

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – PECE
Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

DIMENSIONAMENTO ECONÔMICO E SUSTENTÁVEL DE
CABOS ELÉTRICOS EM EMPREENDIMENTOS

Narjara Dalho
São Paulo
2019

Narjara Dalho

DIMENSIONAMENTO ECONÔMICO E SUSTENTÁVEL DE
CABOS ELÉTRICOS EM EMPREENDIMENTOS

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do título
de Especialização em Energias
Renováveis, Geração Distribuída e
Eficiência Energética.

ORIENTADOR: Eduardo Yamada

São Paulo
2019

AGRADECIMENTOS

Para meu amado pai, que me inspira a enfrentar os desafios de empreender com coragem, persistência e sabedoria.

RESUMO

A demanda por edificações sustentáveis é crescente e necessária. Neste trabalho será discutido sobre o dimensionamento de cabos de potência de acordo com a NBR 15.920, ASHRAE 90.1 e a tradicional e mais utilizada NBR 5410.

O aumento do diâmetro dos cabos elétricos gera menos perdas joule e consequentemente menos emissão de CO₂ – gás causador do efeito estufa – o que atende à demanda, entretanto gera mais custos de instalações, o que vai contra os anseios dos investidores, os quais desejam edificações sustentáveis e cada vez mais econômicas.

A discussão será então sobre quanto a mais é interessante investir nas instalações na intenção de ser sustentável e economizar nos custos operacionais, uma vez que tendo menos perdas joule, a energia destinada ao empreendimento será mais bem aproveitada e consequentemente a operação será mais econômica.

As três normas acima citadas são as principais fontes de estudo para este trabalho que se segue, será analisado quais os critérios de cada uma destas, o modelo para calcular e dimensionar os cabos, os limites de queda de tensão e por fim os custos de instalação e operação.

Palavras Chave: Eficiência energética, sustentabilidade, dimensionamento sustentável e econômico de cabos elétricos.

ABSTRACT

The demand for sustainable economies is growing and necessary. This paper will discuss the power cable sizing according to NBR 15.920, ASHRAE 90.1 and the traditional and most used NBR 5410.

The increase in the size of the power cable generates less Joule heating and consequent less emission of CO₂ – greenhouse gas – it is what people in general are searching for, on the other hand it is much more expensive, and the investors does not want to spend much more money, they are looking for sustainable and increasingly economical buildings.

The discussion is about how much more is interesting to invest in the facilities focused on saving energy and sustainability, since is known that the less Joule heating the building has the more the energy is well used and consequently the building operation will need less resources.

The three main sources of study - already named on the beginning of this abstract - for this work will be analyzed its standard for calculate and size the power cables, its voltage limits and the costs for installation and operation.

Keywords: Energy Efficiency, sustainability, sustainable and economical sizing of electrical cables.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIAÇÕES

ASHRAE – American Society of Heating, Refrigerating and Air-conditioning engineers, Inc.

ANSI – American National Standard

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

NBR – Norma Brasileira

CI – Custo de instalação

CO – Custo de operação

CT – Custo total

QT – Queda de tensão

QGBT – Quadro Geral de Baixa Tensão

QDF – Quadro Distribuição de Força

PRO COBRE – Instituto Brasileiro do cobre

ICA COPPER – International Copper Association

FP – Fator de potência

CCEE – Câmara de comercialização de energia elétrica

Sec – Seção econômica

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Matriz Energética Brasileira (EPE, 2018)	14
Figura 2: Transmissão de energia (REVISTA EXAME, 2017).....	15
Figura 3: Queda de tensão (Prysmian, 2019).....	21
Figura 4: Capacidade de condução de corrente (Prysmian, 2019)	25
Figura 5: Capacidade de condução de corrente (Prysmian, 2019)	26
Figura 6: Capacidade de condução de corrente (Prysmian, 2019)	27
Figura 7: Capacidade de condução de corrente (Prysmian, 2019)	28
Figura 8: Divisão de circuitos alimentadores e terminais (Yamada, 2018).....	29
Figura 9: Quedas de tensão permitidas de acordo com a NBR5410 (Prysmian, 2019)	30
Figura 10: determinação de A (Moreno, 2010).....	35
Figura 11: Custo inicial e custo operacional dos cabos em função da seção nominal (ABNT NBR 15920, 2011)	36
Figura 12: Gráfico de Custos totais X Tempo.....	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados para estudo	38
Tabela 2: Dimensionamento dos circuitos alimentadores de acordo com a NBR 5410	39
Tabela 3: Custos de Instalação e Operação para NBR 5410.....	40
Tabela 4: Dimensionamento dos circuitos alimentadores de acordo com a ASHRAE 90.1.....	40
Tabela 5: Custos de instalação e operação para ASHRAE 90.1.....	41
Tabela 6: Dados para cálculos de acordo com NBR 15920.....	42
Tabela 7: Dimensionamento das seções dos cabos alimentadores de acordo com NBR 15920	43
Tabela 8: Custos de instalação e operação para NBR15920.....	44
Tabela 9: Pay Back	46
Tabela 10: coeficiente A.....	47
Tabela 11: dados adotados para cálculos.....	48
Tabela 12: Custos totais de acordo com dimensionamento pela NBR5410....	49
Tabela 13: Custos totais com dimensionamento pela ASHRAE 90.1	49
Tabela 14: Custos totais com dimensionamento pela NBR 15920.....	50

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: energia dissipada - perdas joule.....	18
Equação 2: energia dissipada - perdas joule.....	18
Equação 3: Cálculo da impedância para circuitos trifásicos.....	19
Equação 4: Cálculo da queda de tensão.....	20
Equação 5: Queda de tensão em percentual	20
Equação 6: Cálculo da queda de tensão.....	21
Equação 7: Cálculo da corrente do circuito	23
Equação 8: Cálculo da corrente do circuito trifásico.....	23
Equação 9: Cálculo da Seção econômica de um condutor elétrico (ABNT NBR 15920, 2011)	31
Equação 10: Cálculo de quantidade auxiliar F (ABNT NBR 15920, 2011).....	31
Equação 11: Cálculo de quantidade auxiliar B (ABNT NBR 15920, 2011).....	31
Equação 12: Cálculo de quantidade auxiliar Q (ABNT NBR 15920, 2011)	32
Equação 13: Cálculo de quantidade auxiliar r (ABNT NBR 15920, 2011).....	32
Equação 14: Cálculo da temperatura de operação (ABNT NBR 15920, 2011) 34	34
Equação 15: Custo total (ABNT NBR 15920, 2011).....	35
Equação 16: Cálculo do custo total	36
Equação 17: Cálculo do valor da resistência por unidade de comprimento (ABNT NBR 15920, 2011).....	37

Sumário

1	Introdução.....	12
1.1	Objetivo	13
2	Justificativa.....	14
2.1	Energia Elétrica no Brasil - Geração, Transmissão e Distribuição.....	14
2.2	Perdas na Geração, Transmissão e Distribuição	16
3	Estado da Arte	18
3.1	Perdas de energia nos sistemas elétricos dos empreendimentos.....	18
3.1.1	Perdas de energia por efeito joule	18
3.1.2	Queda de tensão	19
3.2	Condições e características que auxiliam na redução das perdas	22
4	Normas e critérios	23
4.1	Norma de Referência Geral ABNT NBR-5.410	23
4.2	Norma Internacional ASHRAE Standard 90.1-2007.....	30
4.3	Norma ABNT NBR 15.920	31
5	Estudo de caso.....	38
5.1	Projeto elétrico de um empreendimento comercial	38
5.1.1	Características do projeto e metodologia	38
5.1.2	Dimensionamento de acordo com a NBR 5410 – Norma de referência	
39		
5.1.2.1	Critério de cálculo	39
5.1.2.2	Levantamento de custos	39
5.1.3	Dimensionamento de acordo com a ASHRAE Standard 90.1 – 2007	
40		
5.1.3.1	Critério de cálculo	40
5.1.3.2	Levantamento de custos	41
5.1.4	Dimensionamento de acordo com a NBR 15.920	42

5.1.4.1	Critério de cálculo	42
5.1.4.2	Levantamento de custos	44
5.2	Estudo comparativo das normas: Comparaçāo técnica e custos.....	45
5.3	Estudos de Pay Back: análise dos resultados.....	45
6	Considerações finais.....	47
7	Referências bibliográficas	51

1 Introdução

As perdas Joule, causadas pela resistência elétrica dos condutores, não permitem eficiência total na condução de energia elétrica da fonte ao ponto de utilização, e, com estas perdas em forma de calor, será necessário a geração de mais energia para suprir o que foi dissipado pelo cabo, consequentemente será emitido mais gases de efeito estufa na atmosfera, além de que com a necessidade de mais geração de energia, mais custos a serem pagos, ou seja aumentam-se os custos operacionais e financeiros que se estenderão por toda a vida útil de uma instalação.

Sobre os aspectos ambientais é afirmado - na publicação do ICA/Procobre Brasil intitulada “Dimensionamento Econômico e Ambiental de Condutores Elétricos” (Moreno, 2010) - que as mais significativas emissões de CO₂ são produzidas quando os condutores estão sendo utilizados no transporte de energia elétrica, podendo ser desconsideradas na fase de fabricação e descarte desses produtos. Portanto, aumentar a seção nominal dos condutores elétricos contribui para reduzir as perdas joule nos mesmos, e consequentemente reduz as emissões de CO₂.

Logo, duas variáveis são importantes para avaliação: redução nas perdas e aumento do custo inicial da instalação, já que aumentar a seção dos condutores implica em mais material e por consequência mais gastos. Ou seja, devemos achar um ponto ótimo no gráfico de custos marginais em que iremos reduzir ao máximo o custo de energia desperdiçada sem que os custos iniciais do projeto se tornem demasiados.

De acordo com a ABNT NBR 5410 (ABNT NBR 5410, 2004), para o dimensionamento técnico de condutores elétricos de baixa tensão, nos baseamos na seção mínima, capacidade de condução de corrente, queda de tensão, proteção contra sobre cargas e proteção contra curto circuito. A norma recomenda a análise dos dimensionamentos para atender os requisitos mencionados, e considerar a maior seção entre todas as obtidas.

A norma ABNT NBR 15920 (ABNT NBR 15920, 2011) é utilizada para determinar a seção econômica de um condutor para um dado circuito, considerando as perdas por efeito Joule ao longo da operação, seja ele em baixa ou média tensão.

A ASHRAE 90.1 (ASHRAE/ANSI/IES, 2007) tem a proposta de estabelecer requerimentos mínimos para determinação da eficiência energética em sistemas elétricos, restringindo limites de queda de tensão em circuitos alimentadores e terminais.

Uma instalação possui custos iniciais (CI) e custos operacionais (CO), resultando em custos totais (CT); ou seja: $CT=CI+CO$. Os custos iniciais da instalação têm grande influência do diâmetro dos cabos de potência dimensionados, quanto maior a seção nominal, maior o custo de aquisição. Por outro lado a relação é inversa quando temos como referência as perdas joule, as quais influenciam os custos operacionais: quanto maior a seção nominal do cabo menor as perdas joule.

Portanto este trabalho terá como objetivo principal estabelecer uma análise da melhor relação custo-benefício entre o investimento nos custos iniciais da instalação (CI) e os custos operacionais (CO), determinando o custo total (CT) menor possível. Estabelecendo o menor custo total, iremos encontrar o ponto em que será economicamente favorável para o investidor da edificação, para o usuário do sistema e para a redução dos impactos ambientais.

1.1 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo fazer um estudo comparativo dos critérios de dimensionamento de condutores elétricos com base na NBR 5410, ASHRAE 90.1 e NBR 15.920 avaliando as vantagens econômicas e ambientais.

Para elaborar as análises, cálculos e chegar numa conclusão satisfatória, foi considerado a alimentação de 10 quadros de força (QDFS) a partir de um quadro geral de baixa tensão (QGBT) com determinadas potências e distâncias. Todos os condutores de potência são de baixa tensão com isolação 0,6/1kV.

A comparação terá como objetivo verificar se existe vantagem em investir mais em cabos e materiais a serem instalados na intenção de economizar com os custos de operação e ter uma instalação mais eficiente e sustentável, resultando em menores perdas por efeito joule e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa (CO₂).

2 Justificativa

2.1 Energia Elétrica no Brasil - Geração, Transmissão e Distribuição

O Brasil possui um grande recurso renovável como fonte na matriz energética, se comparado aos demais países do mundo. Quanto mais o país se desenvolve, mais o setor energético tende a crescer. Por conta disso, a demanda de recursos para a geração dessa energia tende a crescer. As principais fontes de energia do Brasil, atualmente, são: hídrica, petróleo, carvão mineral e os biocombustíveis, além de algumas outras utilizadas em menor escala, como gás natural, energia nuclear, energia eólica e energia solar.

2.1.1 Geração de Energia Elétrica

A geração de energia elétrica consiste em transformar a energia primária advinda de água de reservatórios, gás, vapor, fontes fósseis (carvão e petróleo), entre outros, em energia elétrica através de meios como usinas hidrelétricas, termoelétricas, geradores eólicos e solares (energias renováveis), etc. No Brasil, a predominância de energia elétrica gerada se dá por fonte hídrica, devido a abundância e grande potencial de captação no país. A figura 1 mostra a matriz energética brasileira (EPE, 2018) e suas subsequentes fontes para a geração de energia elétrica.

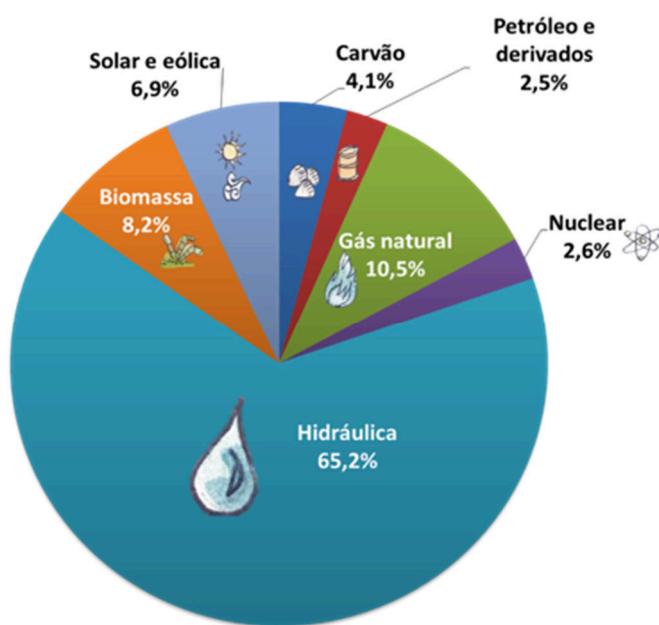


Figura 1: Matriz Energética Brasileira (EPE, 2018)

2.1.2 Transmissão de Energia Elétrica

Após a geração da energia elétrica ocorre sua transmissão, ou seja, devido aos geradores estarem localizadas, geralmente, longe dos centros consumidores, essa energia é transportada através de cabos aéreos, revestidos por camadas isolantes e fixados em grandes torres de metal. Também há linhas subterrâneas, mais utilizadas em centros urbanos, e linhas submarinas (pouco utilizadas), específicas para travessia de rios e canais, como no programa Luz Para Todos realizado no Amazonas (Energia, 2013). O Brasil possui grande quantidade de linhas de transmissão com centenas de quilômetros, devido aos centros consumidores estarem localizados longe das usinas geradoras. A figura 2 representa um esquema da energia percorrida após a geração até o centro de cargas.



Figura 2: Transmissão de energia (*REVISTA EXAME*, 2017)

Cada linha de transmissão possui sua classificação, o que indica o nível de energia que está transportando, conforme indicado a seguir.

- Alta Tensão (AT) - tensões nominais de 69kV, 138kV, 230kV
- Extra Alta Tensão (EAT) - tensões nominais de 345kV, 500kV e 765kV
- Ultra Alta Tensão (UAT) - tensão nominal igual ou superior a 1000kV

O SIN (Sistema Interligado Nacional) é uma grande rede que interliga os sistemas de geração em uma malha de transmissão de energia elétrica, movimentando a energia entre seus subsistemas. Esta malha traz benefícios, como a minimização dos riscos de interrupção de energia e o melhor balanço de uso das fontes de geração, aumentando a eficiência do sistema e reduzindo os custos de geração. Existem usinas que, por conta das distâncias, estão fora do SIN. São regiões principalmente no norte do país, mas também locais como Fernando de Noronha e Mato Grosso. A demanda destas localidades não é alta se comparada ao restante do país, representando menos de 1% do consumo total, o que é suprido principalmente por usinas termelétricas a óleo diesel.

2.1.3 Distribuição de Energia Elétrica

A distribuição da energia elétrica é responsável por receber a energia das empresas de transmissão e distribuí-la para os centros consumidores residenciais e industriais. Assim como acontece com o sistema de transmissão, a distribuição é constituída por cabos condutores, transformadores e equipamentos de medição e proteção das redes elétricas, sendo este muito mais amplo e ramificado, pois tem por objetivo chegar aos domicílios e empresas dos consumidores finais. A rede pode ser dividida em primária e secundária. A rede elétrica primária consiste na média tensão, em que atende as médias e grandes empresas e indústrias, e a rede secundária abrange a baixa tensão, atendendo consumidores residenciais, pequenos estabelecimentos comerciais e iluminação pública. No Brasil, cerca de 85% das unidades consumidoras são residenciais, contudo, a indústria é responsável por 35% do consumo de energia elétrica do país (Ribeiro, 2019).

2.2 Perdas na Geração, Transmissão e Distribuição

A energia medida pelas distribuidoras nas unidades consumidoras será sempre inferior à energia recebida dos geradores. Essa diferença é denominada perda de energia e é segregada conforme sua origem. Existem as perdas na rede básica (ou Transmissão), estas ocorrem entre a geração de energia elétrica nas usinas até o limite dos sistemas de distribuição e são apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme dados de medição de geração e a energia entregue às redes de distribuição. A diferença resulta no valor de perdas na rede básica e seu custo é rateado em 50% para geração e 50% para o consumo.

A outra origem é perdas na rede de distribuição que são aquelas que ocorrem dentro do próprio sistema de distribuição e podem ser divididas em duas categorias de acordo com sua causa.

As perdas na rede de distribuição se dividem em perdas técnicas e perdas não técnicas. A primeira é consequência do transporte de energia e como exemplo podem ser citados as perdas ligadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores, (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores e perdas dielétricas. As perdas não técnicas decorrem principalmente de furto de energia, erro de medição, erro no processo de faturamento e problemas com equipamentos de medição

3 Estado da Arte

3.1 Perdas de energia nos sistemas elétricos dos empreendimentos

3.1.1 Perdas de energia por efeito joule

O Efeito Joule, descoberto por James Prescott Joule em 1840, é uma lei física que afirma que quando um material condutor é atravessado por uma corrente elétrica, há produção de calor. Essa produção de calor é devida ao trabalho realizado para transportar as cargas através do material em um determinado tempo. Um joule é o trabalho realizado para transportar um Coulomb (unidade de medida da carga elétrica) de um ponto para outro, estando os dois pontos a uma diferença de potencial de um Volt (unidade de medida da diferença de potencial).

A colisão dos átomos do condutor faz com que os núcleos vibrem com maior intensidade, e este grau de agitação molecular aumenta a energia cinética dos átomos, o que causa aumento de temperatura.

Como a passagem da corrente elétrica num condutor libera calor, logo a energia elétrica se transforma em energia térmica, e esta é proporcional à resistência elétrica multiplicada pelo quadrado da intensidade da corrente em um determinado tempo. A expressão matemática é:

$$W = R \cdot I^2 \cdot t$$

Equação 1: energia dissipada - perdas joule

Em que:

- W - é o trabalho ou a energia dissipada por efeito joule (Joules).
- R - é a resistência elétrica (Ohms).
- I - é a intensidade de corrente que percorre o condutor (Ampères).
- t - o tempo de passagem da mesma corrente (Segundos).

Se a corrente não for constante em relação ao tempo, temos:

$$W = R \int_{t1}^{t2} I^2 \cdot dt$$

Equação 2: energia dissipada - perdas joule

A energia térmica causada pela passagem da corrente elétrica pode ser também aproveitada para realizar trabalho como em alguns equipamentos domésticos, por exemplo: ferros de passar, aquecedores e soldadores elétricos.

A energia elétrica é transportada em longas distâncias em tensões mais altas, por conta do efeito joule, que prevê que grande parte da transmissão de energia ocorre com uma transformação em calor. Desta forma, para que a energia seja capaz de atender todos os domicílios, a tensão deve ser aumentada de forma a compensar a dissipação normal em forma de calor. Além disso, é importante que o material destes fios seja capaz de suportar esta liberação de calor, para que a energia possa ser transmitida. (Estevão , 2008)

3.1.2 Queda de tensão

A queda de tensão elétrica é perda de tensão causada pelas distâncias percorridas pela corrente elétrica em um condutor. De acordo com a equação 4 a seguir, ela é diretamente proporcional ao comprimento do condutor, à impedância do condutor e à corrente elétrica que passa pelo condutor. Logo, quanto maior for o comprimento do condutor maior será a queda de tensão, isso devido ao aumento de resistência elétrica devido a quantidade maior de material utilizado. A impedância do condutor é a resultante da resistência elétrica com a reatância elétrica do condutor. Estes dois parâmetros variam em função do ângulo de defasagem entre a senoide de tensão e de corrente. Abaixo segue a fórmula do cálculo da impedância de condutores elétricos:

Cálculo da impedância (Z) para circuitos trifásicos:

$$Z = (R * \text{COS}\Phi) + (XL * \text{SEN}\Phi)$$

Equação 3: Cálculo da impedância para circuitos trifásicos

Em que:

- R: Resistência elétrica do condutor em ohm (Ω).
- Φ : ângulo de defasagem da senoide de tensão e de corrente em graus ($^{\circ}$).
- XL: Reatância dos condutores em ohms (Ω).

Cálculo da queda de tensão:

$$QT = K * (L * Z * I)$$

Equação 4: Cálculo da queda de tensão

Em que:

- QT: Queda de tensão em volts (V).
- Z: Impedância efetiva do cabo em ohms (Ω).
- I: Corrente elétrica em ampère (A).
- L: Comprimento do condutor em quilometro (km) ou metro (m).
- K: coeficiente de conversão que varia de acordo com as unidades de distância do comprimento e da impedância do condutor.

Percentual de queda de tensão:

$$QT\% = 100 * \frac{QT}{E}$$

Equação 5: Queda de tensão em percentual

Em que:

- QT% = Percentual de queda de tensão.
- QT: Queda de tensão em Volt.
- E: Tensão nominal de entrada em Volts.

O cálculo da queda de tensão pode ser feito usando um modelo mais prático e simples, entretanto é necessário utilizar uma tabela auxiliar para determinar o “qt”, que é a queda de tensão por km para seu devido fator de potência e portanto sua unidade de medida é (V/A*km), abaixo é exibido a tabela (figura 3) e em seguida o cálculo prático da queda de tensão – equação 6.

TABELA 18 – QUEDA DE TENSÃO EM V/A. km
CABO SINTENAX, CABO SINTENAX FLEX E VOLTALENE

> Cabo Sintenax, Cabo Sintenax Flex e Voltalene.

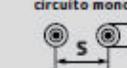
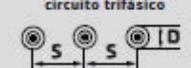
seções nominais (mm ²)	instalação ao ar livre ^(C)												cabos uni e bipolares circuito monofásico ^(B)	cabos tri e tetrapolares circuito trifásico				
	cabos unipolares ^(D)						cabos trifásicos ^(E)											
	circuito monofásico			circuito trifásico			circuito trifásico ^(B)			circuito monofásico ^(B)								
																		
	s=10cm	s=20cm	s=20	s=10cm	s=20cm	s=20	FP-0,8 FP-0,95	FP-0,8 FP-0,95	FP-0,8 FP-0,95	FP-0,8 FP-0,95	FP-0,8 FP-0,95	FP-0,8 FP-0,95	FP-0,8 FP-0,95	FP-0,8 FP-0,95				
1,5	23,6	27,8	23,7	27,8	23,4	27,6	20,5	24,0	20,5	24,1	20,3	24,0	20,2	23,9	23,3	27,6	20,2	23,9
2,5	14,6	17,1	14,7	17,1	14,4	17,0	12,7	14,8	12,7	14,8	12,5	14,7	12,4	14,7	14,3	16,9	12,4	14,7
4	9,3	10,7	9,3	10,7	9,1	10,6	8,0	9,3	8,1	9,3	7,9	9,2	7,8	9,2	9,0	10,6	7,8	9,1
6	6,3	7,2	6,4	7,2	6,1	7,1	5,5	6,3	5,5	6,3	5,3	6,2	5,2	6,1	6,0	7,1	5,2	6,1
10	3,9	4,4	3,9	4,4	3,7	4,3	3,4	3,8	3,4	3,8	3,2	3,7	3,2	3,7	3,6	4,2	3,1	3,7
16	2,6	2,8	2,6	2,8	2,4	2,7	2,2	2,4	2,3	2,5	2,1	2,4	2,0	2,3	2,3	2,7	2,0	2,3
25	1,73	1,83	1,80	1,86	1,55	1,76	1,52	1,59	1,57	1,62	1,40	1,53	1,32	1,49	1,50	1,71	1,31	1,48
35	1,33	1,36	1,39	1,39	1,20	1,29	1,17	1,19	1,22	1,22	1,06	1,13	0,98	1,09	1,12	1,25	0,97	1,08
50	1,05	1,04	1,11	1,07	0,93	0,97	0,93	0,91	0,98	0,94	0,82	0,85	0,75	0,82	0,85	0,93	0,74	0,81
70	0,81	0,76	0,87	0,80	0,70	0,71	0,72	0,67	0,77	0,70	0,63	0,62	0,55	0,59	0,62	0,67	0,54	0,58
95	0,65	0,59	0,71	0,62	0,56	0,54	0,58	0,52	0,64	0,55	0,50	0,47	0,43	0,44	0,48	0,50	0,42	0,43
120	0,57	0,49	0,63	0,52	0,48	0,44	0,51	0,43	0,56	0,46	0,43	0,39	0,36	0,36	0,40	0,41	0,35	0,35
150	0,50	0,42	0,56	0,45	0,42	0,38	0,45	0,37	0,51	0,40	0,38	0,34	0,31	0,30	0,35	0,34	0,30	0,30
185	0,44	0,36	0,51	0,39	0,37	0,32	0,40	0,32	0,46	0,35	0,34	0,29	0,27	0,25	0,30	0,29	0,26	0,25
240	0,39	0,30	0,45	0,33	0,33	0,27	0,35	0,27	0,41	0,30	0,30	0,24	0,23	0,21	0,26	0,24	0,22	0,20
300	0,35	0,26	0,41	0,29	0,30	0,23	0,32	0,23	0,37	0,26	0,28	0,21	0,21	0,18	0,23	0,20	0,20	0,18
400	0,32	0,22	0,37	0,26	0,27	0,21	0,29	0,20	0,34	0,23	0,25	0,19	0,19	0,15	—	—	—	—
500	0,28	0,20	0,34	0,23	0,25	0,18	0,26	0,18	0,32	0,21	0,24	0,17	0,17	0,14	—	—	—	—
630	0,26	0,17	0,32	0,21	0,24	0,16	0,24	0,16	0,29	0,19	0,22	0,15	0,16	0,12	—	—	—	—
800	0,23	0,15	0,29	0,18	0,22	0,15	0,22	0,14	0,27	0,17	0,21	0,14	0,15	0,11	—	—	—	—
1000	0,21	0,14	0,27	0,17	0,21	0,14	0,20	0,13	0,25	0,16	0,20	0,13	0,14	0,10	—	—	—	—

Figura 3: Queda de tensão (Prysmian, 2019)

Cálculo prático da queda de tensão:

$$QT = \frac{L * qt * I}{1000}$$

Equação 6: Cálculo da queda de tensão

Em que:

- qt: Queda de tensão por km para fator de potência 0,8 (V/A*km).
- I: Corrente elétrica em ampère (A).
- L: Comprimento do condutor em km.
- QT: Queda de tensão (V).

(Yamada, 2018)

*qt é obtido através da tabela

3.2 Condições e características que auxiliam na redução das perdas

Tanto as perdas joule quanto a queda de tensão contribuem para que o cabo não seja tão eficiente quanto poderia ser desde a fonte até seu ponto de utilização. A condução da energia elétrica de maneira menos eficiente é prejudicial não somente para a questão econômica, mas também para a questão ambiental, com o aumento da emissão de gases do efeito estufa na atmosfera.

Para reduzir as perdas joule nos fios e cabos, e consequentemente emitir menos CO₂, é necessário aumentar a seção dos condutores elétricos, pois assim sua resistência elétrica diminui, a qual é diretamente proporcional as perdas por calor nos mesmos. Entretanto, o aumento da seção dos cabos implica em maior investimento inicial para o projeto, e então é necessário encontrar a relação entre redução nas perdas versus aumento do custo do investimento. (Moreno, 2010)

4 Normas e critérios

4.1 Norma de Referência Geral ABNT NBR-5.410

De acordo com a NBR 5410, os cabos elétricos para condução de corrente elétrica devem ser dimensionados de acordo com a capacidade de condução de corrente e o limite de queda de tensão.

O critério da capacidade de condução de corrente é a determinação do valor da corrente máxima que percorrerá o condutor e, de acordo com o método de instalação, deve se procurar nas tabelas a sua seção nominal, e para determinar a coluna adequada das tabelas mencionadas é necessário verificar o método de referência de acordo com a instalação a ser feita.

Para circuitos monofásicos:

$$I(A) = \frac{POT(W)}{V(V) * FP}$$

Equação 7: Cálculo da corrente do circuito

I – corrente do circuito em amperes

POT – potência ativa demandada da carga (Watts)

FP – Fator de potência

V – tensão em Volts

Para circuitos trifásicos:

$$I(A) = \frac{POT(W)}{V(V) * FP * \sqrt{3}}$$

Equação 8: Cálculo da corrente do circuito trifásico

I – corrente do circuito em amperes

POT – potência ativa demandada da carga (Watts)

FP – Fator de potência

V – tensão em Volts

Os métodos de instalação são os seguintes (ABNT NBR 5410, 2004):

- A1: Condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: Condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: Cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: Cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: Cabo multipolar ao ar livre;
- F: Cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: Cabos unipolares espaçados ao ar livre.

Para definir a capacidade de condução de corrente, devemos considerar os métodos acima citados e utilizar os dados das figuras 4,5,6 e 7 abaixo:

CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

TABELA 2 - (*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÉRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA, A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 FIOS E CABOS ISOLADOS EM TERMOPLÁSTICO, CONDUTOR DE COBRE.

- > • Cabo Superastic, Cabo Superastic Flex, Fio Superastic, Cabo Sintenax, Cabo Sintenax Flex e Afumex 750V;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 70 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente) e 20 °C (solo).

seções nominais (mm ²) [1]	métodos de instalação definidos na tabela 1											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 condutores carregados [2]	3 condutores carregados [3]	2 condutores carregados [4]	3 condutores carregados [5]	2 condutores carregados [6]	3 condutores carregados [7]	2 condutores carregados [8]	3 condutores carregados [9]	2 condutores carregados [10]	3 condutores carregados [11]	2 condutores carregados [12]	3 condutores carregados [13]
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1000	767	679	698	618	1012	906	827	738	1125	996	792	652

(*) De acordo com a tabela 36 da NBR 5410/2004.

Figura 4: Capacidade de condução de corrente (*Prysmian, 2019*)

CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

TABELA 3 - (*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÉRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 CABOS ISOLADOS EM TERMOFIXO, CONDUTOR DE COBRE.

- > • Cabos Voltalene, Eprotoanax, Eprotoanax Gsette e Afumex 0,6/1kV;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 90 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente), 20 °C (solo).

seções nominais (mm ²) [1]	métodos de instalação definidos na tabela 1											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 condutores carregados [2]	3 condutores carregados [3]	2 condutores carregados [4]	3 condutores carregados [5]	2 condutores carregados [6]	3 condutores carregados [7]	2 condutores carregados [8]	3 condutores carregados [9]	2 condutores carregados [10]	3 condutores carregados [11]	2 condutores carregados [12]	3 condutores carregados [13]
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	90	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1122	923	711	596
800	885	792	805	721	1158	1020	952	837	1311	1074	811	679
1000	1014	908	923	826	1332	1173	1088	957	1515	1237	916	767

(*) De acordo com a tabela 37 da NBR 5410/2004.

Figura 5: Capacidade de condução de corrente (*Prysmian, 2019*)

CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

TABELA 4 - (*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÉRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA E, F, G DA TABELA 1 FIOS E CABOS ISOLADOS EM TERMOPLÁSTICO, CONDUTOR DE COBRE.

- > • Cabo Superastic, Cabo Superastic Flex, Fio Superastic, Cabo Sintenax, Cabo Sintenax Flex e Afumex 750V;
- Temperatura no condutor: 70 °C;
- Temperatura ambiente: 30 °C.

seções nominais (mm ²)	métodos de instalação definidos na tabela 1							
	cabos multipolares		cabos unipolares ou condutores isolados					
	E cabos bipolares	E cabos tripolares e tetrapolares	F 2 condutores isolados ou 2 cabos unipolares	F condutores isolados ou cabos unipolares em trifólio	F 3 cabos unipolares ou 3 condutores isolados contíguos	G espacados horizontalmente	G espacados verticalmente	
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	
0,5	11	9	11	8	9	12	10	
0,75	14	12	14	11	11	16	13	
1	17	14	17	13	14	19	16	
1,5	22	18,5	22	17	18	24	21	
2,5	30	25	31	24	25	34	29	
4	40	34	41	33	34	45	39	
6	51	43	53	43	45	59	51	
10	70	60	73	60	63	81	71	
16	94	80	99	82	85	110	97	
25	119	101	131	110	114	146	130	
35	148	126	162	137	143	181	162	
50	180	153	196	167	174	219	197	
70	232	196	251	216	225	281	254	
95	282	238	304	264	275	341	311	
120	328	276	352	308	321	396	362	
150	379	319	406	356	372	456	419	
185	434	364	463	409	427	521	480	
240	514	430	546	485	507	615	569	
300	593	497	629	561	587	709	659	
400	715	597	754	656	689	852	795	
500	826	689	868	749	789	982	920	
630	958	789	1005	855	905	1138	1070	
800	1118	930	1169	971	1119	1325	1251	
1000	1292	1073	1346	1079	1296	1528	1448	

(*) De acordo com a tabela 38 da NBR 5410/2004.

Figura 6: Capacidade de condução de corrente (Prysmian, 2019)

CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

TABELA 5 - (*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÉRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA E, F, G DA TABELA 1 CABOS ISOLADOS EM TERMOFIXO, CONDUTOR DE COBRE.

- > * Cabos Voltalene, Eprotoanax, Eprotoanax Gsette e Afumex 0,6/1kV;
- * Temperatura no condutor: 90 °C;
- * Temperatura ambiente: 30 °C.

seções nominais (mm ²)	métodos de instalação definidos na tabela 1							
	cabos multipolares		cabos unipolares ou condutores isolados					
	E cabos bipolares	E cabos tripolares e tetrapolares	F 2 condutores isolados ou 2 cabos unipolares	F condutores isolados ou cabos unipolares em trifólio	F 3 cabos unipolares ou 3 condutores isolados contíguos	G espaçados horizontalmente	G espaçados verticalmente	
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	
0,5	13	12	13	10	10	15	12	
0,75	17	15	17	13	14	19	16	
1	21	18	21	16	17	23	19	
1,5	26	23	27	21	22	30	25	
2,5	36	32	37	29	30	41	35	
4	49	42	50	40	42	56	48	
6	63	54	65	53	55	73	63	
10	86	75	90	74	77	101	88	
16	115	100	121	101	105	137	120	
25	149	127	161	135	141	182	161	
35	185	158	200	169	176	226	201	
50	225	192	242	207	216	275	246	
70	289	246	310	268	279	353	318	
95	352	298	377	328	342	430	389	
120	410	346	437	383	400	500	454	
150	473	399	504	444	464	577	527	
185	542	456	575	510	533	661	605	
240	641	538	679	607	634	781	719	
300	741	621	783	703	736	902	833	
400	892	745	940	823	868	1085	1008	
500	1030	859	1083	946	998	1253	1169	
630	1196	995	1254	1088	1151	1454	1362	
800	1396	1159	1460	1252	1328	1696	1595	
1000	1613	1336	1683	1420	1511	1958	1849	

(*) De acordo com a tabela 39 da NBR 5410/2004.

Figura 7: Capacidade de condução de corrente (Prysmian, 2019)

A norma NBR-5410 determina que os circuitos tenham como queda de tensão total o limite máximo de 5%, caso o empreendimento seja alimentado diretamente por um ramal de baixa tensão, ou a partir de uma rede de distribuição pública de baixa tensão. Caso a alimentação ou fornecimento seja feito em média ou alta tensão com subestação de transformação ou transformador interno, o limite de queda de tensão total aumenta para 7%. E para casos de empreendimentos com fonte própria o limite de queda de tensão também é de 7%.

Os limites acima citados são considerados para o somatório de perdas de condutores alimentadores - cabos que percorrem desde a entrada de energia da concessionária, passando por quadros gerais de distribuição e terminando nos quadros elétricos finais das cargas - e nos circuitos terminais - condutores que partem do disjuntor de proteção dos quadros até as cargas finais (tomada, iluminação, equipamentos, etc...).

Ainda de acordo com a NBR 5410, a queda de tensão nos circuitos terminais não poderá ser superior a 4%.

A figura 8 abaixo ilustra os trechos de condutores alimentadores e os circuitos terminais em empreendimentos com entrada ou fornecimento em baixa tensão. A figura 9 ilustra os limites de queda de tensão permitidos pela NBR-5410 tanto com fornecimento em baixa como em média tensão.

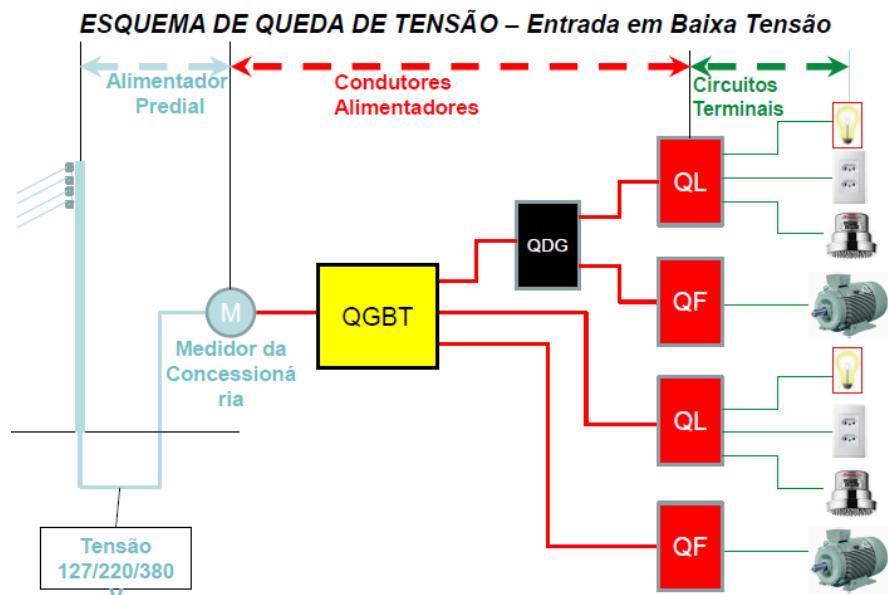


Figura 8: Divisão de circuitos alimentadores e terminais (Yamada, 2018)

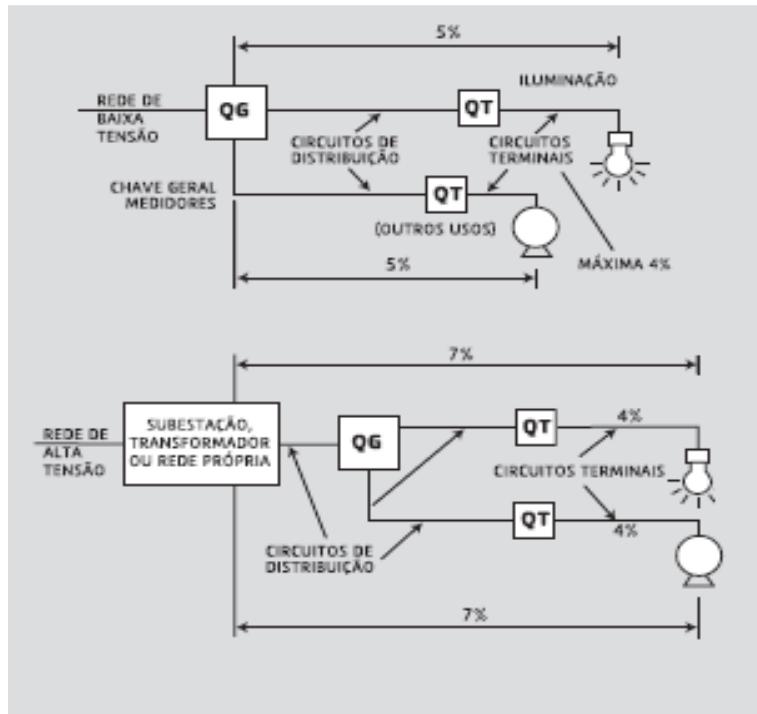


Figura 9: Quedas de tensão permitidas de acordo com a NBR5410 (*Prysmian, 2019*)

4.2 Norma Internacional ASHRAE Standard 90.1-2007

A norma internacional de energia para edifícios com elevada performance limita as quedas de tensão em porcentagens inferiores às permitidas pela NBR 5410, e como consequência as bitolas dos cabos de potência podem se tornar maiores em relação ao dimensionamento pela NBR-5410.

Os cabos alimentadores de quadros e painéis elétricos deverão ser dimensionados para uma queda de tensão máxima de 2% da carga de projeto e os circuitos terminais deverão ser dimensionados para uma queda de tensão máxima de 3% da carga de projeto.

“Feeders: Feeders conductors shall be sized for maximum voltage drop of 2% at desing load.

Branch Circuits: Branch circuit conductor shall be sized for a maximum voltage drop of 3% at desisg load”

(ASHRAE/ANSI/IES, 2007).

4.3 Norma ABNT NBR 15.920

De acordo com Moreno,2010 “*para a determinação da seção econômica de um condutor para um dado circuito, seja ele em baixa ou média tensão, deve se utilizar a ABNT NBR 15920.*”

Segundo a NBR 15920, para combinar os custos de compra e instalação com os custos de perdas de energia que surgem durante a vida econômica de um cabo, é necessário expressá-los em valores econômicos comparáveis, que são valores que se referem ao mesmo tempo. É conveniente usar a data de compra da instalação como este ponto e referi-lo como presente. Os custos futuros das perdas de energia são então convertidos ao seu equivalente valor presente. Isto é feito pelo processo de amortização, e a taxa de amortização está ligada ao custo do dinheiro. Ainda seguindo as orientações da norma, devemos omitir a inflação pois esta afetará tanto o custo do dinheiro como o custo da energia.

É requerido, para calcular o valor presente do custo das perdas, valores apropriados ao futuro desenvolvimento da carga, aumentos anuais do preço do kWh e uma taxa de desconto anual pela vida econômica do cabo que poderia ser de 25 anos ou mais.

A seção econômica (Sec) de um condutor elétrico pode ser determinada pela equação 9:

$$Sec = 1000 * \left\{ \frac{I^2 MAX * F * \rho 20 * B * [1 + \alpha 20(\Theta M - 20)]}{A} \right\}^{0,5}$$

Equação 9: Cálculo da Seção econômica de um condutor elétrico (*ABNT NBR 15920, 2011*)

$$F = Np * Nc * (T * P + D) * \frac{Q}{(1 + \frac{i}{100})}$$

Equação 10: Cálculo de quantidade auxiliar F (*ABNT NBR 15920, 2011*)

$$B = (1 + Yp + Yç) * (1 + \lambda 1 + \lambda 2)$$

Equação 11: Cálculo de quantidade auxiliar B (*ABNT NBR 15920, 2011*)

$$Q = \sum_{n=1}^N (r^{n-1}) = \frac{1 - r^N}{1 - r}$$

Equação 12: Cálculo de quantidade auxiliar Q (*ABNT NBR 15920, 2011*)

$$r = \frac{\left(1 + \frac{a}{100}\right)^2 * \left(1 + \frac{b}{100}\right)}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)}$$

Equação 13: Cálculo de quantidade auxiliar r (*ABNT NBR 15920, 2011*)

onde:

Sec - seção econômica do condutor [mm²]

I_{max} - corrente de projeto máxima prevista para o circuito no primeiro ano, [A];

F - quantidade auxiliar;

ρ_{20} - resistividade elétrica do material condutor a 20°C [$\Omega \text{ m}$];

B - quantidade auxiliar;

α_{20} - coeficiente de temperatura para a resistência do condutor a 20°C [K-1];

θ_m - temperatura média de operação do condutor [°C];

A - componente variável do custo por unidade de comprimento conforme seção do condutor [\$/m.mm²]

N_p - número de condutores de fase por circuito;

N_c - número de circuitos que levam o mesmo tipo e valor de carga;

T - tempo de operação com perda joule máxima [h/ano];

P - custo de um watt-hora no nível da tensão pertinente [\$/W.h]

D - variação anual da demanda [\$/W.ano];

Q - quantidade auxiliar;

i - taxa de capitalização para cálculo do valor presente [%];

y_p - fator de proximidade, conforme IEC 60287-1-1;

y_s - fator devido ao efeito pelicular, conforme IEC 60287-1-1;

λ_1 - fator de perda da cobertura, conforme IEC 60287-1-1;

λ_2 - fator de perda da armação, conforme IEC 60287-1-1;

r - quantidade auxiliar;

N - período coberto pelo cálculo financeiro, também referido como “vida econômica” [ano];

a - aumento anual da carga (Imax) [%];

b - aumento anual do custo da energia, sem incluir efeitos da inflação [%].

De acordo com a norma NBR-15920:

“Observações:

1 - Como a seção econômica é o resultado que se espera obter da equação [9] e as grandezas y_p , y_s , λ_1 e λ_2 (que fazem parte do cálculo) dependem da seção do condutor, é necessário então fazer uma primeira suposição sobre a seção econômica provável do cabo para que valores razoáveis das grandezas mencionadas possam ser calculados. Pode ser necessário recalcular se a seção econômica for muito diferente. No entanto, para efeito da determinação da seção econômica, de um modo geral, essas grandezas podem ser desprezadas para cabos de baixa tensão ($\leq 1 \text{ kV}$) e cabos de media tensão ($\leq 36,2 \text{ kV}$).

2 - É pouco provável que Sec calculada pela equação [9] seja exatamente igual a uma seção nominal padronizada (...16; 25; 35; 50...mm²). Sendo assim, o custo deverá ser calculado para as seções nominais padronizadas maiores e menores adjacentes e escolhida a mais econômica.

3 - As perdas dielétricas que ocorrem em certos tipos de cabos, particularmente de alta tensão ($> 36,2 \text{ kV}$) podem ser significativas e devem ser consideradas quando se faz a seleção da seção econômica do condutor. As perdas no dielétrico são calculadas usando-se as formulas da IEC 60287-1-1. No entanto, para efeito da determinação da seção econômica, de um modo geral, essas grandezas podem ser desprezadas para cabos de baixa tensão ($\leq 1 \text{ kV}$) e cabos de media tensão ($\leq 36,2 \text{ kV}$).

4 - Na aplicação da equação [9] é preciso conhecer o valor de θ_m . A Norma ABNT NBR 60287-3-2 oferece uma formula simples para fazer uma estimativa da temperatura de operação baseada em observações de cálculos típicos onde a elevação da temperatura operacional média de um condutor de seção econômica, durante sua vida econômica, fica na região de um terço da elevação que ocorreria para sua máxima capacidade térmica nominal permitível. Esta aproximação pode resultar em erros na seção do condutor e nos custos totais que não são maiores do que, aproximadamente, 2%. Porém, podem acontecer erros maiores onde a combinação do custo de instalação, do custo de perdas e do crescimento da carga leva a temperatura do condutor, durante os anos finais

do período econômico, ao máximo valor permitível. Em geral, um valor mais exato da resistência do condutor só afetara a seleção da seção econômica em casos marginais. Se, para casos particulares, for desejada maior precisão, pode-se utilizar o método de cálculo indicado no Anexo B da ABNT NBR 15920. Assim, de forma geral, tem-se:

$$\theta_m = \frac{(\theta - \theta_a)}{3} + \theta_a$$

Equação 14: Cálculo da temperatura de operação (ABNT NBR 15920, 2011)

onde:

θ = temperatura máxima nominal do condutor para o tipo de cabo considerado [°C];

θ_a = temperatura ambiente media [°C].

5 - Na aplicação da equação [9] é preciso conhecer o valor de A. Para tanto, deve-se considerar o custo total de instalação de um condutor, que inclui o custo do próprio cabo, das suas terminações, dos elementos de linha elétrica (eletroduto, eletrocalha, bandeja, etc.) e da mão de obra de montagem. Considerando-se que os custos dos cabos variam conforme seu tipo (tipo de material condutor, tipo de isolamento, tensão nominal, etc.), que os custos das linhas elétricas dependem da maneira de instalar escolhida e a mão de obra varia conforme o tipo de cabo e linha elétrica a serem instalados, e necessário que sejam preparadas tabelas de custos totais de instalação que considerem essas alternativas. A figura 9 é um exemplo que ilustra a explicação anterior e considera um cabo e uma linha elétrica fictícios.

Seção nominal do cabo (mm^2)	Custo Inicial (CI) [\$/m]			A [\$/m . mm^2]
	Cabo	Instalação (linha elétrica + mão de obra)	Total	
25	6,90	11,20	18,10	—
35	7,57	11,26	18,84	$(18,84 - 18,10) / (35 - 25) = 0,073$
50	8,57	11,37	19,94	$(19,94 - 18,84) / (50 - 35) = 0,074$
70	9,91	11,51	21,42	$(21,42 - 19,94) / (70 - 50) = 0,074$
95	11,58	11,68	23,26	$(23,26 - 21,42) / (95 - 70) = 0,074$
120	13,24	11,86	25,10	$(25,10 - 23,26) / (120 - 95) = 0,074$
150	15,24	12,06	27,30	$(27,30 - 25,10) / (150 - 120) = 0,073$
185	17,58	12,30	29,87	$(29,87 - 27,30) / (185 - 150) = 0,074$
240	21,25	12,68	33,93	$(33,93 - 29,87) / (240 - 185) = 0,074$
300	25,25	13,09	38,34	$(38,34 - 33,93) / (300 - 240) = 0,074$
400	31,92	13,78	45,70	$(45,70 - 38,34) / (400 - 300) = 0,074$
Média				0,074

Figura 10: determinação de A (Moreno, 2010)

Para a utilização da equação [9] é mais prático a utilização do valor médio de A para todas as combinações de seções conforme a figura 10.

No caso deste exemplo, $A = 0,074 \text{ } \$/\text{m.mm}^2$.

ASPECTOS ECONOMICOS

Para combinar os custos iniciais de compra e instalação com os custos de perdas de energia que surgem durante a vida econômica de um condutor elétrico, é necessário expressá-los em valores econômicos comparáveis, que são os valores que se referem ao mesmo ponto no tempo. É sabido que, quanto menor a seção nominal de um condutor elétrico, menor é o seu custo inicial de aquisição e instalação e maior é o seu custo operacional durante a sua vida útil. Deste modo, o custo total de instalar e operar um cabo durante sua vida econômica, expresso em valores presentes, é calculado conforme a seguinte equação:

$$CT = CI + CO$$

Equação 15: Custo total (ABNT NBR 15920, 2011)

onde:

CI é o custo inicial de um comprimento de cabo instalado, [\$];

CO é o custo operacional equivalente na data em que a instalação foi adquirida,

ou seja, o valor presente, das perdas joule durante a vida considerada, [\\$].

A figura 10 apresenta as curvas típicas do custo operacional (CO) e custo inicial de uma instalação (CI) em função da seção nominal dos condutores.

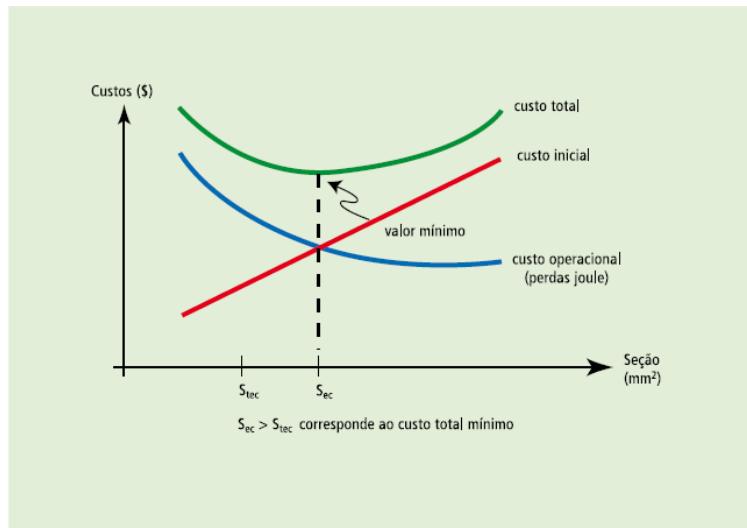


Figura 11: Custo inicial e custo operacional dos cabos em função da seção nominal (ABNT NBR 15920, 2011)

Na figura 11, somando-se ponto a ponto as duas curvas (custo inicial e custo operacional), tem-se, para cada seção nominal, o custo total daquele condutor ao longo de sua vida referido a um valor presente. Conforme a figura 11, a curva relativa ao custo total apresenta um ponto de valor mínimo (\$) para uma dada seção (mm²). Denomina-se como seção econômica (S_{ec}) de um circuito aquela seção que resulta no menor custo total de instalação e operação de um condutor elétrico durante sua vida econômica considerada. De acordo com a ABNT NBR 15920, o custo total (CT) pode ser calculado por:

$$CT = CI + I^2 \max * R * l * F (\$)$$

Equação 16: Cálculo do custo total

onde:

I_{max} = carga máxima no cabo durante o primeiro ano, [A];

l = comprimento do cabo, [m];

F = calculado pela equação [10];

R = resistência c.a. aparente do condutor por unidade de comprimento, levando em conta os efeitos pelicular e de proximidade (y_p , y_s) e as perdas em blindagens metálicas e armações (λ_1 , λ_2), [Ω/m].

O valor de R em função da seção padronizada S do condutor deve ser considerado na temperatura média de operação do condutor (θ_m) e calculado pela seguinte expressão:

$$R(S) = \frac{\rho_{20} * B[1 + \alpha_{20} * (\theta_m - 20)]}{S} * 10^6$$

Equação 17: Cálculo do valor da resistência por unidade de comprimento (ABNT NBR 15920, 2011)

Onde:

ρ_{20} - resistividade elétrica do material condutor a 20°C [$\Omega \text{ m}$];

B - quantidade auxiliar;

α_{20} - coeficiente de temperatura para a resistência do condutor a 20°C [K-I];

θ_m - temperatura média de operação do condutor [°C];

S – seção padronizada do condutor (mm^2)

(Moreno, 2010)"

5 Estudo de caso

5.1 Projeto elétrico de um empreendimento comercial

5.1.1 Características do projeto e metodologia

Foi considerado no estudo de caso, uma indústria com área de aproximadamente 5 mil metros quadrados. Iremos analisar apenas os trechos dos condutores elétricos que partem do quadro geral de baixa tensão (QGBT) até os quadros de distribuição (QDFs). Nos cálculos foram considerados que as instalações e os equipamentos terão fator de potência igual a 0,8. Além disso, foram adotadas cargas e distâncias para cada um dos 10 quadros adotados para estudo.

O dimensionamento será feito de acordo com as três normas propostas inicialmente e iremos comparar o “pay back” em todos os casos, chegando assim a conclusão se a redução de perdas joule resulta apenas em uma instalação mais sustentável ou se também é viável financeiramente. Abaixo segue Tabela 1 com as distâncias a serem percorridas por cada alimentador, sua respectiva potência e a sua corrente:

Do QGBT para:	Potência (W)	FP	distância (m)	Corrente (A)
QDF1	150.000,00	0,80	150	284,88
QDF2	150.000,00	0,80	140	284,88
QDF3	100.000,00	0,80	110	189,92
QDF4	75.000,00	0,80	170	142,44
QDF5	200.000,00	0,80	100	379,84
QDF6	125.000,00	0,80	150	237,40
QDF7	135.000,00	0,80	140	256,39
QDF8	150.000,00	0,80	130	284,88
QDF9	200.000,00	0,80	90	379,84
QDF10	150.000,00	0,80	155	284,88

Tabela 1: Dados para estudo

5.1.2 Dimensionamento de acordo com a NBR 5410 – Norma de referência

5.1.2.1 Critério de cálculo

Foram utilizadas as tabelas e cálculos explicados anteriormente de acordo com a NBR 5410 (vide item 4.1), com queda de tensão máxima de 5% (vide figura 8 e figura 9 – o estudo foi feito somente no trecho entre QGBT e QDF, logo o limite da queda de tensão é de 5%) e assim foi obtida a tabela 2 a seguir com as seções mínimas de cada cabo alimentador exibidos abaixo:

					NBR 5410: 2004		
Do QGBT para:	Potência (W)	FP	Distância (M)	Corrente (A)	Bitola do condutor (mm ²)	QT - (V/A*KM)	Queda de tensão (ΔV)<5%
QDF1	150.000,00	0,80	150	284,88	150	0,37	2,40%
QDF2	150.000,00	0,80	140	284,88	150	0,37	2,24%
QDF3	100.000,00	0,80	110	189,92	95	0,5	1,59%
QDF4	75.000,00	0,80	170	142,44	70	0,64	2,35%
QDF5	200.000,00	0,80	100	379,84	240	0,29	1,67%
QDF6	125.000,00	0,80	150	237,40	120	0,42	2,27%
QDF7	135.000,00	0,80	140	256,39	150	0,37	2,02%
QDF8	150.000,00	0,80	130	284,88	150	0,37	2,08%
QDF9	200.000,00	0,80	90	379,84	240	0,29	1,51%
QDF10	150.000,00	0,80	155	284,88	150	0,37	2,48%

Tabela 2: Dimensionamento dos circuitos alimentadores de acordo com a NBR 5410

5.1.2.2 Levantamento de custos

A norma NBR-5410 não fornece métodos para cálculos dos custos operacionais e nem dos custos de instalações, portanto será utilizado para cálculo e análise financeira a norma NBR 15.920, conforme foi explicado no item 4.3. Aplicando as equações 15, 16 e 17 acima citadas, foram obtidos os custos de instalação e de operação abaixo, conforme tabela 3:

NBR 5410 :2004				
Do QGBT para:	Bitola do condutor (mm ²)	CI	CO	CT
QDF1	150	\$ 1.665,00	\$ 41.095,42	\$ 42.760,42
QDF2	150	\$ 1.554,00	\$ 38.355,73	\$ 39.909,73
QDF3	95	\$ 773,30	\$ 21.148,52	\$ 21.921,82
QDF4	70	\$ 880,60	\$ 24.950,79	\$ 25.831,39
QDF5	240	\$ 1.776,00	\$ 30.441,05	\$ 32.217,05
QDF6	120	\$ 1.332,00	\$ 35.673,11	\$ 37.005,11
QDF7	150	\$ 1.554,00	\$ 31.068,14	\$ 32.622,14
QDF8	150	\$ 1.443,00	\$ 35.616,03	\$ 37.059,03
QDF9	240	\$ 1.598,40	\$ 27.396,95	\$ 28.995,35
QDF10	150	\$ 1.720,50	\$ 42.465,27	\$ 44.185,77
TOTALS (\$)		\$14.296,80	\$328.211,01	\$342.507,81

Tabela 3: Custos de Instalação e Operação para NBR 5410

5.1.3 Dimensionamento de acordo com a ASHRAE Standard 90.1 – 2007

5.1.3.1 Critério de cálculo

O dimensionamento de cabos de acordo com a ASHRAE 90.1 é igual ao dimensionamento para a NBR 5410, com a diferença de que a queda de tensão é limitada em 2% para este trecho específico que estamos estudando (cabos alimentadores – vide figura 8 e 9). Portanto, o resultado está expresso na tabela 4:

ASHRAE 90.1											
Do QGBT para:	Potência (W)	FP	distância (M)	Corrente (A)	Bitola do condutor (mm ²)	QT - (V/A*KM)	Queda de tensão (ΔV)<2%	Bitola do condutor (mm ²)	QT - (V/A*KM)	Queda de tensão (ΔV)<2%	Bitola do condutor (mm ²)
QDF1	150.000,00	0,80	150	284,88	185	0,32	2,08%	240	0,29	1,88%	240
QDF2	150.000,00	0,80	140	284,88	185	0,32	1,94%	OK	OK	OK	185
QDF3	100.000,00	0,80	110	189,92	OK	OK	OK	OK	OK	OK	95
QDF4	75.000,00	0,80	170	142,44	95	0,5	1,84%	OK	OK	OK	95
QDF5	200.000,00	0,80	100	379,84	OK	OK	OK	OK	OK	OK	240
QDF6	125.000,00	0,80	150	237,40	150	0,37	2,00%	OK	OK	OK	150
QDF7	135.000,00	0,80	140	256,39	185	0,32	1,75%	OK	OK	OK	185
QDF8	150.000,00	0,80	130	284,88	185	0,32	1,80%	OK	OK	OK	185
QDF9	200.000,00	0,80	90	379,84	OK	OK	OK	OK	OK	OK	240
QDF10	150.000,00	0,80	155	284,88	185	0,32	2,15%	240	0,29	1,95%	240

Tabela 4: Dimensionamento dos circuitos alimentadores de acordo com a ASHRAE 90.1

Para os circuitos referentes ao QDF1 E QDF10 foi necessário aumentar a seção do cabo mais de uma vez até obter o máximo de 2% de queda de tensão neste trecho.

5.1.3.2 Levantamento de custos

A ASHRAE 90.1 também não disponibiliza métodos para cálculo dos custos operacionais e custos de instalações e portanto, novamente, foi obtido estes valores de acordo com a NBR 15.920, detalhada no item 4.3. Aplicando as equações 15,16 e 17, foram obtidos os custos de instalação e de operação abaixo, conforme tabela 5:

ASHRAE 90.1				
Do QGBT para:	Bitola do condutor (mm ²)	CI	CO	CT
QDF1	240	\$ 2.664,00	\$ 25.684,64	\$ 28.348,64
QDF2	185	\$ 1.916,60	\$ 31.099,24	\$ 33.015,84
QDF3	95	\$ 773,30	\$ 21.148,52	\$ 21.921,82
QDF4	95	\$ 1.195,10	\$ 18.384,79	\$ 19.579,89
QDF5	240	\$ 1.776,00	\$ 30.441,05	\$ 32.217,05
QDF6	150	\$ 1.665,00	\$ 28.538,49	\$ 30.203,49
QDF7	185	\$ 1.916,60	\$ 25.190,38	\$ 27.106,98
QDF8	185	\$ 1.779,70	\$ 28.877,86	\$ 30.657,56
QDF9	240	\$ 1.598,40	\$ 27.396,95	\$ 28.995,35
QDF10	240	\$ 2.752,80	\$ 26.540,79	\$ 29.293,59
TOTALS		\$18.037,50	\$263.302,72	\$281.340,22

Tabela 5: Custos de instalação e operação para ASHRAE 90.1

5.1.4 Dimensionamento de acordo com a NBR 15.920

5.1.4.1 Critério de cálculo

O dimensionamento de acordo com a NBR 15.920 não utiliza os mesmos parâmetros da NBR 5410, conforme é explicado no item 4.3, a tabela 6 mostra os dados adotados para os cálculos e a tabela 7 exibe os resultados das seções de cabos de potência para o estudo se dimensionado de acordo com a NBR 15.920.

Na tabela abaixo são exibidos valores monetários, os mesmos têm equivalência ao dólar norte americano (USA).

Dados Adotados	Grandezas	Valor
a (aumento anual da carga)	%	1%
b (aumento anual do custo de energia, sem incluir efeitos da inflação)	%	3%
i (taxa de capitalização para cálculo do valor presente)	%	6%
N (vida econômica)	ano	20
Np (número de condutores de fase por circuito)	num	3
Nc (número de circuitos que levam o mesmo tipo e valor de carga)	num	1
t - tempo de operação com perda Joule máxima (h/ano)	h/ano	4.000
P (custo de um watt - hora no nível da tensão pertinente)	\$/W.h	0,0001
D (variação anual da demanda)	\$/W.ano	0
A (componente variável do custo por unidade de comprimento conforme secção do condutor)	\$/m.mm ²	0,074
ρ_{20} - (resistividade do cobre a 20°C)	Ωm	1,84E-08
α_{20} (coeficiente de temperatura para a resistência do cobre a 20°C)	K^{-1}	0,0068
θ temperatura máxima nominal do condutor para o tipo de cabo considerado	°C	90
θ_a - temperatura média ambiente	°C	40

Tabela 6: Dados para cálculos de acordo com NBR 15920

Aplicando os dados citados na tabela 6, e verificando as expressões citadas no item 4.3 é possível obter o dimensionamento adequado de acordo com a NBR15920. A tabela 7 exibe o resultado destes cálculos, verifique que o critério de escolha desta norma é de acordo com os custos que determinada bitola de cabo dará ao empreendimento. Na coluna

CT (custos totais), que representa os custos de investimento (CI) mais os custos operacionais (CO), é exibido um valor em dólares para cada um dos circuitos.

Por exemplo, para o QDF1 a Seção econômica (Sec) obtida é de 745mm², entretanto esta bitola de cabo não é comercial, portanto é feito uma análise de qual diâmetro seria mais econômico. Foi aplicado então duas análises, uma para o cabo de diâmetro comercial imediatamente acima da Sec calculada (800mm²) e outra para o cabo de diâmetro comercial imediatamente abaixo da Sec calculada (630mm²), pode se notar que os custos totais utilizando o cabo de 800mm² são menores do que os custos totais do cabo de 630mm² e portanto, de acordo com a NBR 15920 este cabo de 800mm² seria o mais adequado para ser utilizado do QGBT para o QDF1.

Do QGBT para:	Potência (W)	FP	distância (M)	Corrente (A)
QDF1	150.000,00	0,80	150	284,88
QDF2	150.000,00	0,80	140	284,88
QDF3	100.000,00	0,80	110	189,92
QDF4	75.000,00	0,80	170	142,44
QDF5	200.000,00	0,80	100	379,84
QDF6	125.000,00	0,80	150	237,40
QDF7	135.000,00	0,80	140	256,39
QDF8	150.000,00	0,80	130	284,88
QDF9	200.000,00	0,80	90	379,84
QDF10	150.000,00	0,80	155	284,88

NBR 15920											
F	B	Q	θm (°C)	r	Sec (mm ²)	Bitola do condutor (mm ²)	R (Ω/m)	CT	Bitola do condutor (mm)	R (Ω/m)	CT
22,09	1	18,42	57	0,9912	745	800	2,866E-05	\$ 16.585,39	630	3,6389E-05	\$ 16.777,62
22,09	1	18,42	57	0,9912	745	800	2,866E-05	\$ 15.479,70	630	3,6389E-05	\$ 15.659,12
22,09	1	18,42	57	0,9912	497	500	4,585E-05	\$ 8.088,22	400	5,7313E-05	\$ 8.278,77
22,09	1	18,42	57	0,9912	373	400	5,731E-05	\$ 9.398,39	300	7,6418E-05	\$ 9.595,85
22,09	1	18,42	57	0,9912	994	1000	2,293E-05	\$ 14.705,85	800	2,8657E-05	\$ 15.052,32
22,09	1	18,42	57	0,9912	621	630	3,639E-05	\$ 13.787,88	500	4,5851E-05	\$ 14.111,55
22,09	1	18,42	57	0,9912	671	800	2,866E-05	\$ 14.113,28	630	3,6389E-05	\$ 13.923,98
22,09	1	18,42	57	0,9912	745	800	2,866E-05	\$ 14.374,01	630	3,6389E-05	\$ 14.540,61
22,09	1	18,42	57	0,9912	994	1000	2,293E-05	\$ 13.235,27	800	2,8657E-05	\$ 13.547,08
22,09	1	18,42	57	0,9912	745	800	2,866E-05	\$ 17.138,24	630	3,6389E-05	\$ 17.336,88

Tabela 7: Dimensionamento das seções dos cabos alimentadores de acordo com NBR 15920

5.1.4.2 Levantamento de custos

No item 4.3 deste trabalho é explicado como obter os custos operacionais, os custos de investimento e os custos totais de uma determinada instalação. Portanto aplicando os mesmos e utilizando as bitolas determinadas na tabela 7, foi obtido a tabela 8 detalhando os custos tanto operacionais, quanto de investimento para os próximos 20 anos (fator determinado na tabela 6 referente a vida econômica do cabo elétrico).

NBR 15920				
Do QGBT para:	Bitola do condutor (mm ²)	CI	CO	CT
QDF1	800	\$ 8.880,00	\$ 7.705,39	\$ 16.585,39
QDF2	800	\$ 8.288,00	\$ 7.191,70	\$ 15.479,70
QDF3	500	\$ 4.070,00	\$ 4.018,22	\$ 8.088,22
QDF4	400	\$ 5.032,00	\$ 4.366,39	\$ 9.398,39
QDF5	1000	\$ 7.400,00	\$ 7.305,85	\$ 14.705,85
QDF6	630	\$ 6.993,00	\$ 6.794,88	\$ 13.787,88
QDF7	630	\$ 6.526,80	\$ 7.397,18	\$ 13.923,98
QDF8	800	\$ 7.696,00	\$ 6.678,01	\$ 14.374,01
QDF9	1000	\$ 6.660,00	\$ 6.575,27	\$ 13.235,27
QDF10	800	\$ 9.176,00	\$ 7.962,24	\$ 17.138,24
TOTais		\$70.721,80	\$ 65.995,12	\$136.716,92

Tabela 8: Custos de instalação e operação para NBR15920

5.2 Estudo comparativo das normas: Comparaçāo técnica e custos

A NBR 5410 permite a utilização de cabos com seções menores, pois apresenta maior tolerância com o limite de queda de tensão, e como consequência o custo das instalações são menores, entretanto os custos operacionais são maiores. Se comparado com a ASHRAE 90.1 os custos de instalação são cerca de 20% menor, e os custos de operação são aproximadamente 25% maior. Comparado com a NBR 15920 os custos de instalação são 5 vezes menores, e os custos de operação são 5 vezes maiores. Tanto a NBR 5410 quanto o ASHRAE 90.1 seguem praticamente a mesma lógica, com a diferença que o segundo é mais rígido quanto as quedas de tensão. No caso da NBR 15920, a análise é feita por outro ponto de vista, e não leva em conta a queda de tensão, mas sim o ponto ótimo entre investimento e custo de operação, de maneira que a somatória seja a menor possível e isto é determinado como o dimensionamento adequado de acordo com esta última norma citada.

5.3 Estudos de Pay Back: análsis dos resultados

Para os estudos de payback, foi aplicado ano a ano o quanto seria gasto seguindo cada uma das normas, resultando nos valores da tabela 9 e figura 11.

Pode se concluir que se utilizarmos a NBR 15920 ao invés de utilizar a NBR 5410 entre 4 e 5 anos já teríamos recuperado todo investimento, e, de acordo com a figura 11, os anos seguintes teriam custo operacional muito inferior se aplicado a NBR 15920. Se compararmos a NBR5410 com a ASHRAE 90.1, em 5 anos já teríamos o retorno do investimento, entretanto os custos operacionais da ASHRAE não são tão inferiores quanto os da NBR 15920. Para ilustrar essa condição: o custo operacional do primeiro ano com instalação conforme NBR 5410 é de \$17.820,05, para ASHRAE 90.1 o CO é \$14.295,89, e o CO para NBR 15.920 é de \$3.583,17. Então tendo como base a NBR 5410, pode ser dito que a ASHRAE é cerca de 20% mais econômica relativo a custos operacionais, enquanto que se aplicada a NBR 15920 a economia passa a ser de 80% ao ano com gastos operacionais.

Considerando custos totais, ao final de 15 anos a NBR 15.920 equivale a 55% do valor da ASHRAE e apenas a 45% dos gastos se aplicado a NBR 5410. Logo, concluímos que mesmo que o modelo que a NBR 15.920 tenha o custo de instalação 5 vezes maior do que o custo da NBR 5410, é conveniente que seja aplicado, pois o retorno do investimento é

adequado e os custos operacionais são cada vez menores, portanto é vantajoso que seja aplicado o método da NBR 15.920.

CT			
ANOS	NBR 5410	ASHRAE 90.1	NBR 15920
0	\$ 14.296,80	\$ 18.037,50	\$ 70.721,80
1	\$ 32.116,85	\$ 32.333,39	\$ 74.304,97
2	\$ 49.780,61	\$ 46.503,89	\$ 77.856,72
3	\$ 67.289,44	\$ 60.550,11	\$ 81.377,31
4	\$ 84.644,70	\$ 74.473,13	\$ 84.867,02
5	\$101.847,75	\$ 88.274,03	\$ 88.326,13
6	\$118.899,91	\$101.953,89	\$ 91.754,90
7	\$135.802,52	\$115.513,77	\$ 95.153,59
8	\$152.556,87	\$128.954,72	\$ 98.522,48
9	\$169.164,28	\$142.277,78	\$101.861,82
10	\$185.626,02	\$155.483,99	\$105.171,87
11	\$201.943,39	\$168.574,37	\$108.452,89
12	\$218.117,64	\$181.549,93	\$111.705,13
13	\$234.150,03	\$194.411,69	\$114.928,85
14	\$250.041,80	\$207.160,65	\$118.124,29
15	\$265.794,19	\$219.797,78	\$121.291,70

Tabela 9: Pay Back



Figura 12: Gráfico de Custos totais X Tempo

6 Considerações finais

A NBR 15.920 é uma norma do ano de 2010 com foco em custos e sustentabilidade, entretanto é necessário avaliar a viabilidade de instalação de cabos com bitola superior a 240mm², uma vez que 1 metro desta bitola pesa cerca de 2,354kg (GENERAL CABLE, s.d.), logo 100 metros pesarão aproximadamente 235kg uma das fases e seria necessário 3 fases (240mm²) + 1 neutro(240mm²) + terra (120mm²).

Não sendo suficiente a inviabilidade em utilizar cabos com diâmetros muito grandes por peso excessivo, os fabricantes de cabos só fabricam os mesmos sob encomenda com prazos a serem combinados, além de ser necessário ter a estrutura reforçada e grande o suficiente para suportar tal peso e ter o espaço necessário para ventilação. Com estas informações; foi elaborado uma segunda opção entre a ASHRAE 90.1 e a NBR 15 920, de maneira que fosse com o diâmetro maior do que o determinado pela ASHRAE 90.1, porém menor do que o determinado pelo ponto ótimo da NBR15920 e viável para instalação.

Para a determinação de A, utilizamos dados reais e na moeda brasileira e foi atingido o coeficiente de R\$1,71, vide tabela 10 para verificar como foi obtido este coeficiente.

Seção nominal do cabo (mm ²)	Custo Inicial (CI) (R\$/m)			
	Cabo - Atox Flex - 0,6/1Kv	Instalação (linha elétrica+ mão de obra)	Total	A (R\$/m*m ²)
25	R\$ 26,22	R\$ 90,57	R\$ 116,79	
35	R\$ 33,87	R\$ 108,95	R\$ 142,82	R\$ 2,60
50	R\$ 46,40	R\$ 108,95	R\$ 155,34	R\$ 0,83
70	R\$ 63,78	R\$ 138,20	R\$ 201,98	R\$ 2,33
95	R\$ 85,39	R\$ 169,05	R\$ 254,44	R\$ 2,10
120	R\$ 110,75	R\$ 169,05	R\$ 279,80	R\$ 1,01
150	R\$ 136,50	R\$ 227,77	R\$ 364,27	R\$ 2,82
185	R\$ 162,28	R\$ 227,77	R\$ 390,05	R\$ 0,74
240	R\$ 212,03	R\$ 341,65	R\$ 553,68	R\$ 2,98
Média				R\$ 1,71

Tabela 10: coeficiente A

Os outros dados adotados para os cálculos dos custos, seguem na tabela 11.

	Grandezas	
a (aumento anual da carga)	%	1%
b (aumento anual do custo de energia, sem incluir efeitos as inflação)	%	3%
i (taxa de capitalização para cálculo do valor presente)	%	6%
N (vida econômica)	ano	20
Np (numero de condutores de fase por circuito)	num	3
Nc (número de circuitos que levam o mesmo tipo e valor de carga)	num	1
t - tempo de operação com perda joule maxima) (h/ano)	h/ano	4.000
P (custo de um watt -hora no nível da tensão pertinente)	R\$/W.h	0,0005
D (variação anual da demanda)	R\$/W.ano	0
A (componente variável do custo por unidade de comprimento conforme secção do condutor)	R\$/m.mm ²	1,71
ρ_{20} - (resistividade do cobre a 20°C)	Ωm	1,84E-08
α_{20} (coeficiente de temperatura para a resistencia do cobre a 20°C)	K ⁻¹	0,0068
θ temperatura máxima nominal do condutor para o tipo de cabo considerado	°C	90
θ_a - temperatura média ambiente	°C	40

Tabela 11: dados adotados para cálculos.

As bitolas foram modificadas de maneira a terem como diâmetro máximo 240mm², ou seja, todos os alimentadores ficaram dimensionados em 240mm², ainda assim não atenderiam a seção econômica calculada pela NBR 15920, entretanto seria mais viável sua instalação.

Portanto, na tabela 12 é exibido os cálculos de custos caso utilizado os cabos com diâmetro de acordo com a NBR 5410. Na tabela 13, estão representados os custos de instalação e operação se utilizado o dimensionamento de acordo com a ASHRAE 90.1. E por fim segue a sugestão, que pode ser considerada o dimensionamento entre ASHRAE 90.1 e NBR15920, pois as bitolas dos cabos de potência são maiores do que se determinadas pela ASHRAE 90.1 e mesmo assim ainda menores do que as determinadas pela NBR15920.

Na tabela 14 é exibido os custos de operação e instalação caso a escolha do diâmetro dos cabos fosse entre o determinado pela ASHRAE e o determinado pela NBR15920.

NBR 5410 :2004			
Bitola do condutor (mm ²)	CI	CO	CT
150	R\$ 38.475,00	R\$ 205.477,11	R\$ 243.952,11
150	R\$ 35.910,00	R\$ 191.778,63	R\$ 227.688,63
95	R\$ 17.869,50	R\$ 105.742,60	R\$ 123.612,10
70	R\$ 20.349,00	R\$ 124.753,96	R\$ 145.102,96
240	R\$ 41.040,00	R\$ 152.205,26	R\$ 193.245,26
120	R\$ 30.780,00	R\$ 178.365,54	R\$ 209.145,54
150	R\$ 35.910,00	R\$ 155.340,69	R\$ 191.250,69
150	R\$ 33.345,00	R\$ 178.080,16	R\$ 211.425,16
240	R\$ 36.936,00	R\$ 136.984,74	R\$ 173.920,74
150	R\$ 39.757,50	R\$ 212.326,34	R\$ 252.083,84
	R\$ 330.372,00	R\$ 1.641.055,04	R\$ 1.971.427,04

Tabela 12: Custos totais de acordo com dimensionamento pela NBR5410

ASHRAE 90.1			
Bitola do condutor (mm ²)	CI	CO	CT
240	R\$ 61.560,00	R\$ 128.423,19	R\$ 189.983,19
185	R\$ 44.289,00	R\$ 155.496,19	R\$ 199.785,19
95	R\$ 17.869,50	R\$ 105.742,60	R\$ 123.612,10
95	R\$ 27.616,50	R\$ 91.923,97	R\$ 119.540,47
240	R\$ 41.040,00	R\$ 152.205,26	R\$ 193.245,26
150	R\$ 38.475,00	R\$ 142.692,43	R\$ 181.167,43
185	R\$ 44.289,00	R\$ 125.951,91	R\$ 170.240,91
185	R\$ 41.125,50	R\$ 144.389,32	R\$ 185.514,82
240	R\$ 36.936,00	R\$ 136.984,74	R\$ 173.920,74
240	R\$ 63.612,00	R\$ 132.703,96	R\$ 196.315,96
	R\$ 416.812,50	R\$ 1.316.513,58	R\$ 1.733.326,08

Tabela 13: Custos totais com dimensionamento pela ASHRAE 90.1

NBR 15920			
Bitola do condutor (mm ²)	CI	CO	CT
240	R\$ 61.560,00	R\$ 128.423,19	R\$ 189.983,19
240	R\$ 57.456,00	R\$ 119.861,65	R\$ 177.317,65
240	R\$ 45.144,00	R\$ 41.856,45	R\$ 87.000,45
240	R\$ 69.768,00	R\$ 36.386,57	R\$ 106.154,57
240	R\$ 41.040,00	R\$ 152.205,26	R\$ 193.245,26
240	R\$ 61.560,00	R\$ 89.182,77	R\$ 150.742,77
240	R\$ 57.456,00	R\$ 97.087,93	R\$ 154.543,93
240	R\$ 53.352,00	R\$ 111.300,10	R\$ 164.652,10
240	R\$ 36.936,00	R\$ 136.984,74	R\$ 173.920,74
240	R\$ 63.612,00	R\$ 132.703,96	R\$ 196.315,96
	R\$ 547.884,00	R\$ 1.045.992,62	R\$ 1.593.876,62

Tabela 14: Custos totais com dimensionamento pela NBR 15920.

Utilizando custos reais nas três normas, conclui-se que a longo prazo é vantajoso utilizar condutores elétricos com maior diâmetro em ambos os critérios discutidos neste trabalho: sustentabilidade e financeiro.

Mesmo que a utilização de cabos com bitola superior a 240mm² ainda seja inviável devido a sua instalação, aplicar cabos de grande bitola é uma solução adequada para diminuir a redução dos custos operacionais que na totalidade dos empreendimentos não são considerados devido ao fato que a busca de eficiência foca somente equipamentos e sistemas e não a infraestrutura (eletrodutos, eletrocalhas e condutores) de distribuição e fornecimento de energia, que também podem ser eficientes para a redução de perdas, custos operacionais, além de contribuir para a redução da emissão de gases de efeito estufa.

7 Referências bibliográficas

- ABNT NBR 15920. (2011). NBR 15920. *Otimização econômica das seções dos cabos de potência*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- ABNT NBR 280 . (2011). NBR 280 IEC 60228. *Condutores de Cabos isolados*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- ABNT NBR 5410. (2004). NBR 5410. *Instalações elétricas de baixa tensão*. Rio de Janeiro, RJ, Brail.
- ASHRAE/ANSI/IES. (2007). Norma internacional de energia para edifícios com elevada performance. Atlanta, Georgia, USA.
- Energia, A. (2013). <http://www.eletrobrasamazonas.com/>. Fonte: Tecnologia usada com cabos subaquáticos do ‘Eletrificação Rural’ garante energia elétrica para localidades isoladas no Amazonas: <http://www.eletrobrasamazonas.com/cms/index.php/tecnologia-usada-com-cabos-subaquaticos-do-eletrificacao-rural-garante-energia-eletrica-para-localidades-isoladas-no-amazonas/>
- EPE. (2018). <http://epe.gov.br/>. Fonte: Matriz Energética e Elétrica: <http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>
- Estevão , V. (2008). <https://www.efeitojoule.com.> Fonte: <https://www.efeitojoule.com/2008/04/efeito-joule.html>
- Filho, J. M. (2010). *Instalações elétricas industriais*. Rio de Janeiro: LTC.
- GENERAL CABLE. (s.d.). www.generalcable.com.br. Fonte: <https://www.generalcable.com/assets/documents/LATAM%20Documents/Brazil%20Site/Catalogo-Cabos-de-Baixa-Tensao.pdf?ext=.pdf>
- Moreno, H. (2010). PROCOBRE . *Dimensionamento Econômico e Ambiental de Condutores Elétricos*.
- Prysmian. (2019). *Guia de dimensionamento de baixa tensão*.

REVISTA EXAME. (JULHO de 2017). www.exame.abril.com.br. Fonte: www.exame.abril.com.br/tecnologia/7-perguntas-para-entender-o-caminho-da-energia-no-brasil/

Ribeiro, A. (2019). <https://brasilescola.uol.com.br/>. Fonte: Distribuição de energia elétrica no Brasil: <https://brasilescola.uol.com.br/geografia/distribuicao-energia-eletrica-no-brasil.htm>

Yamada, E. (2018). Especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. *Aula de Sistemas elétricos*. São Paulo, SP, Brasil: PECE POLI.