....	23
FIGURA 2.4 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE DE UM ALIMENTADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	25
FIGURA 3.1 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE AO LONGO DE UM ANO..	31
FIGURA 3.2 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE EM PORCENTAGEM.....	31
FIGURA 3.3 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE EM PORCENTAGEM EM ORDEM CRESCENTE.....	32
FIGURA 3.4 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE E OS PATAMARES MÉDIOS EQUIVALENTES EM PORCENTAGEM.....	36
FIGURA 3.5 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE E OS PATAMARÉS MÉDIOS EQUIVALENTES EM VALORES ABSOLUTOS.....	36
FIGURA 3.6 – MÉTODO UTILIZADO PELAS CONCESSIONÁRIAS PARA ALOCÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES.....	37

LISTA DE TABELAS

TABELA 1.1 – PERDA PERCENTUAL DE ENERGIA DAS CONCESSIONÁRIAS EM 2014.....	12
TABELA 1.2 – PERDA EM MWh DA ENERGIA VENDIDA E DAS PERDAS POR CONCESSIONÁRIA EM 2014.....	12
TABELA 1.3 – VALORES GENÉRICOS PARA POTÊNCIAS APARENTES E PERDAS TÉCNICAS.....	18
TABELA 2.1 – VALORES OBTIDOS EM SIMULAÇÃO.....	20
TABELA 2.2 – VALORES DOS COEFICIENTES PARA O EXEMPLO PRÁTICO.....	20
TABELA 2.3 – COMPARAÇÃO ENTRE VALORES OBTIDOS PELA EQUAÇÃO E PELO CYME.....	21
TABELA 2.4 – TABELA PARA CÁLCULO DE PERDA DE ENERGIA.....	25
TABELA 3.1 – MATRIZ DE CONTROLE PARA O CÁLCULO DOS PATAMARES....	32
TABELA 3.2 – RESULTADOS DO CÁLCULO DE PERDA DE ENERGIA.....	35
TABELA 3.3 – VALORES MAIS UTILIZADOS COMERCIALMENTE PARA BANCOS DE CAPACITORES.....	38
TABELA 3.4 – VALORES PARA A ENTRADA E SAÍDA DE CAPACITORES COMERCIAIS.....	39

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	-	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
PRODIST	-	Procedimentos de distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional
SCADA	-	<i>Supervisory Control and Data Aquisition</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
2 MÉTODO PRÁTICO PARA DETERMINAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA.....	17
2.1 LEVANTAMENTO DAS PERDAS TÉCNICAS	17
2.2 EXEMPLO PRÁTICO DE LEVANTAMENTO DAS PERDAS TÉCNICAS	20
2.3 OBTENÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA.....	22
2.4 EXEMPLO PRÁTICO DE OBTENÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA.....	25
2.5 CONSIDERAÇÕES GERAIS	28
3 MÉTODO DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES	30
3.2 MÉTODO PRÁTICO DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES.....	31
3.3 ALOCAÇÃO E CONTROLE DOS BANCOS DE CAPACITORES	38
3.4 CONTROLE VOLT/VAR	40
3.5 CONSIDERAÇÕES GERAIS	41
4 CONCLUSÃO	42
REFERÊNCIAS.....	44
APÊNDICE 1 – CÓDIGO DO CÁLCULO DOS COEFICIENTES.....	45
APÊNDICE 2 – CÓDIGO DOS PATAMARES	47

1 INTRODUÇÃO

As perdas de energia sempre foram um dos maiores problemas enfrentados pelas concessionárias de energia e, por isso, o tema sempre teve grande relevância no meio profissional e acadêmico.

O sistema elétrico é dividido em geração, transmissão e distribuição de energia sendo que as distribuidoras são as responsáveis por receber a energia dos agentes supridores (sejam eles geradores, transmissores ou até outras distribuidoras) e repassar para os clientes finais que são atendidos em média ou baixa tensão. O fato primordial é que a energia medida nos consumidores finais sempre será inferior à energia recebida pelos agentes supridores, logo, parte da energia é perdida no processo.

As perdas existem em todas as etapas, porém, devido ao baixo nível de tensão e da grande extensão das redes, a maior parte delas é oriunda do sistema de distribuição de energia.

A origem das perdas às dividem em dois grandes grupos:

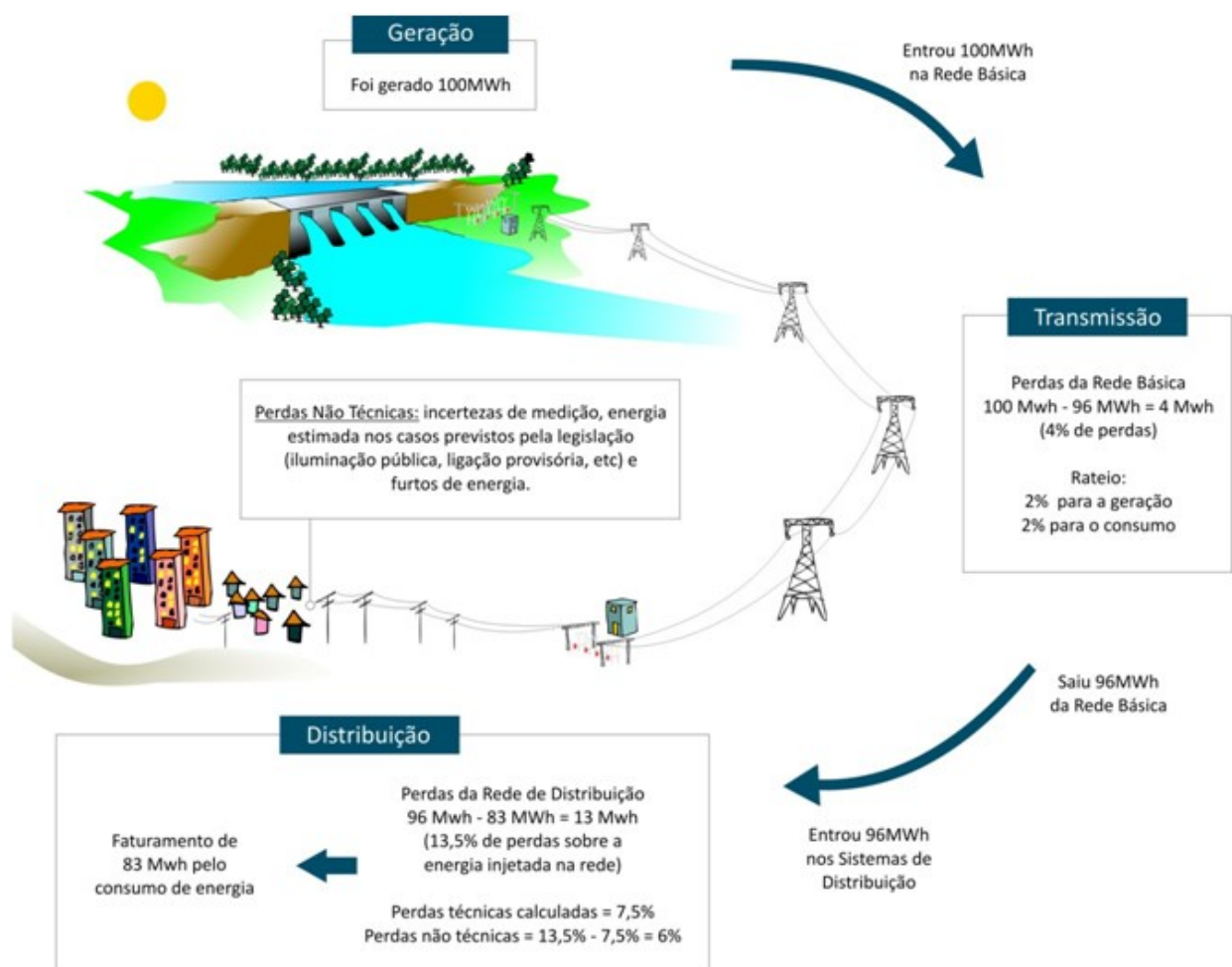
- Perda técnica: Se refere à perda de energia com origem nos princípios físicos inerentes ao processo de geração, transmissão e distribuição de energia. As mesmas ocorrem devido a perdas no núcleo de transformadores, perdas dielétricas e principalmente pela passagem de corrente em condutores que possuem resistência, e, por isso, transformam energia elétrica em calor (também conhecido como efeito Joule). As perdas por efeito Joule são diretamente proporcionais à resistência do condutor e ao quadrado da corrente que passa pelo mesmo.
- Perda não técnica: Se refere à diferença entre as perdas totais e perdas técnicas. A mesma engloba erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição e principalmente furtos de energia. A perda não técnica está presente principalmente no sistema de distribuição de energia devido à maior vulnerabilidade a furtos e a grande quantidade de aparelhos de medição espalhados pela rede.

As perdas da rede básica (geração e transmissão) são mensuradas pela Câmara de Comercialização de Energia elétrica e seu custo é dividido em 50% para a transmissão e 50% para a geração.

As perdas na distribuição de energia são calculadas pelo módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e a fiscalização é de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O valor das perdas (técnicas e não técnicas) é repassado aos consumidores finais por meio da tarifa e seu valor é calculado no período de revisão tarifária que ocorre a cada 4 ou 5 anos.

A figura 1.1 ilustra o sistema elétrico brasileiro e suas perdas. Os valores são meramente ilustrativos para facilitar a exemplificação.

FIGURA 1.1 – SISTEMA ELÉTRICO E SUAS PERDAS



FONTE: ANEEL (2019)

A ANEEL expõe de forma pública os valores das perdas de todas as concessionárias, a tabela 1.1 traz os valores das perdas percentuais declaradas pelas concessionárias (real) e as perdas calculadas conforme o módulo 7 do PRODIST (regulatório) no ano de 2014.

TABELA 1.1 – PERDA PERCENTUAL DE ENERGIA DAS CONCESSIONÁRIAS EM 2014

Empresa	Ano	(1) Perdas não técnicas sobre a energia injetada (Real)	(2) Perdas técnicas sobre a energia injetada (Real)	(3) Perdas sobre a energia injetada (Real) (1) + (2)	(4) Perdas não técnicas sobre a energia injetada (Regulatório)*	(5) Perdas técnicas sobre a energia injetada (Regulatório)	(6) Perdas sobre a energia injetada (Regulatório) (5) + (6)
AES SUL	2014	0,97%	7,26%	8,23%	2,09%	6,56%	8,65%
AME	2014	37,45%	1,44%	38,89%	15,93%	7,77%	23,70%
BANDEIRANTE	2014	3,94%	5,54%	9,48%	3,75%	4,96%	8,71%
BOAVISTA	2014	4,49%	7,04%	11,53%	4,40%	7,04%	11,44%
CAIUA	2014	0,73%	7,04%	7,77%	0,69%	6,66%	7,35%
CEAL	2014	18,26%	8,42%	26,68%	8,58%	10,34%	18,92%
CEB	2014	2,36%	7,83%	10,19%	2,43%	7,14%	9,57%
CEEE	2014	11,90%	4,52%	16,42%	5,37%	6,69%	12,06%
CELESC	2014	1,44%	6,51%	7,95%	1,10%	6,40%	7,50%
CELG	2014	3,50%	9,77%	13,27%	1,93%	9,38%	11,31%
CELPA	2014	19,07%	12,16%	31,23%	16,40%	12,16%	28,56%
CELPE	2014	7,03%	9,85%	16,88%	6,50%	8,22%	14,72%
CELTINS	2014	4,24%	11,67%	15,92%	0,63%	13,26%	13,89%
CEMAR	2014	8,02%	9,39%	17,41%	9,72%	9,90%	19,62%
CEMAT	2014	3,73%	10,03%	13,76%	3,40%	9,91%	13,31%
CEMIG	2014	1,55%	10,28%	11,83%	2,93%	7,84%	10,77%
CEPISA	2014	3,00%	2,73%	5,73%	9,38%	12,17%	21,55%
CERON	2014	11,34%	12,74%	24,08%	6,81%	11,15%	17,96%
CFLO	2014	0,26%	3,52%	3,77%	0,00%	3,11%	3,11%
CHESP	2014	0,90%	9,91%	10,81%	0,00%	10,59%	10,59%
CJE	2014	0,37%	3,69%	4,06%	0,42%	3,14%	3,56%
CLFM	2014	1,84%	7,70%	9,54%	0,00%	9,49%	9,49%
CLFSC	2014	0,00%	7,71%	7,71%	0,54%	7,93%	8,47%
CNEE	2014	0,08%	8,34%	8,41%	0,01%	6,83%	6,84%
COCEL	2014	1,70%	5,79%	7,49%	0,00%	5,23%	5,23%
COELBA	2014	4,42%	10,17%	14,60%	3,05%	9,49%	12,54%
COELCE	2014	1,86%	10,26%	12,12%	1,90%	8,96%	10,86%
COOPERALIANÇA	2014	1,46%	5,82%	7,28%	0,42%	8,06%	8,48%
COPEL	2014	1,88%	6,22%	8,10%	1,27%	6,58%	7,85%
COSERN	2014	1,66%	8,54%	10,21%	2,18%	8,75%	10,93%

CPEE	2014	2,80%	8,55%	11,36%	1,44%	8,10%	9,54%
CPFL-Paulista	2014	3,30%	5,90%	9,20%	1,92%	6,32%	8,24%
CPFL-Piratiniga	2014	2,08%	4,29%	6,38%	1,40%	4,79%	6,19%
CSPE	2014	0,69%	7,22%	7,90%	0,36%	6,70%	7,06%
DEMEI	2014	2,92%	3,61%	6,52%	3,07%	6,22%	9,29%
DME-PC	2014	0,00%	5,03%	5,03%	0,64%	5,03%	5,67%
EBO	2014	0,00%	6,33%	6,33%	3,17%	4,51%	7,68%
EDEVP	2014	0,16%	6,83%	7,00%	0,03%	7,32%	7,35%
EEB	2014	0,00%	5,22%	5,22%	0,00%	4,91%	4,91%
EFLJC	2014	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,06%	4,06%
EFLUL	2014	0,00%	0,24%	0,24%	0,00%	3,40%	3,40%
ELEKTRO	2014	0,23%	6,35%	6,58%	0,39%	6,35%	6,74%
ELETRACRE	2014	13,80%	9,85%	23,65%	8,36%	9,85%	18,21%
ELETCAR	2014	0,00%	8,56%	8,56%	0,58%	7,19%	7,77%
ELETROPAULO	2014	3,54%	6,13%	9,67%	4,49%	5,21%	9,70%
ELFSM	2014	3,84%	8,10%	11,94%	2,95%	8,55%	11,50%
EMG	2014	0,00%	9,62%	9,62%	0,53%	8,41%	8,94%
ENERSUL	2014	5,90%	9,17%	15,07%	3,47%	12,29%	15,76%
ENF	2014	0,01%	5,17%	5,18%	0,48%	5,41%	5,89%
EPB	2014	2,60%	9,73%	12,33%	4,40%	9,30%	13,70%
ESCELSA	2014	6,86%	7,58%	14,45%	3,53%	6,70%	10,23%
ESSE	2014	3,17%	6,55%	9,72%	3,59%	7,93%	11,51%
HIDROPAN	2014	0,95%	3,47%	4,42%	0,00%	5,08%	5,08%
IENERGIA	2014	3,31%	9,74%	13,05%	2,55%	9,74%	12,29%
MUX-ENERGIA	2014	0,58%	2,90%	3,48%	0,84%	4,02%	4,86%
RGE	2014	1,48%	8,07%	9,54%	1,75%	7,28%	9,03%
SULGIPE	2014	3,62%	9,12%	12,73%	2,83%	9,61%	12,44%
UHENPAL	2014	1,22%	7,92%	9,14%	0,00%	12,10%	12,10%

FONTE: ANEEL (2015)

Enquanto a tabela 1.2 traz os valores em MWh da energia vendida e das perdas de 2014.

TABELA 1.2 – VALORES EM MWh DA ENERGIA VENDIDA E DAS PERDAS POR CONCESSIONÁRIA EM 2014

Distribuidora	Mercado (Cativo + Livre)	Perdas	Mercado + Perdas
AES SUL	9.361.540	1.073.084	10.434.623
AMAZONAS	6.309.519	2.053.168	8.362.688
AMPLA	11.601.443	2.619.045	14.220.488
BANDEIRANTE	15.173.346	1.497.522	16.670.868

BRAGANTINA	1.113.295	86.795	1.200.090
CAIUA	1.243.081	143.258	1.386.339
CEA	1.018.313	529.031	1.547.345
CEAL	3.604.942	897.853	4.502.794
CEB	6.800.941	853.795	7.654.735
CEEE	8.794.128	1.265.817	10.059.945
CELESC	23.245.077	2.201.978	25.447.055
CELG	12.892.661	1.884.459	14.777.119
CELPA	7.965.534	3.032.761	10.998.295
CELPE	13.565.275	2.582.516	16.147.791
CELTINS	2.028.015	356.682	2.384.697
CEMAR	5.876.233	1.561.370	7.437.603
CEMIG	43.878.282	5.784.087	49.662.370
CEPISA	3.224.568	948.303	4.172.871
CERON	3.037.448	704.840	3.742.288
CERR	111.759	106.520	218.278
CFLO	300.224	9.637	309.860
CHESP	114.159	13.521	127.680
CJE	574.127	43.656	617.783
CNEE	628.661	62.014	690.675
COCEL	308.499	17.025	325.524
COELBA	18.604.360	3.010.183	21.614.543
COELCE	11.356.416	1.426.840	12.783.256
COOPERALIANÇA	194.191	18.007	212.198
COPEL	29.692.039	3.017.158	32.709.197
COSERN	5.132.993	731.882	5.864.875
CPEE	342.612	50.574	393.186
CPFL PAULISTA	31.527.638	3.397.700	34.925.338
CPFL PIRATININGA	15.291.573	1.270.798	16.562.371
CPFL STA CRUZ	1.133.709	135.999	1.269.708
CSPE	602.150	67.496	669.646
DEMEI	134.717	13.864	148.581
DME-PC	458.822	28.857	487.679
EDEVP	940.674	107.624	1.048.298
EFLUL	102.072	3.593	105.664
ELEKTRO	16.690.544	1.707.516	18.398.060
ELETROACRE	877.235	212.390	1.089.624
ELETROCAR	181.708	15.313	197.021
ELETROPAULO	45.750.136	5.626.809	51.376.946

ENERGISA BO	735.745	80.060	815.806
ENERGISA MG	1.599.152	169.240	1.768.392
ENERGISA PB	4.329.706	783.392	5.113.098
ENERGISA SE	3.461.804	467.623	3.929.427
ENF	371.288	23.251	394.538
ESCELSA	10.813.781	1.271.222	12.085.003
FORCEL	56.188	1.863	58.052
HIDROPAN	115.539	6.183	121.722
IENERGIA	243.909	36.289	280.199
JOAOCESA	16.784	710	17.494
LIGHT	29.173.047	8.434.377	37.607.424
MOCOCA	236.779	34.656	271.435
MUXFELDT	61.199	3.130	64.329
RGE	9.875.825	1.130.933	11.006.758
SANTAMARIA	552.380	72.122	624.502
SULGIPE	357.365	50.551	407.916
UHENPAL	65.729	9.227	74.956
BOA VISTA ENERGIA	945.489	115.182	1.060.670
EMT	8.014.941	1.337.895	9.352.836
SEM	5.067.218	965.709	6.032.927
TOTAL GERAL	437.878.525	66.164.958	504.043.483

FONTE: ANEEL (2015)

Considerando o custo médio da energia elétrica igual a R\$175,45 por MWh, conforme a ANEEL, as concessionárias do Brasil deixam de ganhar cerca de R\$11,6 bilhões por ano sem contar com a arrecadação de tributos como PIS, COFINS e ICMS.

Para a redução de perdas não técnicas é necessário conscientizar a população para que haja compreensão de que a conta desse roubo de energia é pago por todos os outros consumidores e também salientar os riscos do processo de roubo de energia uma vez que uma pessoa comum estará em contato direto com o sistema elétrico de potência e poderá ser submetida a choques elétricos que podem causar a morte do indivíduo.

Favelas e regiões mais pobres são os locais que possuem uma parcela significativa no que se refere às perdas não técnicas, porém, a fiscalização por parte da concessionária nessas regiões é dificultada devido a violência e perigos

enfrentados pelas equipes técnicas que vão à essas regiões para reportar ou reparar o “gato”.

Para a redução das perdas técnicas existem diversas possibilidades tais como elevar o nível de tensão para trechos longos, como muitas concessionárias fazem ao elevar para 34,5kV, trocar os condutores da rede, e, com isso, oferecer um caminho de menor resistência para a corrente elétrica, reduzindo as perdas por efeito Joule, além de realizar reconfigurações da rede elétrica de tal forma que uma configuração ótima seja atingida e, com isso, diminua a distância elétrica de um ponto a outro. Além disso, também se tornou comum a utilização de transformadores e equipamentos devidamente regulamentados e ensaiados exigindo laudos que mostram as perdas originadas pelos equipamentos que vão ser inseridos na rede elétrica.

Todas as formas citadas são eficientes no que se refere à redução de perdas, porém, neste trabalho será aprofundada a discussão de uma estratégia de alocação de bancos de capacitores de tal forma que haja uma redução da corrente elétrica e, conseqüentemente, diminua a transformação de energia elétrica em energia térmica em condutores do sistema de distribuição e, para que as melhorias sejam mensuradas, também foi criado um método pratico e simples para a determinação das perdas de energia em alimentadores da rede de distribuição.

O desenvolvimento é voltado para os concessionários uma vez que, para a realização da análise, faz-se necessário o uso de softwares de fluxo de potência como o CYME para a obtenção de dados e medições de potência comuns em qualquer distribuidora.

A relevância do método proposto se dá devido à possibilidade de alcançar resultados de forma rápida e, com isso, garantir a velocidade necessária para tomar decisões quanto a reconfigurações de rede, alocação de bancos de capacitores ou qualquer outra alteração no sistema de distribuição. O objetivo do trabalho não é obter os valores exatos das perdas ou um método que leve em consideração todas as variáveis envolvidas no processo e sim resultar em uma base de comparação onde é possível dizer se as alterações vão gerar melhoras significativas na eficiência da rede e que seja realmente aplicável no dia a dia das concessionárias.

2 MÉTODO PRÁTICO PARA DETERMINAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA

Conforme dito na seção introdutória o método tem a finalidade de ser simples e prático para aumentar a capacidade de reprodução e aplicação em qualquer concessionária. O desenvolvimento foi feito utilizando o software Microsoft Excel e utiliza como dados de entrada informações que podem ser facilmente retiradas de qualquer simulador de fluxo de potência como o CYME ou em qualquer outro utilizado em distribuidoras de energia.

O método consiste em duas etapas. Na primeira busca-se uma função que dê a perda técnica instantânea para qualquer valor de potência aparente transmitido por uma determinada rede e, em um segundo momento, é feita uma substituição e integralização sobre as medições do alimentador para obtenção das perdas em energia.

2.1 LEVANTAMENTO DAS PERDAS TÉCNICAS

Para o método de levantamento das perdas técnicas instantâneas considera-se que a maior parte do processo de perdas ocorre devido ao efeito Joule. O mesmo acontece quando um condutor que possui resistência é percorrido por uma corrente elétrica e, por isso, transforma energia elétrica em energia térmica. A perda é dada genericamente pela seguinte formula:

$$Perdas_{Joule} = R * I^2 \quad (2.1)$$

Onde R é a resistência e I é a corrente.

Dessa forma é possível observar que as perdas possuem uma relação diretamente proporcional ao quadrado da corrente.

Por outro lado, também é notório que o módulo da potência aparente do sistema pode ser dado genericamente pela equação 2.2.

$$S = U * I \quad (2.2)$$

Onde U é a tensão e I a corrente.

Sendo assim, a potência aparente do sistema possui uma relação diretamente proporcional a corrente.

Desta forma, é possível concluir por dedução que, caso haja apenas variações de corrente, as perdas serão diretamente proporcionais ao quadrado da potência aparente.

A partir desse pressuposto, é possível obter uma parábola na forma da equação 2.3 que, para um determinado intervalo de valores de potências aparentes, fornecerá valores equivalentes de perdas técnicas.

Nesse ponto considera-se que os dados de potência aparente e seu equivalente em perda técnica foram retirados de um software de simulação de fluxo de potência e expressos de forma genérica na tabela 1.3.

TABELA 1.3 – VALORES GENÉRICOS PARA POTÊNCIAS APARENTES E PERDAS TÉCNICAS

Potência Aparente [kVA]	Perdas [kW]
S_1	P_1
S_2	P_2
S_3	P_3

FONTE: O autor

$$Perdas = A * S^2 + B * S + C \quad (2.3)$$

Onde A, B e C são os coeficientes da equação.

O cálculo dos coeficientes é feito da seguinte forma pelo método dos mínimos quadrados:

$$k_{11} = \frac{(S_1^2 + S_2^2 + S_3^2) * (S_1 + S_2 + S_3)}{3} - (S_1^3 + S_2^3 + S_3^3) \quad (2.4)$$

$$k_{12} = \frac{(S_1 + S_2 + S_3)^2}{3} - (S_1^2 + S_2^2 + S_3^2) \quad (2.5)$$

$$k_{21} = \frac{(S_1^2 + S_2^2 + S_3^2)^2}{3} - (S_1^4 + S_2^4 + S_3^4) \quad (2.6)$$

$$k_{22} = \frac{(S_1 + S_2 + S_3) * (S_1^2 + S_2^2 + S_3^2)}{3} - (S_1^3 + S_2^3 + S_3^3) \quad (2.7)$$

$$Y_1 = \frac{(P_1 + P_2 + P_3) * (S_1 + S_2 + S_3)}{3} - (P_1 * S_1 + P_2 * S_2 + P_3 * S_3) \quad (2.8)$$

$$Y_2 = \frac{(P_1 + P_2 + P_3) * (S_1^4 + S_2^4 + S_3^4)}{3} - (P_1 * S_1^2 + P_2 * S_2^2 + P_3 * S_3^2) \quad (2.9)$$

$$A = \frac{\frac{Y_2 * k_{12}}{k_{22}} - Y_1}{\frac{K_{21} * k_{12}}{k_{22}} - k_{11}} \quad (2.10)$$

$$B = \frac{Y_1 - A * k_{11}}{k_{12}} \quad (2.11)$$

$$C = \frac{(P_1 * S_1^2 + P_2 * S_2^2 + P_3 * S_3^2) - A * (S_1^4 + S_2^4 + S_3^4) - B * (S_1^3 + S_2^3 + S_3^3)}{(S_1^2 + S_2^2 + S_3^2)} \quad (2.12)$$

As constantes k_{ij} e Y_i são auxiliares no processo. Para o cálculo dos coeficientes também foi criado um código no Excel VBA que é apresentado no apêndice 1.

Com os coeficientes calculados a equação 2.8 fornece, de forma continua, o valor de perdas instantâneas para uma potência aparente qualquer dentro de um intervalo lógico. Os valores da função só fazem sentido para valores de potência maiores do que zero.

Recomenda-se que para a obtenção dos valores de potência e perdas no simulador de fluxo de potência sejam utilizados patamares de carga de 30%, 60% e 100% da potência máxima que o alimentador atinge para que haja uma boa amostragem e a regressão linear seja feita com maior precisão.

2.2 EXEMPLO PRÁTICO DE LEVANTAMENTO DAS PERDAS TÉCNICAS

Os dados apresentados na tabela 2.1 foram obtidos através de três simulações em um alimentador da rede elétrica de distribuição com a utilização do software CYME utilizando 30%, 60% e 100% da potência máxima atingida pelo mesmo.

TABELA 2.1 - VALORES OBTIDOS EM SIMULAÇÃO

Potência Aparente [kVA]	Perdas [kW]
1269	103
2509	173,4
4299	377,8

FONTE: O autor

Utilizando as equações 4 a 12 obtém-se os valores para os coeficientes mostrados na tabela 2.2.

TABELA 2.2 – VALORES DOS COEFICIENTES PARA O EXEMPLO PRÁTICO

Coeficiente	Valor
k_{11}	-2,624727E+10
k_{12}	-4,640867E+06
k_{21}	-1,516950E+14
k_{22}	-2,624727E+10
Y_1	-4,286053E+05
Y_2	-2,485617E+09
A	1,894909E-05
B	-1,481548E-02
C	9,128596E+01

FONTE: O autor

Substituindo os valores de A, B e C na equação 2.3, obtém-se a equação 2.13.

$$Perdas = (1,894909E - 05) * S^2 - (1,481548E - 02) * S + (9,128596E + 01) \quad (2.13)$$

A tabela 2.3 apresenta os valores obtidos através de simulações no CYME, os resultantes da equação 2.13 e a diferença entre eles. As simulações foram feitas em 12 patamares que variam até 120% da potência máxima observada no alimentador da rede de distribuição de energia.

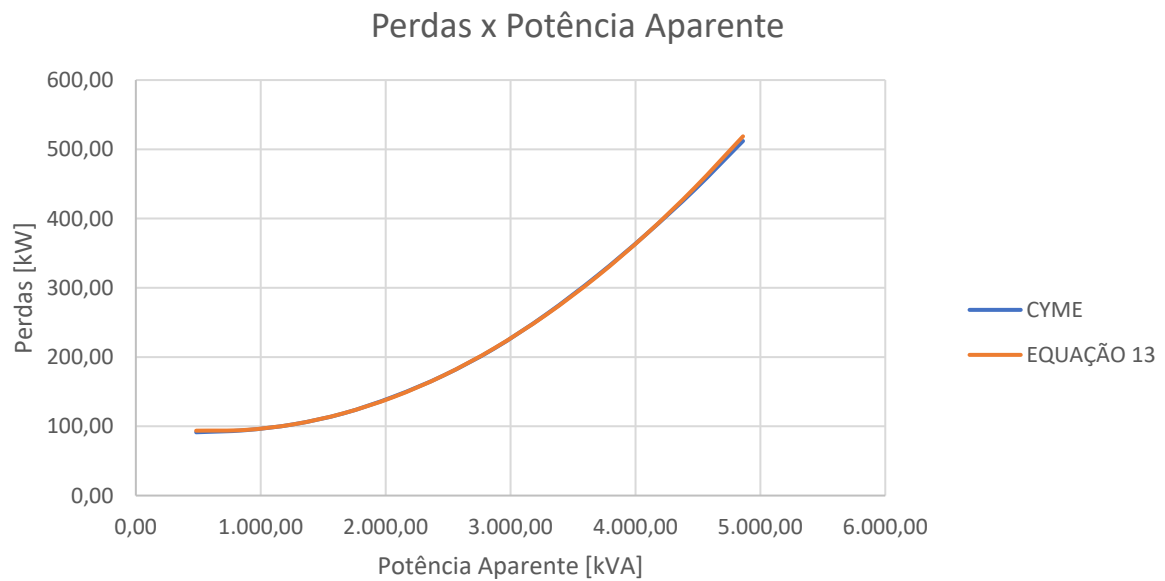
TABELA 2.3 – COMPARAÇÃO ENTRE VALORES OBTIDOS PELA EQUAÇÃO E PELO CYME

Potência aparente [kVA]	Perdas CYME [kW]	Perdas equação [kW]	Módulo da diferença [kW]
483	91,4	97,7498	2,35
875	94,4	94,7627	0,36
1265	103,0	103	0
1660	118,6	118,6932	0,09
2063	142,9	142,3276	0,57
2463	173,4	173,4	0
2868	212,2	212,5892	0,39
3284	261,5	260,939	0,56
3693	317,5	316,4737	1,03
4089	377,8	377,8	0
4474	441,6	444,5505	2,95
4861	512,0	518,7298	6,73

FONTE: O autor

A figura 2.1 apresenta os valores obtidos pelo CYME e pela equação 2.13 de forma gráfica.

FIGURA 2.1: COMPARAÇÃO GRÁFICA ENTRE A SIMULAÇÃO E A EQUAÇÃO OBTIDA



FONTE: O autor

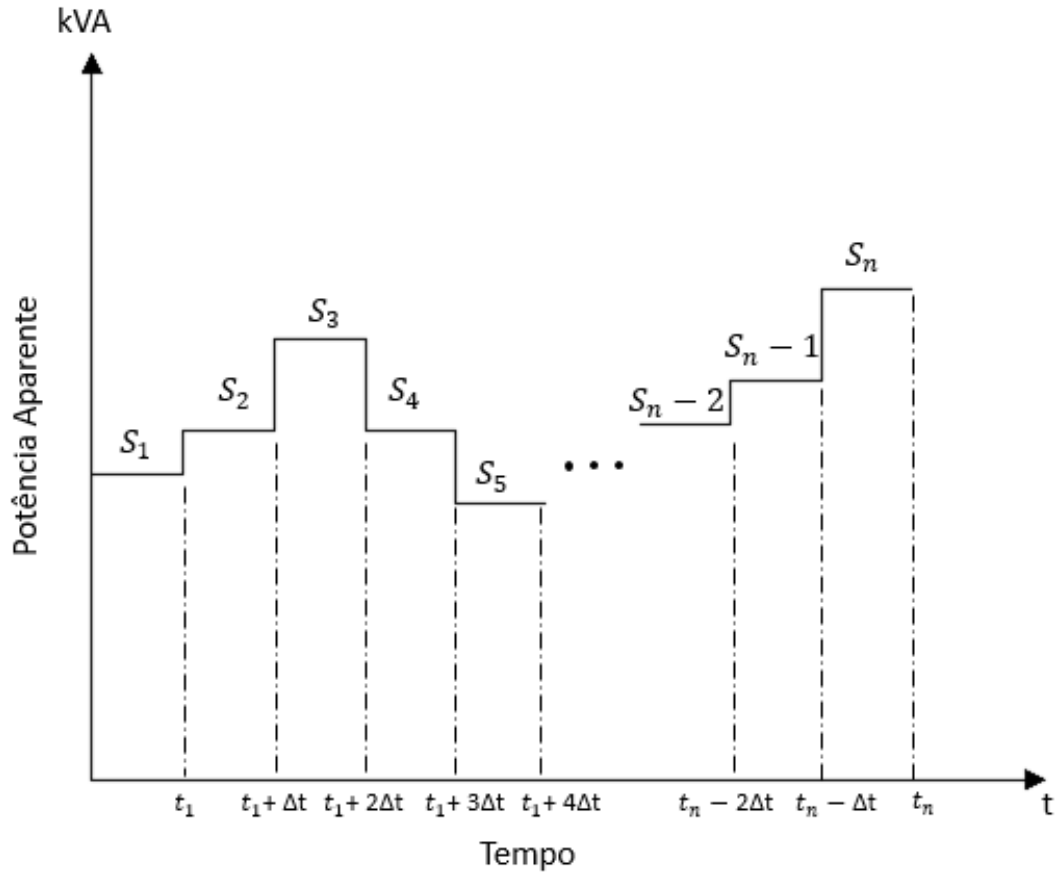
Observa-se que as duas curvas são basicamente coincidentes e os erros apresentados na tabela não são significativos.

2.3 OBTENÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA

Para obtenção das perdas na forma de energia em um período é necessário possuir um histórico de medições de potência aparente do alimentador em análise. Tal medição é extremamente comum em qualquer concessionária.

As medições são feitas em intervalos constantes de tempo e são expressas de forma genérica na figura 2.2.

FIGURA 2.2: GRÁFICO GENÉRICO DE UMA MEDIÇÃO DE POTÊNCIA APARENTE



FONTE: O autor

Onde t_n é o tempo final da medição e Δt é o intervalo entre uma medição e outra.

Na figura 2.2 foi apresentada uma função que representa uma relação conforme a equação 2.14.

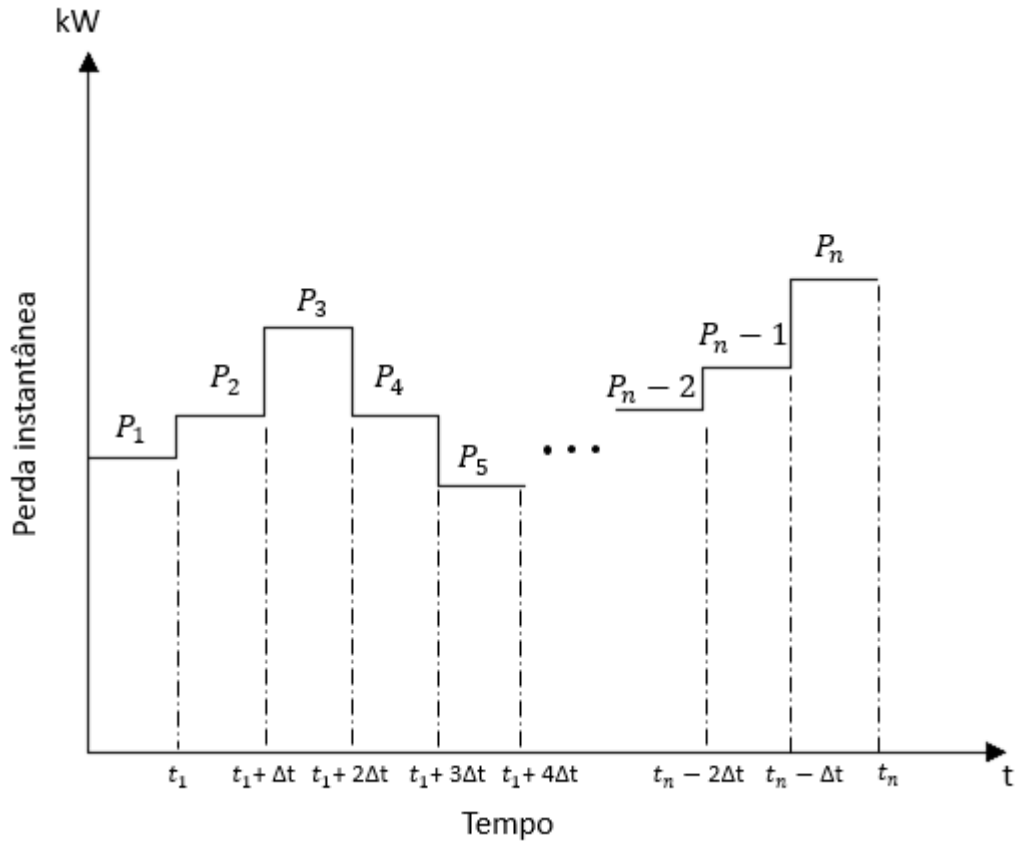
$$S = f(t) \quad (2.14)$$

Porém, a partir da equação 2.8, é possível obter uma relação entre a potência aparente e de perdas, e, após realizar a substituição dos valores da potência aparente, obtém-se uma relação expressa na equação 2.15.

$$Perdas = f(t) \quad (2.15)$$

A equação 2.15 é expressa na figura 2.3 de forma gráfica e genérica.

FIGURA 2.3: GRÁFICO GENÉRICO DAS PERDAS EM FUNÇÃO DO TEMPO



FONTE: O autor

Entretanto, como o objetivo é buscar a energia perdida, é necessário integrar as perdas instantâneas no período determinado para a análise.

$$E_{perdida} = \int_0^{t_n} Perdas \, dt \quad (2.16)$$

Por se tratar de uma função que possui patamares constantes, e, sabendo que a integral deve calcular a área abaixo do gráfico, é possível resolvê-la a partir de uma somatória simples.

$$E_{perdida} = P_1 * t_1 + P_2 * (t_2 - t_1) + P_3 * (t_3 - t_2) \dots P_n * (t_n - t_{n-1}) \quad (2.17)$$

$$E_{perdida} = \sum_0^{t_n} P_n * (t_n - t_{n-1}) \quad (2.18)$$

Por outro lado, sabe-se que as medições são feitas em intervalos constantes de tempo.

$$\Delta t = (t_n - t_{n-1}) \quad (2.19)$$

Logo, obtém-se a forma final do cálculo de energia na equação 2.20.

$$E_{perdida} = \Delta t * \sum_0^{t_n} P_n \quad (2.20)$$

Vale ressaltar que Δt deve estar em horas, e, considerando que o procedimento é realizado com as medições de potência aparente em kVA e perdas calculadas em kW. No final do processo deve-se dividir o resultado final por mil para obter as perdas em MWh.

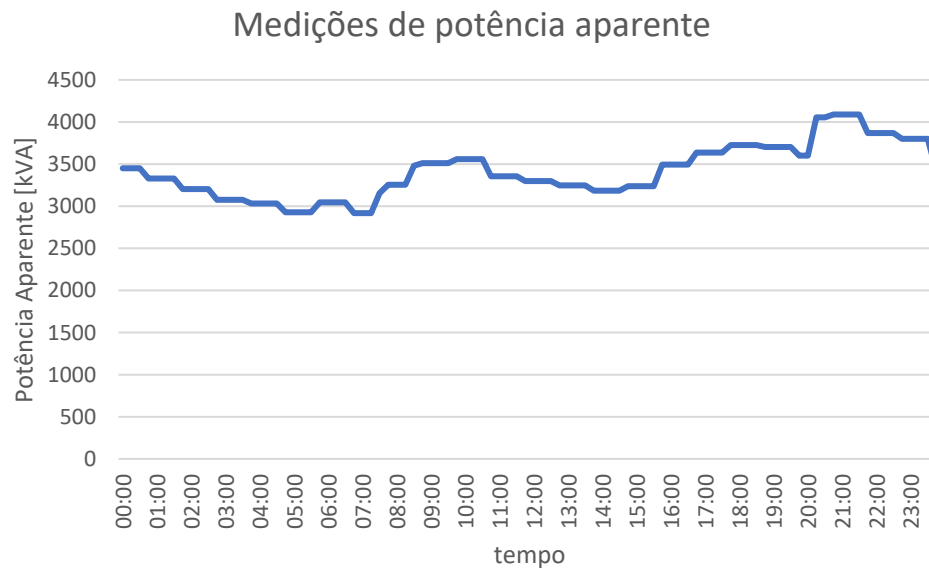
2.4 EXEMPLO PRÁTICO DE OBTENÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA

Nessa seção é apresentado um exemplo prático de cálculo de perda de energia. O exemplo segue em continuidade com o apresentado na seção 2.2, onde foi obtida uma função que relaciona a potência aparente com a perda instantânea.

O cálculo foi realizado utilizando o Excel e apresenta uma sugestão de como realizar o procedimento.

A medição de potência aparente do alimentador foi realizada em intervalos de 15 minutos ao longo de um dia e é apresentada na figura 2.4.

FIGURA 2.4 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE DE UM ALIMENTADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO



FONTE: O autor

O cálculo foi realizado conforme o procedimento da tabela 2.4. Na primeira coluna é apresentada o horário da medição, na segunda, o valor obtido na medição. A terceira coluna mostra o equivalente em perdas para o determinado valor de potência aparente obtido a partir da equação 2.13, e a quarta coluna é obtida a partir da multiplicação pelo intervalo de tempo que, no caso apresentado, é igual a 0,25 horas (15 minutos).

TABELA 2.4 – TABELA PARA CÁLCULO DE PERDA DE ENERGIA

Hora	Potência Aparente [kVA]	Perda Equivalente [kW]	Perda energia [kWh]
00:00	3451	265,7844	66,4461
00:15	3451	265,7844	66,4461
00:30	3451	265,7844	66,4461
00:45	3329	251,9258	62,9815
01:00	3329	251,9258	62,9815
01:15	3329	251,9258	62,9815
01:30	3329	251,9258	62,9815
01:45	3204	238,3097	59,5774
02:00	3204	238,3097	59,5774
02:15	3204	238,3097	59,5774
02:30	3204	238,3097	59,5774
02:45	3076	224,9788	56,2447
03:00	3076	224,9788	56,2447

03:15	3076	224,9788	56,2447
03:30	3076	224,9788	56,2447
03:45	3032	220,5726	55,1431
04:00	3032	220,5726	55,1431
04:15	3032	220,5726	55,1431
04:30	3032	220,5726	55,1431
04:45	2928	210,3793	52,5948
05:00	2928	210,3793	52,5948
05:15	2928	210,3793	52,5948
05:30	2928	210,3793	52,5948
05:45	3046	221,9323	55,4831
06:00	3046	221,9323	55,4831
06:15	3046	221,9323	55,4831
06:30	3046	221,9323	55,4831
06:45	2918	209,3680	52,3420
07:00	2918	209,3680	52,3420
07:15	2918	209,3680	52,3420
07:30	3156	233,2182	58,3045
07:45	3255	243,8158	60,9540
08:00	3255	243,8158	60,9540
08:15	3255	243,8158	60,9540
08:30	3481	269,2930	67,3232
08:45	3511	272,8360	68,2090
09:00	3511	272,8360	68,2090
09:15	3511	272,8360	68,2090
09:30	3511	272,8360	68,2090
09:45	3559	278,5762	69,6440
10:00	3559	278,5762	69,6440
10:15	3559	278,5762	69,6440
10:30	3559	278,5762	69,6440
10:45	3356	254,9568	63,7392
11:00	3356	254,9568	63,7392
11:15	3356	254,9568	63,7392
11:30	3356	254,9568	63,7392
11:45	3299	248,5907	62,1477
12:00	3299	248,5907	62,1477
12:15	3299	248,5907	62,1477
12:30	3299	248,5907	62,1477
12:45	3247	242,9999	60,7500
13:00	3247	242,9999	60,7500
13:15	3247	242,9999	60,7500
13:30	3247	242,9999	60,7500
13:45	3184	236,2306	59,0577
14:00	3184	236,2306	59,0577
14:15	3184	236,2306	59,0577
14:30	3184	236,2306	59,0577
14:45	3237	241,8611	60,4653
15:00	3237	241,8611	60,4653
15:15	3237	241,8611	60,4653
15:30	3237	241,8611	60,4653

15:45	3494	270,8831	67,7208
16:00	3494	270,8831	67,7208
16:15	3494	270,8831	67,7208
16:30	3494	270,8831	67,7208
16:45	3637	288,0917	72,0229
17:00	3637	288,0917	72,0229
17:15	3637	288,0917	72,0229
17:30	3637	288,0917	72,0229
17:45	3726	299,1694	74,7923
18:00	3726	299,1694	74,7923
18:15	3726	299,1694	74,7923
18:30	3726	299,1694	74,7923
18:45	3704	296,3247	74,0812
19:00	3704	296,3247	74,0812
19:15	3704	296,3247	74,0812
19:30	3704	296,3247	74,0812
19:45	3600	283,4879	70,8720
20:00	3600	283,4879	70,8720
20:15	4054	342,6940	85,6735
20:30	4054	342,6940	85,6735
20:45	4089	347,5241	86,8810
21:00	4089	347,5241	86,8810
21:15	4089	347,5241	86,8810
21:30	4089	347,5241	86,8810
21:45	3869	317,6346	79,4087
22:00	3869	317,6346	79,4087
22:15	3869	317,6346	79,4087
22:30	3869	317,6346	79,4087
22:45	3800	308,5968	77,1492
23:00	3800	308,5968	77,1492
23:15	3800	308,5968	77,1492
23:30	3800	308,5968	77,1492
23:45	3417	261,9646	65,4911
		TOTAL:	6315,8099

FONTE: O autor

Portanto, foi calculado para esse alimentador uma energia total perdida igual a 6315,81 kWh, ou 6,3158 MWh ao longo de um dia. O resultado final se dá pela soma das perdas dos intervalos de tempo, ou seja, a soma dos valores apresentados na quarta coluna da tabela 2.4.

2.5 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O método não possui um nível de exatidão elevado principalmente por limitações dos softwares de fluxo de potência na representação da realidade porém é

interessante para comparações entre o estado anterior e posterior de qualquer alteração na rede elétrica, seja a inserção de uma nova carga que pode aumentar o nível de perdas de tal forma que seja necessário realizar obras para mitigar o problema, seja em campanhas de redução de perdas onde se faz necessário propor obras de reconfiguração, alocação de bancos de capacitores ou qualquer outra medida cabível.

A utilização do Excel no processo possibilita um alto grau de automatização no cálculo e o torna de simples implementação e utilização.

O cálculo do exemplo contido na seção 2.4 foi realizado no período de um dia para viabilizar a inserção no trabalho devido ao tamanho, porém é recomendado utilizar um intervalo de um ano para que seja levada consideração a sazonalidade do alimentador.

Os valores utilizados nos exemplos são de alimentadores reais da rede de distribuição, porém tiveram seus valores multiplicados por constantes por fins de segurança de dados.

3 MÉTODO DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

O método escolhido nesse trabalho para redução de perdas na distribuição de energia foi a alocação de bancos de capacitores. As vantagens dessa alternativa são:

- Redução das perdas por efeito Joule nos condutores;
- Aumento do fator de potência em todos os pontos a montante do ponto de instalação, inclusive nos geradores;
- Aumento da disponibilidade de alimentadores uma vez que há a redução na potência aparente;
- Diminuição na sobrecarga de condutores;
- Redução e adiamento de investimentos para expansão da capacidade de unidades geradoras e distribuidoras;
- Melhora no nível de tensão.

O módulo 7 do PRODIST estabelece que na forma de cálculo das perdas regulatórias, que são repassadas para o consumidor final, deve ser utilizado o fator de potência igual a 0,92. Considerando que com a alocação de bancos de capacitores é possível tornar esse fator de potência superior ao valor estipulado pela ANEEL, é possível ter uma grande oportunidade de ganho.

O método presente nesse trabalho tem o intuito de ser simples e prático e novamente parte do pressuposto que existem algumas informações que devem ser retiradas de softwares de fluxo de potência que existem em qualquer concessionária de energia elétrica.

3.1 HISTÓRICO DA ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

Segundo Alcântara (2005), até 1950 era comum a utilização de um grande banco de capacitor somente nas subestações de alta para média tensão. Após esse período, se tornou comum utilizar bancos de capacitores menores ao longo do alimentador pois, além de obter melhorias nas perdas, também reduzia o tamanho dos equipamentos, possibilitando a instalação em postes. Com isso, começaram a surgir novas questões quanto a alocação dos capacitores shunt ao longo do

alimentador. Após esse período foram estudados métodos que levam em consideração bancos fixos e distribuição de carga constante criando métodos como a regra dos dois terços. Esse método consiste em colocar um capacitor com potência igual a $2/3$ do pico de reativo em uma distância da subestação igual a $2/3$ do comprimento do alimentador.

A utilização de grandes bancos de capacitores em subestações ainda é comum em grande parte das concessionárias.

Com o tempo novos métodos surgiram e, segundo Oliveira (2009), os métodos hoje utilizam algoritmos genéticos que possuem um grande esforço computacional e são muitas vezes inviáveis para aplicação em redes de grande porte, porém existem outros meios com aplicação da heurística ou meta heurística para resolução dos problemas.

3.2 MÉTODO PRÁTICO DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

O método prático de alocação de banco de capacitores consiste em duas etapas, a primeira é o levantamento de três patamares médios de carga que podem representar o comportamento anual do alimentador e, em seguida, a melhor localização para cada banco.

Para a explicação do método prático de alocação de bancos de capacitores é necessário apresentar o conceito do “caso base”.

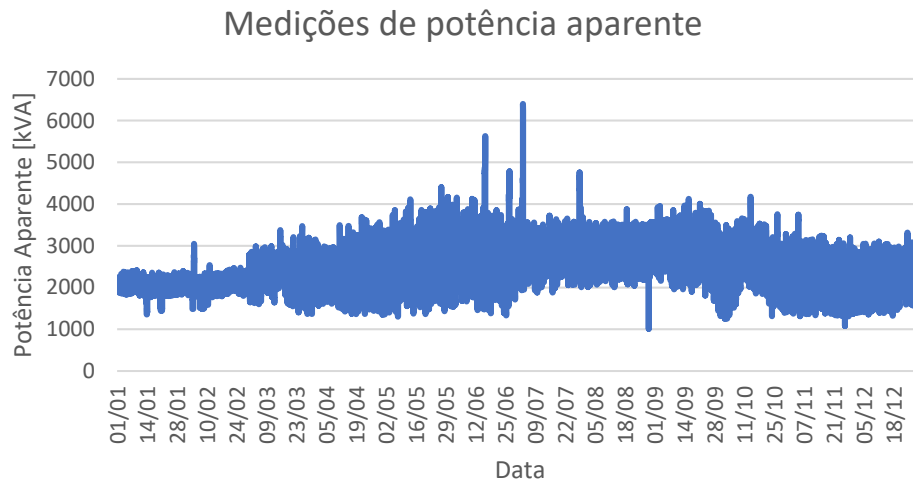
Os softwares de fluxo de potência são ajustados pelos planejadores do sistema elétrico levando em consideração as medições realizadas no alimentador. Após a realização dos ajustes, encontra-se o caso base e o mesmo representa a situação atual do alimentador, desconsiderando as obras que ainda não foram concluídas.

Para a definição da demanda do caso base, ou seja, a potência máxima atingida pelo alimentador em condições normais de trabalho, devem ser retiradas das medições os momentos em que houveram transferências de carga ou qualquer outra eventualidade que não representa o comportamento padrão da rede a ser estudada.

Sabendo que a sazonalidade é uma característica muito comum em alimentadores da rede de distribuição, deve ser levado em conta as medições no período de um ano para o estudo do padrão de comportamento do mesmo.

A figura 3.1 mostra as medições de um alimentador da rede de distribuição ao longo de um ano.

FIGURA 3.1 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE AO LONGO DE UM ANO

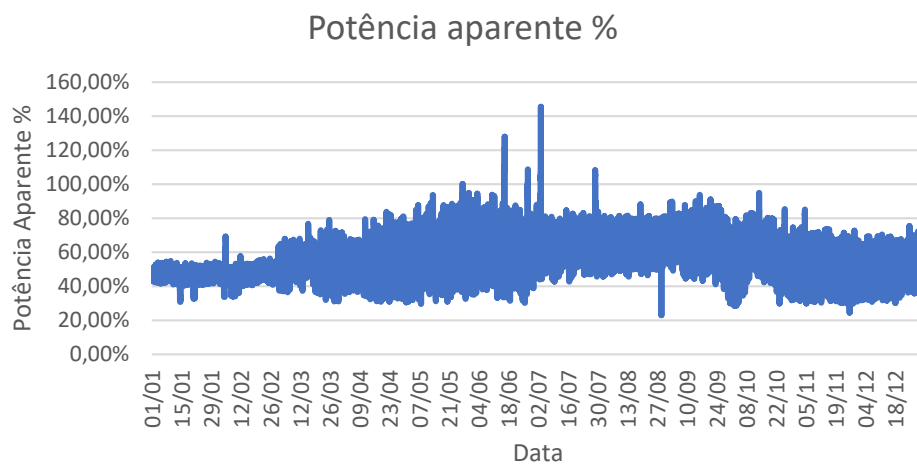


FONTE: O autor

As medições de potência aparente apresentadas foram realizadas ao longo de um ano com intervalos regulares de 15 minutos. Neste caso, por mais que existam valores da ordem de 6300kVA, a demanda do caso base deve excluir eventuais erros de medições, transferências de carga ou quaisquer eventualidades, portanto foi definida como 4398kVA.

Para facilitar a exemplificação e o procedimento de cálculo, o mesmo é feito em porcentagem. Para isso, utiliza-se a demanda do caso base como o 100% e o restante como proporcional. As medições em porcentagem são apresentadas na figura 3.2.

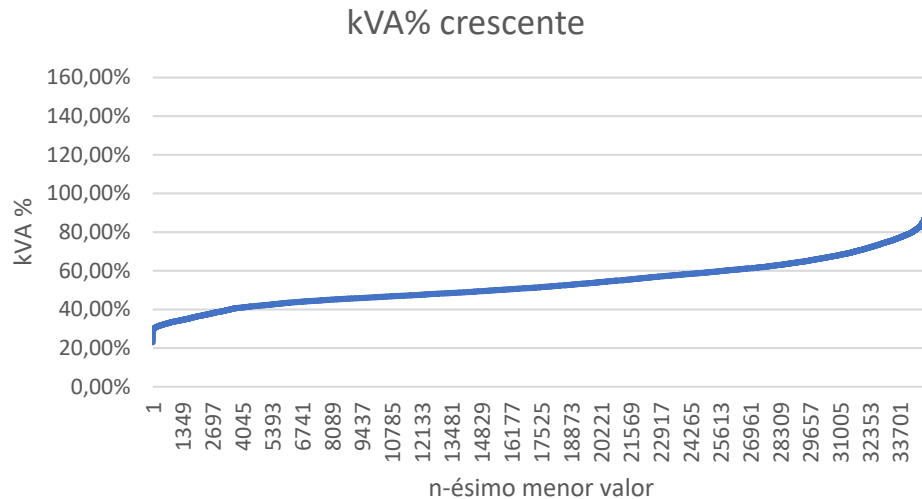
FIGURA 3.2 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE EM PORCENTAGEM



FONTE – O autor

Para facilitar a visualização dos patamares é interessante organizar as medições de forma crescente, conforme é feito na figura 3.3.

FIGURA 3.3 – MEDIÇÕES EM PORCENTAGEM EM ORDEM CRESCENTE



FONTE – O autor

Em seguida, as medições são divididas em 130 faixas, estabelecendo a menor faixa igual a 1% e a maior igual a 130%. A limitação superior é feita para facilitar o procedimento de cálculo.

Os dados da medição são colocados em uma matriz que deve conter o número de ocorrências de cada faixa, o número de ocorrências acumuladas, a soma contida na faixa, a soma acumulada em cada faixa e a média de cada faixa.

A matriz para o caso da medição utilizada nesse exemplo é mostrada na tabela 3.1.

TABELA 3.1 – MATRIZ DE CONTROLE PARA O CÁLCULO DOS PATAMARES

FAIXA	OCORRÊNCIAS	OCORRÊNCIAS ACUMULADAS	SOMA DOS REGISTROS	SOMA ACUMULADA	MÉDIA DA FAIXA
1%	0	0	0,000	0,000	0,00%
2%	0	0	0,000	0,000	0,00%
3%	0	0	0,000	0,000	0,00%
4%	0	0	0,000	0,000	0,00%
5%	0	0	0,000	0,000	0,00%
6%	0	0	0,000	0,000	0,00%
7%	0	0	0,000	0,000	0,00%
8%	0	0	0,000	0,000	0,00%
9%	0	0	0,000	0,000	0,00%
10%	0	0	0,000	0,000	0,00%
11%	0	0	0,000	0,000	0,00%
12%	0	0	0,000	0,000	0,00%
13%	0	0	0,000	0,000	0,00%

14%	0	0	0,000	0,000	0,00%
15%	0	0	0,000	0,000	0,00%
16%	0	0	0,000	0,000	0,00%
17%	0	0	0,000	0,000	0,00%
18%	0	0	0,000	0,000	0,00%
19%	0	0	0,000	0,000	0,00%
20%	0	0	0,000	0,000	0,00%
21%	0	0	0,000	0,000	0,00%
22%	0	0	0,000	0,000	0,00%
23%	1	1	0,230	0,230	23,01%
24%	1	2	0,245	0,475	24,53%
25%	0	2	0,000	0,475	0,00%
26%	0	2	0,000	0,475	0,00%
27%	0	2	0,000	0,475	0,00%
28%	20	22	5,719	6,194	28,59%
29%	33	55	9,818	16,013	29,75%
30%	114	169	34,880	50,892	30,60%
31%	250	419	78,825	129,717	31,53%
32%	312	731	101,488	231,205	32,53%
33%	359	1090	120,553	351,758	33,58%
34%	418	1508	144,198	495,956	34,50%
35%	364	1872	129,211	625,167	35,50%
36%	388	2260	141,682	766,849	36,52%
37%	420	2680	157,431	924,281	37,48%
38%	419	3099	161,517	1085,798	38,55%
39%	399	3498	157,627	1243,425	39,51%
40%	544	4042	220,983	1464,408	40,62%
41%	784	4826	325,547	1789,956	41,52%
42%	908	5734	385,689	2175,644	42,48%
43%	969	6703	421,987	2597,631	43,55%
44%	1227	7930	545,841	3143,473	44,49%
45%	1635	9565	744,284	3887,757	45,52%
46%	1533	11098	713,117	4600,873	46,52%
47%	1522	12620	722,358	5323,232	47,46%
48%	1632	14252	791,478	6114,710	48,50%
49%	1277	15529	632,305	6747,015	49,51%
50%	1363	16892	688,613	7435,628	50,52%
51%	1134	18026	583,898	8019,526	51,49%
52%	1054	19080	553,345	8572,870	52,50%
53%	982	20062	525,235	9098,105	53,49%
54%	1010	21072	550,779	9648,884	54,53%
55%	857	21929	475,506	10124,390	55,48%
56%	877	22806	495,453	10619,844	56,49%
57%	1007	23813	578,810	11198,653	57,48%
58%	1059	24872	619,508	11818,161	58,50%
59%	860	25732	511,504	12329,665	59,48%
60%	930	26662	562,576	12892,241	60,49%
61%	944	27606	580,562	13472,803	61,50%
62%	656	28262	410,217	13883,020	62,53%
63%	590	28852	374,578	14257,598	63,49%
64%	625	29477	403,104	14660,702	64,50%
65%	460	29937	301,278	14961,981	65,50%
66%	510	30447	339,044	15301,025	66,48%
67%	456	30903	307,754	15608,778	67,49%
68%	431	31334	295,269	15904,047	68,51%
69%	344	31678	239,022	16143,069	69,48%
70%	350	32028	246,785	16389,854	70,51%
71%	291	32319	208,130	16597,985	71,52%
72%	285	32604	206,588	16804,573	72,49%
73%	255	32859	187,337	16991,909	73,47%
74%	291	33150	216,800	17208,710	74,50%
75%	275	33425	207,555	17416,264	75,47%
76%	232	33657	177,555	17593,819	76,53%
77%	209	33866	162,022	17755,840	77,52%
78%	208	34074	163,295	17919,135	78,51%
79%	192	34266	152,638	18071,773	79,50%
80%	111	34377	89,358	18161,130	80,50%
81%	137	34514	111,619	18272,749	81,47%

82%	100	34614	82,513	18355,262	82,51%
83%	60	34674	50,000	18405,262	83,33%
84%	63	34737	53,258	18458,520	84,54%
85%	43	34780	36,714	18495,233	85,38%
86%	35	34815	30,305	18525,539	86,59%
87%	32	34847	27,982	18553,520	87,44%
88%	24	34871	21,234	18574,754	88,48%
89%	24	34895	21,455	18596,209	89,39%
90%	12	34907	10,861	18607,070	90,51%
91%	10	34917	9,139	18616,209	91,39%
92%	5	34922	4,627	18620,836	92,53%
93%	26	34948	24,305	18645,141	93,48%
94%	23	34971	21,794	18666,935	94,76%
95%	4	34975	3,838	18670,773	95,95%
96%	3	34978	2,902	18673,676	96,75%
97%	0	34978	0,000	18673,676	0,00%
98%	6	34984	5,925	18679,601	98,75%
99%	0	34984	0,000	18679,601	0,00%
100%	4	34988	4,010	18683,611	100,26%
101%	6	34994	6,098	18689,710	101,64%
102%	1	34995	1,024	18690,734	102,41%
103%	0	34995	0,000	18690,734	0,00%
104%	3	34998	3,144	18693,877	104,79%
105%	2	35000	2,116	18695,994	105,82%
106%	1	35001	1,060	18697,054	106,04%
107%	5	35006	5,365	18702,419	107,31%
108%	7	35013	7,602	18710,022	108,60%
109%	9	35022	9,840	18719,862	109,33%
110%	4	35026	4,420	18724,281	110,49%
111%	0	35026	0,000	18724,281	0,00%
112%	0	35026	0,000	18724,281	0,00%
113%	1	35027	1,132	18725,413	113,21%
114%	0	35027	0,000	18725,413	0,00%
115%	0	35027	0,000	18725,413	0,00%
116%	0	35027	0,000	18725,413	0,00%
117%	1	35028	1,171	18726,584	117,07%
118%	0	35028	0,000	18726,584	0,00%
119%	0	35028	0,000	18726,584	0,00%
120%	1	35029	1,206	18727,789	120,55%
121%	4	35033	4,844	18732,633	121,10%
122%	0	35033	0,000	18732,633	0,00%
123%	0	35033	0,000	18732,633	0,00%
124%	0	35033	0,000	18732,633	0,00%
125%	0	35033	0,000	18732,633	0,00%
126%	0	35033	0,000	18732,633	0,00%
127%	3	35036	3,838	18736,471	127,92%
128%	0	35036	0,000	18736,471	0,00%
129%	0	35036	0,000	18736,471	0,00%
130%	4	35040	5,569	18742,040	139,22%

FONTE: O autor

Após o preenchimento da matriz, o processo de cálculo é iniciado com a definição de limites que serão chamados de X e Y.

Desses limites são tiradas 3 regiões. A primeira região receberá os valores contidos de 0 a X%, a segunda região de X% a Y% e a terceira de Y% a 130%.

Após a separação nas três regiões, é calculada a média de cada uma delas e, em seguida, a distância "R" dada pelo somatório mostrado na equação 2.3.1.

$$R = \sum_{k=1}^X \sqrt{(M_{R1} - M_{Fk})^2} + \sum_{k=X}^Y \sqrt{(M_{R2} - M_{Fk})^2} + \sum_{k=Y}^{130} \sqrt{(M_{R3} - M_{Fk})^2} \quad (3.1)$$

Onde M_{R1} , M_{R2} e M_{R3} são as médias dos valores contidos na região de 0 a X%, de X% e Y% e de Y% a 130% respectivamente, M_{Fk} é a média dos valores contidos na faixa k e Q_{Fk} é a quantidade de medições contidas na faixa k.

Deve-se realizar o teste para todas as possibilidades de X e Y, o que possibilita uma grande quantidade de combinações e, por isso, recomenda-se a utilização de métodos computacionais para a resolução do problema.

Os valores de X e Y que retornarem o menor valor de R vão representar os limites das regiões. A média dessas regiões representam os três patamares médios representativos das medições.

No apêndice 2 é apresentado um código em Excel VBA que realiza todo o procedimento.

Utilizando os dados presentes na tabela 3.1, foram calculados os patamares médios equivalentes. Os resultados são apresentados na tabela 3.2.

TABELA 3.2 – RESULTADOS DO CALCULO DOS PATAMARES MÉDIOS

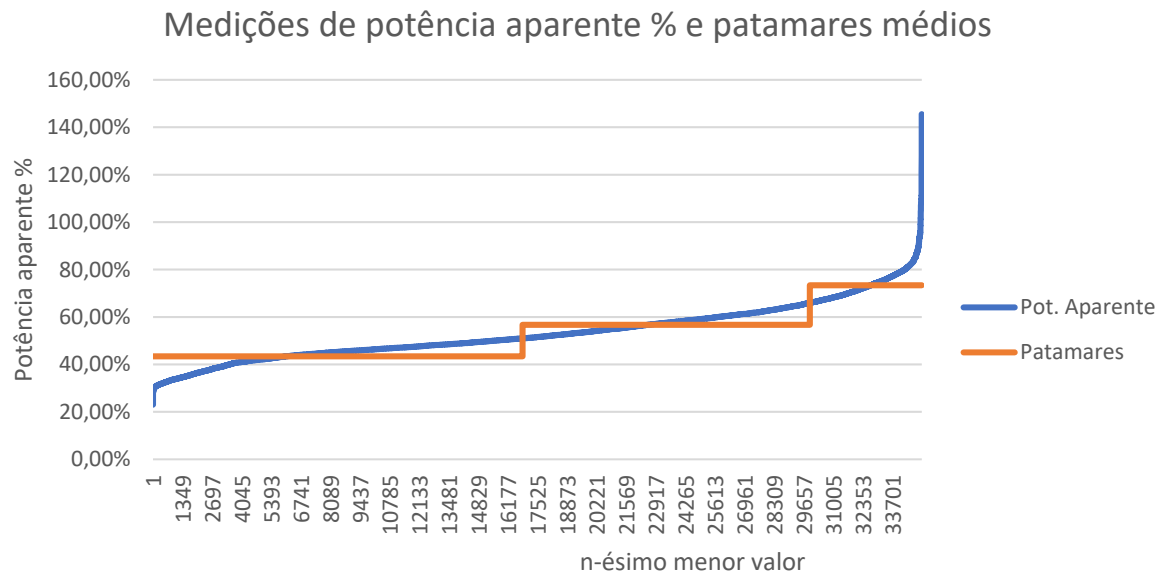
Patamar	Faixa		Valor Médio	Tempo equivalente
	De	Até		
Carga Leve	0,00%	50,99%	43,45%	44,32%
Carga Média	51,00%	65,99%	56,74%	39,81%
Carga Pesada	66,00%	130,00%	73,37%	15,87%

FONTE: O autor

Para facilitar a visualização dos resultados. Os mesmos são mostrados de forma gráfica na figura 3.4. Dessa forma fica claro que os três patamares descrevem um comportamento médio do alimentador e podem ser usados para o estudo da alocação de bancos de capacitores de tal forma que o ano inteiro seja contemplado e evite excedentes de reativo.

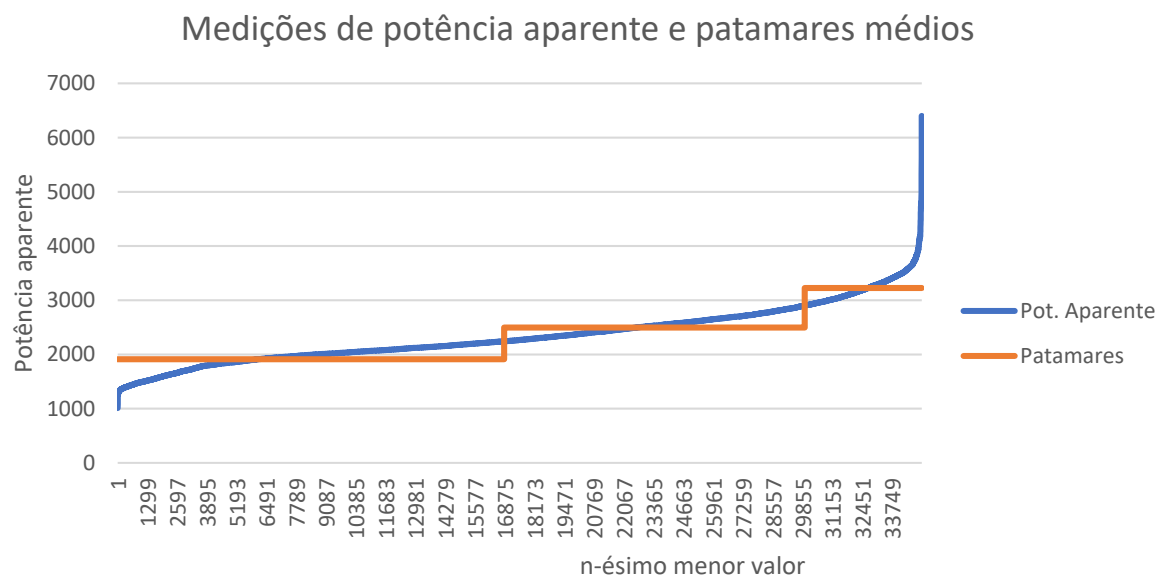
A figura 3.5 apresenta os resultados em valores absolutos. Para isso, basta multiplicar o valor da demanda do caso base pelos valores de potência aparente em porcentagem.

FIGURA 3.4 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE E OS PATAMARES MÉDIOS EQUIVALENTES EM PORCENTAGEM



FONTE – O autor.

FIGURA 3.5 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA APARENTE E OS PATAMARES MÉDIOS EQUIVALENTES EM VALORES ABSOLUTOS



FONTE – O autor

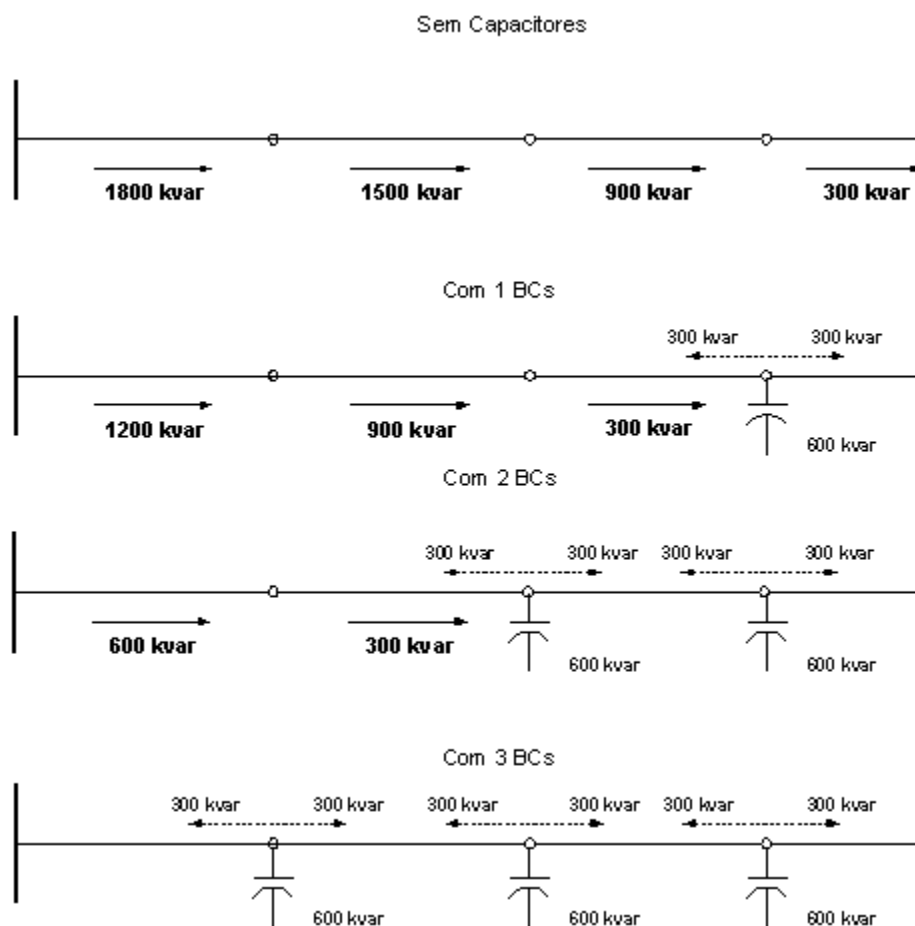
Por fim, vale ressaltar que os estudos foram feitos em cima de medições de potência aparente e oferece como resultado patamares de carga para serem utilizados em simulações utilizando softwares de simulação de fluxo de potência.

3.3 ALOCAÇÃO E CONTROLE DOS BANCOS DE CAPACITORES

A alocação de bancos de capacitores proposta segue com o viés prático do trabalho e utiliza como referência o método utilizado pelas concessionárias para o planejamento de onde colocar os capacitores na rede.

A localização é escolhida pelas concessionárias de acordo com o tamanho do banco de capacitores. Seja, por exemplo, um capacitor de potência reativa P_c , o mesmo deve ser alocado onde a potência reativa seja igual a $P_c/2$ (GODOI, 2009). Tal método é exemplificado na figura 3.6.

FIGURA 3.6 – MÉTODO UTILIZADO PELAS CONCESSIONÁRIAS PARA ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES



FONTE: GODOI, 2009

Os valores comerciais mais utilizados para bancos de capacitores para média tensão são mostrados na tabela 3.3.

TABELA 3.3 – VALORES MAIS UTILIZADOS COMERCIALMENTE PARA BANCOS DE CAPACITORES

Potência do banco de capacitores [kVAr]
300
600
900
1200

FONTE: O autor

Porém, sempre é preferida a utilização dos bancos de 300 kVAr uma vez que, quanto menores e melhores distribuídos os bancos forem, mais eficiente será a rede.

A primeira etapa do método propriamente dito consiste em realizar simulações utilizando o patamar de carga leve conforme o método apresentado na seção 3.3 e alocar bancos de capacitores fixos seguindo a estratégia apresentada na figura 3.6. Com isso, haverá uma correção dos reativos mínimos que estão presentes na maioria do tempo na rede utilizando capacitores de baixo custo.

A segunda etapa consiste em repetir o processo para os patamares médio e alto, porém, para evitar excesso de reativos gerados pelos bancos de capacitores, deve ser estabelecida uma estratégia de controle simples e possível de ser implementada em campo.

O controle proposto é feito por potência reativa com cheque de tensão. O ideal seria que os capacitores entrassem quando a potência reativa a jusante do mesmo fosse igual a metade da potência nominal do banco e saísse assim que fosse menor, porém, isso faria com que houvessem muitos chaveamentos e as chaves possuem um número limitado de operações. Para que esse problema seja evitado e garanta vida longa aos equipamentos, é proposto um valor um pouco maior para a entrada de 16% maior que a potência nominal do banco, e o valor de saída 16% menor que a potência nominal do banco. Esses valores foram aplicados aos valores comerciais de capacitores do mercado e mostrados na tabela 3.4.

O cheque de tensão faz com que as sobretensões causadas pelas entradas dos bancos de capacitores sejam evitadas, fazendo que eles saiam em caso de transgressão dos níveis de tensão aceitáveis.

TABELA 3.4 – VALORES PARA A ENTRADA E SAÍDA DE CAPACITORES COMERCIAIS

Potência nominal do banco [kVar]	Valor de potência para entrada [kVar]	Valor de potência para saída [kVar]
300	175	125
600	350	250
900	525	375
1200	700	500

FONTE: O autor

Tal estratégia é facilmente implementável com capacitores da fabricante EATON combinados ao módulo de controle CBC-8000, por exemplo.

3.4 CONTROLE VOLT/VAR

Atualmente existe uma grande tendência de automatização na rede elétrica com a ascensão das redes inteligentes. Os estudos a respeito do controle Volt/Var foi iniciado no final da década de 1970 e evolui constantemente à medida que novas pesquisas são feitas.

O sistema Volt/Var consiste em uma centralização dos controles dos equipamentos relacionados a regulação de tensão e ao controle de reativos, fazendo com que haja uma coordenação na entrada e saída de capacitores, reguladores de tensão e operações de transformadores com comutação sob carga.

Com a utilização do controle Volt/Var, é possível obter diversas vantagens, tais como:

- Evitar sobtensões e sobretensões;
- Redução da potência aparente demandada;
- Controle dinâmico de equipamentos mesmo quando manobras de emergência são realizadas;

Porém é de difícil implementação devido à necessidade de uma rede de comunicação robusta e em tempo real além de um sistema de aquisição de dados complexo, também conhecido como *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) (MELLO, 2018).

3.5 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O método proposto, devido ao cunho prático, leva em consideração as limitações das concessionárias. Medições de reativos, por exemplo, não estão presentes em todos os alimentadores e sistemas de controle extremamente complexos muitas vezes se tornam de implementação inviável econômica ou logisticamente.

O número de capacitores alocados deve corrigir o fator de potência, porém, à medida que o fator de potência se aproxima de 1, a variação de perdas se torna menor. A variação de perdas aproximada é dada pela equação 2.3.2 (EATON, 2018).

$$\Delta P\% = 100 * \left[1 - \left(\frac{FP_{Ant}}{FP_{Novo}} \right)^2 \right] \quad (3.2)$$

A viabilidade econômica da alocação de capacitores vai depender do custo dos equipamentos, porém, até certa quantidade e para algumas configurações de rede, é muito viável. Principalmente para alimentadores longos que atendem redes rurais ou mais de um centro urbano.

4 CONCLUSÃO

Conclui-se então que é possível utilizar um método simples para a resolução do problema proposto. Considerando que no meio corporativo os profissionais das agências distribuidoras de energia vivem sob constante pressão e com altas demandas de serviços, a alternativa proposta trás um tempo de resposta compatível à realidade dos mesmos.

É importante ressaltar que o método oficial de cálculo de obtenção dos valores de perdas técnicas é regido pelo PRODIST módulo 7 e calculado em épocas de revisão tarifária, conforme mostrado na seção 1, porém o mesmo torna-se inviável para o dia a dia do planejador do sistema elétrico uma vez que exige dados como o padrão de consumo horário de todos os tipos de clientes e a base georreferenciada de ativos da concessionária fazendo com que o tempo de processamento seja demasiadamente longo.

A principal fonte para dos dados de entrada do método é comum e acessível a qualquer concessionário da área de planejamento e expansão da rede elétrica, que são as pessoas responsáveis pelos estudos de viabilidade de acesso à rede levando em consideração os níveis de tensão, carregamento, perdas elétricas, dimensionamento de condutores e outros fatores relacionados.

Por fim, foi observado que o método de levantamento das perdas é suficientemente assertivo quando comparado às simulações obtidas em softwares de simulação de fluxo de potência, apresentando um erro desprezível para os fins supracitados. Tal fato é ainda mais expressivo quando se utilizam medições do ano inteiro, considerando sazonalidades dos alimentadores.

A respeito do método de alocação de bancos de capacitores conclui-se que desde seu início houveram diversos métodos para decidir o melhor ponto para instalação, porém, a análise se torna extremamente complexa quando leva em consideração o comportamento da rede ao longo do tempo.

Conforme apresentado na seção 3, um banco de capacitor que é ideal para a condição de carga pesada pode acarretar em maiores perdas quando o alimentador apresenta carga leve. Por mais que existam trabalhos que apresentem métodos que consideram o comportamento de carga das redes, os mesmos tem um processamento

computacional extremamente pesado e uma implantação complexa e não aplicável para os atuais padrões das concessionárias.

O método proposto nesse trabalho de alocação de bancos de capacitores leva em consideração os diversos patamares de carga presentes na rede elétrica. Apesar de não possuir um resultado extremamente exato, é suficientemente bom para campanhas de redução de perdas técnicas exigidas pela ANEEL.

A estratégia apresentada foi implantada e apresenta resultados consistentes.

REFERÊNCIAS

ALCÂNTARA, M. V. P. **Alocação de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2005. 155f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, 2005.

ANEEL. **Procedimentos de distribuição de Energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**: Módulo 7. Brasil: SRD, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo7_Revisao_5+-+Retificado/669bf2b6-7fb4-07e8-f5fd-0bea4d83ad34>. Acesso em: 10 de agosto de 2019.

ARAUJO, A. C. M. **Perdas e inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil**. 2006. 125f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, 2007.

EATON ELECTRICAL. **Aplicação de capacitores de potência no sistema de energia**. EATON Newsletter – Power Systems, n.03, S.I., [201-].

GODOI, A. A. **Alocação de bancos de capacitores em redes primária e secundária de energia elétrica**. 2009. 145f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba-PR, 2009.

MELLO, A. P. C. **Estratégia de controle Volt/Var coordenado para sistemas de distribuição inteligentes**. 2018. 196f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria-RS, 2018.

OLIVEIRA, L. W. **Reconfiguração e alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição**. 2009. 167f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, 2009.

SGT. Perdas de Energia. **ANEEL**, 09 de maio de 2019. Disponível em: <www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em 10 de agosto de 2019.

APÊNDICE 1 – CÓDIGO DO CÁLCULO DOS COEFICIENTES

Foi criado em Excel VBA um código para o calculo dos coeficientes que é executado a partir de um botão. Os valores de S_1 , S_2 , S_3 , P_1 , P_2 e P_3 devem ser inseridos nas células C3, C4, C5, D3, D4 e D5 respectivamente.

Os resultados dos coeficientes A, B e C serão calculados e, após clicar no botão inserido, serão inseridos automaticamente nas células D10, D11 e D12, respectivamente.

```
Private Sub CommandButton1_Click()
    'MMQ SEGUNDO GRAU

    ' DEFINE AS VARIÁVEIS '
    Dim S1 As Double
    Dim S2 As Double
    Dim S3 As Double
    Dim P1 As Double
    Dim P2 As Double
    Dim P3 As Double

    ' CONFERE SE TODOS OS CAMPOS ESTÃO PREENCHIDOS
    .....

    If Range("C3") = "" Or Range("C4").Value = "" Or Range("C5").Value = ""
    Or Range("D3").Value = "" Or Range("D4").Value = "" Or Range("D5").Value = ""
    Then
        MsgBox "Valores não inseridos", vbOKOnly, "AVISO"
        Exit Sub
    End If

    ' LE E ATRIBUI VALORES PARA AS VARIÁVEIS '
    S1 = Range("C3").Value
    S2 = Range("C4").Value
    S3 = Range("C5").Value
    P1 = Range("D3").Value
    P2 = Range("D4").Value
    P3 = Range("D5").Value

    ' REALIZA AS CONTAS '
    g11 = S1 * S1 * S1 * S1 + S2 * S2 * S2 * S2 + S3 * S3 * S3 * S3
    g12 = S1 * S1 * S1 + S2 * S2 * S2 + S3 * S3 * S3
    g13 = S1 * S1 + S2 * S2 + S3 * S3
    g21 = g12
    g22 = S1 * S1 + S2 * S2 + S3 * S3
    g23 = S1 + S2 + S3
    g31 = g13
    g32 = g23
    g33 = 3
    Plg1 = P1 * S1 * S1 + P2 * S2 * S2 + P3 * S3 * S3
```

```
P2g2 = P1 * S1 + P2 * S2 + P3 * S3
P3g3 = P1 + P2 + P3
```

```
k11 = g31 * g23 / g33 - g21
k12 = g32 * g23 / g33 - g22
k21 = g31 * g13 / g33 - g11
k22 = g32 * g13 / g33 - g12
YY1 = (P3g3) * g23 / g33 - P2g2
YY2 = (P3g3) * g13 / g33 - P1g1
```

```
A = (YY2 * k12 / k22 - YY1) / (k21 * k12 / k22 - k11)
B = (YY1 - A * k11) / k12
C = (P1g1 - A * g11 - B * g12) / g13
```

```
' DEVOLVE PARA A PAGINA INICIAL DO EXCEL OS VALORES DAS CONSTANTES
```

```
Range("D10").Value = A
Range("D11").Value = B
Range("D12").Value = C
```

```
End Sub
```

APÊNDICE 2 – CÓDIGO DOS PATAMARES

Foi criado em Excel VBA um código para o cálculo dos patamares que é executado a partir de um comando. Os valores das medições devem ser inseridos na coluna B da planilha.

Os resultados dos patamares de carga baixa, média e alta serão inseridos nas células H3, H4 e H5 e seus respectivos tempos médios estarão nas células I4, I5 e I6.

```
Public MtzControle(1 To 130, 1 To 5) As Double
```

```
'Coluna 1 -> Ocorrencias
```

```
'Coluna 2 -> Ocorrencias acumuladas
```

```
'Coluna 3 -> Soma dos registros das faixas
```

```
'Coluna 4 -> Soma dos registros das faixas acumuladas
```

```
'Coluna 5 -> Média dos valores das faixas
```

```
Sub Calcula()
```

```
    demanda_caso_base = Range("E10") 'Lê o valor da demanda do caso base
```

```
    '***** preenche a matriz de controle*****
```

```
    x = 2
```

```
    While Range("B" & x) <> Empty
```

```
        percentual = 100 * Range("B" & x) / demanda_caso_base 'Processo de leitura das medicoes
```

```
        linha = Int(percentual) + 1 'Define a linha que será inserido na matriz
```

```
        If linha > 130 Then linha = 130 'Obedece ao limite de 130 linhas da matriz
```

```
        MtzControle(linha, 1) = MtzControle(linha, 1) + 1 'conta os registros na faixa percentual
```

```
        MtzControle(linha, 3) = MtzControle(linha, 3) + percentual 'Soma os registros na faixa percentual
```

```
        x = x + 1
```

```
    Wend
```

```
    MtzControle(1, 2) = MtzControle(1, 1) 'Inicia processo de calculo de ocorrencia acumulada
```

```
    MtzControle(1, 4) = MtzControle(1, 3) 'Inicia processo de calculo da soma dos registros
```

```
    acumulados
```

```
    For x = 2 To 130
```

```
        MtzControle(x, 2) = MtzControle(x, 1) + MtzControle(x - 1, 2) 'Calculo de ocorrencia acumulada
```

```
        MtzControle(x, 4) = MtzControle(x, 3) + MtzControle(x - 1, 4) 'Calculo de soma dos registros
```

```
    acumulados
```

```
    Next x
```

```
    For x = 1 To 130 'Calculo da média por faixa
```

```
        If MtzControle(x, 1) = 0 Then
```

```
            MtzControle(x, 5) = 0
```

```
        Else
```

```
            MtzControle(x, 5) = MtzControle(x, 3) / MtzControle(x, 1)
```

```
        End If
```

```
    Next x
```

```
    '*****fim do preenchimento da matriz controle*****
```

```
    maximo = 130 'define o faixa maxima admissivel
```

```
    While MtzControle(maximo, 1) = 0
```

```
        maximo = maximo - 1 'Encontra faixa maxima real
```

Wend

R2 = 10 ^ 20 'Define a variavel que recebe as distancias das faixas com um numero grande o suficiente

''''''''Inicio do teste de todas as possibilidades de faixas equivalentes

For x = 1 To maximo - 2 'total de possibilidades para a primeira faixa

For y = x + 1 To maximo - 1 'total de possibilidades para a segunda faixa

M1 = 0

M2 = 0

M3 = 0

'Primeiro valor representativo

If MtzControle(x, 2) > 0 Then M1 = MtzControle(x, 4) / MtzControle(x, 2)

'Segundo valor representativo

If (MtzControle(y, 2) - MtzControle(x, 2)) > 0 Then M2 = (MtzControle(y, 4) - MtzControle(x, 4)) / (MtzControle(y, 2) - MtzControle(x, 2))

'Terceiro valor representativo

If (MtzControle(130, 2) - MtzControle(y, 2)) > 0 Then M3 = (MtzControle(130, 4) - MtzControle(y, 4)) / (MtzControle(130, 2) - MtzControle(y, 2))

R2temp = 0

'Calculo ddo modulo de todas as "distancias" das médias aos pontos

For i = 1 To x

R2temp = R2temp + MtzControle(i, 1) * ((M1 - MtzControle(i, 5)) ^ 2) ^ (1/2)

Next i

For i = i To y

R2temp = R2temp + MtzControle(i, 1) * ((M2 - MtzControle(i, 5)) ^ 2) ^ (1/2)

Next i

For i = i To 130

R2temp = R2temp + MtzControle(i, 1) * ((M3 - MtzControle(i, 5)) ^ 2) ^ (1/2)

Next i

If R2temp < R2 Then

R2 = R2temp

LimiteInferior = x 'Guarda a linha do primeiro limite para o menor R2

LimiteSuperior = y 'Guarda a linha do segundo limite para o menor R2

End If

Next

Next

''''''''fim do teste de todas as possibilidades de faixas equivalentes

x = LimiteInferior 'insere o valor do primeiro limite em x

y = LimiteSuperior 'insere o valor do segundo limite em y

'calcula a media a partir dos valores dos limites

If MtzControle(x, 2) > 0 Then Media_1 = MtzControle(x, 4) / MtzControle(x, 2)

If (MtzControle(y, 2) - MtzControle(x, 2)) > 0 Then Media_2 = (MtzControle(y, 4) - MtzControle(x, 4)) / (MtzControle(y, 2) - MtzControle(x, 2))

If (MtzControle(130, 2) - MtzControle(y, 2)) > 0 Then Media_3 = (MtzControle(130, 4) - MtzControle(y, 4)) / (MtzControle(130, 2) - MtzControle(y, 2))

'calcula o tempo equivalente de cada limite

Tempo_1 = 100 * MtzControle(x, 2) / MtzControle(130, 2)

Tempo_2 = 100 * (MtzControle(y, 2) - MtzControle(x, 2)) / MtzControle(130, 2)

Tempo_3 = 100 * (MtzControle(130, 2) - MtzControle(y, 2)) / MtzControle(130, 2)

'Insere valores na planilha

Range("F3") = 0 & "%"

Range("G3") = (x + 0.99) / 100

Range("F4") = (x + 1) / 100

Range("G4") = (y + 0.99) / 100

Range("F5") = (y + 1) / 100

Range("G5") = 130 / 100

Range("H3") = Media_1 / 100

Range("H4") = Media_2 / 100

Range("H5") = Media_3 / 100

Range("I3") = Tempo_1 / 100

Range("I4") = Tempo_2 / 100

Range("I5") = Tempo_3 / 100

End Sub