

DIMENSIONAMENTO DE CIRCUITOS

Os seis critérios de dimensionamento de circuitos de BT	188
Capacidade de condução: o que diz a norma	189
Cálculos de queda de tensão (I)	195
Cálculos de queda de tensão (II)	199
Dimensionamento econômico de condutores	205

Os seis critérios de dimensionamento de circuitos de BT

Chamamos de dimensionamento técnico de um circuito a aplicação das diversas prescrições da NBR 5410 relativas à escolha da seção de um condutor e do seu respectivo dispositivo de proteção. Para que se considere um circuito completo e corretamente dimensionado, são necessários seis cálculos. Em princípio, cada um deles pode resultar numa seção diferente. E a seção a ser finalmente adotada é a maior dentre todas as seções obtidas.

Os seis critérios técnicos de dimensionamento são:

- seção mínima;
- capacidade de condução de corrente;
- queda de tensão;
- proteção contra sobrecargas;
- proteção contra curtos-circuitos;
- proteção contra contatos indiretos (aplicável apenas quando se usam dispositivos a sobrecorrente na função de seccionamento automático).

Vejam os itens relacionados a cada um dos critérios mencionados.

Seção mínima

As seções mínimas admitidas em qualquer instalação de baixa tensão estão definidas na tabela 43, item 6.2.6 da norma. Dentre os valores ali indicados, destacamos dois:

- a seção mínima de um condutor de cobre para circuitos de iluminação é de 1,5 mm²; e
- a seção mínima de um condutor de cobre para circuitos de força, que incluem tomadas de uso geral, é 2,5 mm².

Capacidade de condução de corrente

A capacidade de condução de corrente é um critério importantíssimo, pois leva em consideração os efeitos térmicos provocados nos componentes do circuito pela passagem da corrente elétrica em condições normais (corrente de projeto).

Este critério de dimensionamento é tratado na seção 6.2.5 da NBR 5410, que apresenta então tabelas para deter-

minação das seções dos condutores pela capacidade de corrente. Mas não é só. O uso correto dessas tabelas requer que seus dados sejam devidamente traduzidos para a situação concreta, real, que o projetista tem pela frente. Ou, o que dá no mesmo, que o projetista converta os dados reais do circuito que está dimensionando em equivalências harmonizadas com as condições nas quais foram baseados os números fornecidos pela norma. Na prática, aliás, é este o processo que efetivamente ocorre.

Por isso, para possibilitar esse casamento entre as situações reais dos projetos e as situações assumidas na obtenção dos valores de capacidade de condução de corrente por ela fornecidos, a norma inclui, na mesma seção 6.2.5, uma série de fatores de correção.

O artigo “Capacidade de condução: o que diz a norma” promove uma visita circunstanciada à seção 6.2.5 da NBR 5410 e, assim, uma análise objetiva de como é realizado o dimensionamento de um circuito pelo critério da capacidade de condução de corrente.

Queda de tensão

Este critério é tratado em 6.2.7 da NBR 5410. Nessa seção, mais precisamente na tabela 46, a norma fixa os limites máximos admissíveis de queda de tensão nas instalações alimentadas por ramal de baixa tensão (4%) e por transformador/gerador próprio (7%) (figura 1).

Em outro ponto, 6.5.3.4.4, é abordada a queda de tensão máxima permitida durante a partida de motores. Ela é fixada em, no máximo, 10% nos terminais do motor, desde

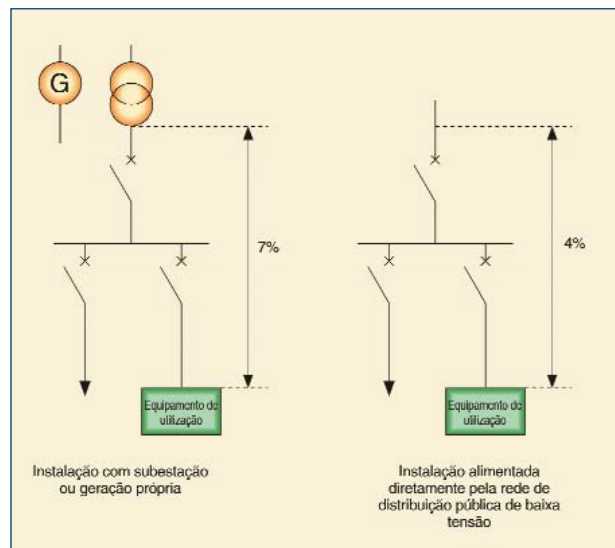


Fig. 1 – Limites de queda de tensão fixados pela NBR 5410: 4% para as instalações alimentadas diretamente pela rede de distribuição pública de baixa tensão; e 7% para as instalações que contam com subestação própria ou com geração própria. Além disso, a queda de tensão máxima admissível nos circuitos terminais é de 4%.

que não ultrapasse os valores da tabela 46 para as demais cargas no momento da partida. Isto, na prática, é uma situação muito difícil de ser calculada, a menos que se possua um bom diagrama de impedâncias da instalação e se realize um estudo de fluxo de potência.

Os artigos “Cálculos de queda de tensão”, apresentados mais adiante, trazem métodos e exemplos práticos de muita utilidade na verificação do critério da queda de tensão, quando do dimensionamento de circuitos.

Sobrecarga e curto-circuito

Na NBR 5410, a proteção contra sobrecorrentes é objeto do capítulo 5.3 e das seções 5.7.4, 6.3.4 e 6.3.7. Ela enfoca o assunto estabelecendo prescrições para a proteção contra correntes de sobrecarga, de um lado, e para a proteção contra correntes de curto-circuito, de outro.

Neste **Guia EM da NBR 5410**, o tema é exaustivamente examinado no capítulo pertinente (“Proteção contra sobrecorrentes”). Aí o projetista encontra orientação prática sobre a aplicação do critério da proteção contra sobrecorrentes no dimensionamento dos circuitos.

De qualquer forma, que tal dar uma olhada, aqui, no que diz a nota 3 de 5.3.1? É uma mensagem que costuma passar despercebida, mas indispensável para compreender o que é exatamente a *proteção contra sobrecorrentes* de que tratam as normas de instalações elétricas em geral (do Brasil e de outros países). Diz a nota: “A *proteção dos condutores realizada de acordo com esta seção não garante necessariamente a proteção dos equipamentos ligados a esses condutores*”. Ou seja, as regras estabelecidas em 5.3.3 (Proteção contra correntes de sobrecargas) e 5.3.4 (Proteção contra correntes de curto-circuito) têm em mente exclusivamente a proteção dos condutores de um circuito.

Por exemplo, não se pode esperar que um disjuntor de 20 A, situado no quadro de distribuição de uma residência, e ao qual esteja ligado um condutor de 2,5 mm², consiga proteger adequadamente contra sobrecorrentes um aparelho de videocassete de 300 VA – 127 V (menos de 3 A). Dependendo do caso, pode até ser que o disjuntor atue devido a algum problema ocorrido no aparelho, mas, de modo geral, presume-se que o aparelho tenha sua própria proteção, incorporada.

Proteção contra contatos indiretos

Via de regra, a verificação da proteção contra contatos indiretos, como etapa do dimensionamento de um circuito, só se aplica aos casos em que isso (proteção contra contatos indiretos por seccionamento automático da alimentação) é atribuído a dispositivos a sobrecorrente.

O objetivo da medida de proteção, enunciada no artigo 5.1.3.1 da NBR 5410, é assegurar que o circuito se-

ja automaticamente desligado caso algum dos equipamentos por ele alimentados venha a sofrer uma falta à terra ou à massa capaz de originar uma tensão de contato perigosa.

Como mencionado, há casos em que esse seccionamento automático visando a proteção contra choques pode (e deve, no caso do TN-C) ser implementado com o uso de dispositivo a sobrecorrente. A regra pertinente, explicada em detalhes no artigo “Seccionamento automático (III): uso de dispositivo a sobrecorrente” [ver capítulo sobre *proteção contra choques*], envolve aspectos conceitualmente equivalentes aos de queda de tensão. Portanto, é um critério que pode pesar seja na seção do condutor, seja no comprimento do circuito, seja, enfim, em ambos. De qualquer forma, é uma verificação obrigatória (caso de seccionamento automático com dispositivo a sobrecorrente, bem entendido), ainda que outros critérios de dimensionamento, como o da própria queda de tensão, venham a prevalecer.

Capacidade de condução: o que diz a norma

No dimensionamento de um circuito elétrico, todos os seis critérios técnicos apontados no artigo anterior têm a sua importância. Nenhum deles pode ser deixado de lado. Mas é compreensível que o critério da *capacidade de condução de corrente* projete, como ocorre na prática, uma importância que parece superior à dos demais. Pois ele constitui o ponto de partida natural do processo de dimensionamento, além de funcionar, em certa medida, como o pivô do jogo.

De fato, após o estudo prévio da carga a ser alimentada por um circuito, com o conseqüente cálculo da corrente de projeto (I_B), o passo seguinte — e efetivamente o primeiro no que se refere ao dimensionamento *dos componentes do circuito* — é determinar a capacidade de condução de corrente, vale dizer, determinar a seção de condutor que, nas condições reais do circuito, oferece capacidade de condução de corrente suficiente para a circulação de I_B , sem riscos.

Para tanto, o projetista recorre a tabelas que figuram na seção 6.2.5 da NBR 5410. Nessas tabelas, ele apura então a seção de condutor que atende às necessidades do seu circuito.

Tab. I – Fatores de correção para agrupamento de circuitos ou cabos multipolares, a aplicar aos valores de capacidade de condução de corrente (*)

Disposição dos cabos justapostos	Número de circuitos ou de cabos multipolares								
	1	2	3	4	5	6	7	8	≥9
2 Camada única sobre parede, piso ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70
3 Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61
4 Camada única em bandeja perfurada, horizontal ou vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72
5 Camada única em leito ou suporte	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78

(*) Reprodução parcial da tabela 37 da NBR 5410

São quatro as tabelas diretamente encarregadas de informar a capacidade de condução de corrente dos condutores: as de número 31 a 34. Duas delas se aplicam a condutores com isolamento termoplástica (31 e 33) e as outras duas a condutores com isolamento termofixa (32 e 34).

Convém lembrar, inicialmente, que os valores fornecidos pelas tabelas 31 a 34 são para uma temperatura no condutor igual à máxima admissível pelo material da isolamento, aplicada permanentemente. Esta situação pode não corresponder a de vários casos reais, em que a carga tem um regime de operação intermitente ou temporário. Nestas circunstâncias, há métodos de cálculos específicos para se obter a seção do condutor, que resulta sempre menor que a das tabelas mencionadas.

Outro detalhe das tabelas, como lembra a nota de 6.2.5.1, é que elas não levam em conta os cabos providos de armação metálica. Embora não sejam muito comuns, estes tipos de cabos, dotados de proteção mecânica, têm lá suas aplicações. Existe um tipo de cabo armado, com fita metálica, cuja capacidade de condução de corrente pode ser considerada praticamente a mesma de um cabo não-armado, uma vez que a fita metálica atua como uma espécie de trocador de calor com o meio ambiente.

E quanto à influência da temperatura ambiente? As próprias tabelas de capacidade de condução de corrente ressaltam que a temperatura ambiente considerada é de 30°C (ou, no caso de linhas subterrâneas, temperatura no solo de 20°C). Portanto, para aplicação correta dos valores de capacidade tabelados, o projetista deve estimar a temperatura do local onde o cabo estará instalado. Qual? A rigor, a temperatura anual máxima registrada no lo-

cal, em séries históricas. Quanto mais precisa for essa estimativa, melhor. Pois, como se deduz da tabela 34, que indica os fatores de correção por temperatura, diferenças de 5°C podem resultar em diferenças de 10% ou mais no fator de correção, o que pode significar uma troca de seção de cabo.

Por fim, mas não por último — ao contrário, a questão que agora se analisa é de longe a mais rumorosa —, a aplicação correta da tabela de capa-

cidade de corrente exige que os valores fornecidos sejam interpretados como representativos de uma linha elétrica constituída de um único circuito. Enfim, é como se a linha da tabela fosse mãe de filho único. Só que, na vida real, a grande maioria das mães tem mais de um filho. Portanto, se o circuito que estamos dimensionando não for o único a desfrutar da linha elétrica — ou o único filho da mãe —, é necessário aplicar à corrente de projeto I_B do nosso circuito, antes de com ela ingressar na tabela de capacidade de corrente, o chamado *fator de correção para agrupamento*. Este fator, indicado nas tabelas 37 a 42 da NBR 5410, considera os efeitos térmicos mútuos entre os condutores contidos no mesmo conduto. Tem o sentido de uma penalidade, evidentemente. Mas, como na analogia, filhos a mais são bocas a mais para alimentar.

Fazendo um passeio pelas tabelas que tratam dos fatores de correção por/para agrupamento, vamos nos deter um pouco na tabela 37. Ela fornece, como mencionado no capítulo sobre linhas elétricas [Ver, em particular, a tabela II do

Tab. II – Multiplicadores a utilizar para a obtenção de fatores de correção aplicáveis a condutores em várias camadas horizontais, em bandejas, prateleiras e suportes (*)

	Número de circuitos trifásicos ou de cabos multipolares por camada (cabos contíguos); ou número de camadas				
	2	3	4 ou 5	6 a 8	≥9
Disposição num plano horizontal	0,85	0,78	0,75	0,72	0,70
Disposição num plano vertical	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

(*) Reprodução da tabela 42 da NBR 5410

artigo “Roteiro das linhas elétricas”], fatores de correção (por agrupamento) para uma grande variedade de tipos de linhas. Na verdade, ela só não se presta às linhas enterradas. No mais, a tabela 37 é pau para toda a obra: linhas fechadas de todos os tipos e também todo gênero de linha aberta. As linhas elétricas fechadas são atendidas pelos valores dados na linha 1 da tabela; e as linhas elétricas abertas pelos valo-

res indicados nas linhas 2 a 5 da tabela (a tabela I aqui publicada reproduz esta parte — linhas 2 a 5 — da tabela 37).

Só que tem um detalhe. E que envolve, em particular, as linhas abertas. Os fatores de correção da tabela 37, como ela própria adverte, são válidos para cabos dispostos *em uma única camada*. O que fazer, se a linha elétrica contiver mais de uma camada de cabos?

Exemplos de aplicação

1

Seja a instalação mostrada na figura 1, composta de 10 circuitos, cujas correntes de projeto estão indicadas na tabela B1.

Pelos valores das correntes de projeto indicadas, percebemos que os circuitos são semelhantes, uma vez que as seções resultantes para os cabos provavelmente estarão contidas em um intervalo de três valores sucessivos normalizados. Pela figura, vemos que os cabos multipolares estão em camada única e, portanto, estamos tratando de um caso típico de aplicação da tabela I (tabela 37 da NBR 5410). Entrando com 10 circuitos na tabela, encontramos o fator de correção por agrupamento de 0,72.

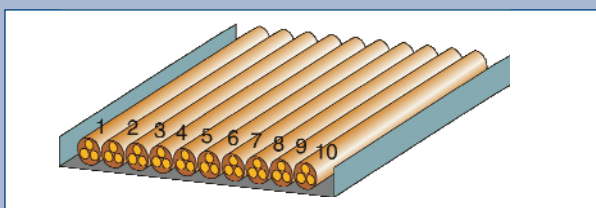


Fig. 1 – Cabos multipolares em camada única

2

Seja a instalação mostrada na figura 2, composta de 30 circuitos, cujas correntes de projeto resultariam em cabos semelhantes, ou seja, contidos em um intervalo de três seções nominais consecutivas.

Pela figura, vemos que os cabos multipolares estão em várias camadas e, portanto, estamos tratando de um caso típico de aplicação da tabela II (tabela 42 da NBR 5410). Entrando na tabela com 10 cabos multipolares num plano horizontal, encontramos o multiplicador 0,70. Para três cabos num plano vertical, temos o multiplicador 0,73. Portanto, o fator de correção por agrupamento neste exemplo é de $0,70 \times 0,73 = 0,51$.

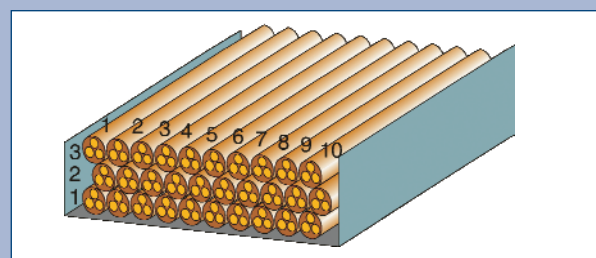


Fig. 2 – Cabos multipolares em três camadas

3

Considerem-se os dois exemplos anteriores, mas suponhamos, agora, que as correntes de projeto são diferentes a ponto de resultar em cabos não semelhantes, ou seja, com seções não contidas num intervalo de três valores normalizados sucessivos.

No primeiro exemplo (figura 1), não podemos mais, na nova situação, utilizar a tabela I e devemos então calcular o fator de correção pela fórmula $F = 1/\sqrt{n}$. Como $n = 10$ (cabos multipolares), temos:

$$F = 1/\sqrt{10} = 0,32$$

Analogamente, no segundo exemplo (figura 2), para $n = 30$, temos:

$$F = 1/\sqrt{30} = 0,18$$

Como se pode verificar, a aplicação da fórmula para cálculo do fator de correção pode levar a resultados muito severos. Isso indica que, para certas situações, deve-se rever a maneira de instalar e a disposição dos cabos escolhida, de forma a se obter fatores de correção menos penalizantes.

Tab. B1 – Circuitos do exemplo e correntes de projeto respectivas

Circuito	Corrente de projeto
1	121
2	98
3	156
4	102
5	145
6	132
7	141
8	92
9	115
10	127

Aí entra a tabela 42 da norma, aqui reproduzida como tabela II. Como se vê, a tabela fornece um par de valores, que devem ser multiplicados para a obtenção do fator de correção pertinente: o projetista identifica, de um lado, o valor correspondente ao número de circuitos trifásicos ou de cabos multipolares por camada; e, de outro, o valor correspondente ao número de camadas; e multiplica ambos, obtendo então o fator de correção para o agrupamento considerado.

Ressalte-se, como reza a nota 2 da tabela original (tabela 42 da norma), que os valores individuais dos planos horizontal e vertical não podem ser utilizados isoladamente, isto é, não podem ser aplicados a cabos instalados em camada única — retomando-se, neste caso, a orientação da tabela 37 (aqui, tabela I).

Recapitulando: se a tabela 37, que oferece fatores de correção para um número ilimitado de cabos ou circuitos dispostos em camada única, não é o bastante para o projetista, que ele se sirva então da tabela 42, que provê fatores de correção para qualquer combinação de número de circuitos/cabos e número de camadas.

Seria o fim da história não fosse, agora, um segundo detalhe.

Em todas as tabelas de fatores de correção dadas pela norma os condutores são assumidos semelhantes. Em outras palavras, assume-se que eles possuem a mesma temperatura máxima para serviço contínuo e que estão uniformemente carregados — vale dizer, associados a correntes de projeto tais que suas seções nominais estarão necessariamente contidas num intervalo de três seções normalizadas sucessivas (por exemplo, 70, 95 e 120 mm²). Novamente, uma situação que pode não corresponder àquelas encontradas na prática.

Note-se, de qualquer forma, que seria mesmo virtualmente impossível compor tabelas com fatores de correção válidos para qualquer combinação imaginável de condutores, tantas seriam as possibilidades. Uma saída seria então, como avisa a própria norma, calculá-los caso a caso — utilizando, por exemplo, a NBR 11301.

Mas a norma não se limita a ressaltar os fatores de correção tabelados e a sugerir o uso da NBR 11301. Ele acrescenta que, não sendo viável um cálculo mais específico, o fator de correção por agrupamento (F), no caso de condutores de dimensões diferentes, deve ser calculado pela seguinte expressão:

$$F = 1/\sqrt{n}$$

onde n = número de circuitos ou de cabos multipolares instalados no conduto, seja ele aberto ou fechado.

É importante mencionar que o fator de correção F calculado desse modo substitui completamente qualquer outro fator obtido

nas tabelas. Como indicado na nota de 6.2.5.5.5, “a expressão está a favor da segurança e reduz os perigos de sobrecarga sobre os cabos de menor seção nominal; pode, no entanto, resultar no superdimensionamento dos cabos de seções mais elevadas”.

O boxe “Exemplos de aplicação” ilustra os pontos aqui abordados, sobre os fatores de correção por agrupamento.

Cálculos de queda de tensão (I)

Numa instalação elétrica, a tensão aplicada aos terminais das cargas, isto é, dos equipamentos de utilização, deve manter-se dentro de determinados limites. Cada equipamento, como sabemos, possui uma tensão nominal (U_n), sendo sempre fixada, seja pela norma respectiva, seja pelo fabricante, uma pequena variação admitida (ΔU_n). Tensões abaixo do limite, ou seja, inferiores a $U_n - \Delta U_n$, prejudicam o desempenho do equipamento de utilização, podendo reduzir sua vida útil ou mesmo impedir seu funcionamento.

A queda de tensão deve ser calculada durante o projeto, sendo o dimensionamento dos circuitos feito de modo a mantê-la dentro dos valores máximos fixados pela NBR 5410. Esses limites máximos, entre a origem da instalação e qualquer ponto destinado à ligação de equipamento de utilização, são de 4% para instalações alimentadas por rede pública de baixa tensão e de 7% para as alimentadas a partir de transformadores próprios.

A figura 1 ilustra o problema das quedas de tensão numa instalação de baixa tensão — no caso, uma instalação alimentada por transformador próprio.

As expressões exatas da queda de tensão em circuitos monofásicos e trifásico equilibrado, com carga concentrada

Tab. I – Valores do coeficiente t

Tipo de circuito		t
Circuito monofásico a 2 condutores (fase-fase ou fase-neutro)		2
Circuito monofásico a 3 condutores (2 fases-neutro) equilibrado	– Queda de tensão de fase	1
	– Queda de tensão de linha	2
Circuito trifásico equilibrado	– Queda de tensão de fase	1
	– Queda de tensão de linha	$\sqrt{3}$

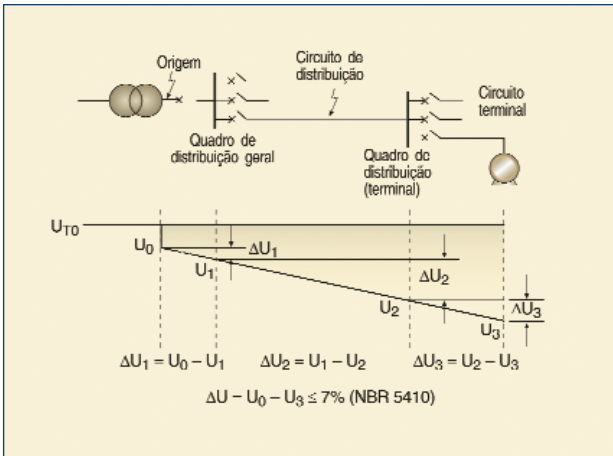


Fig. 1 – Queda de tensão em uma instalação alimentada por transformador próprio

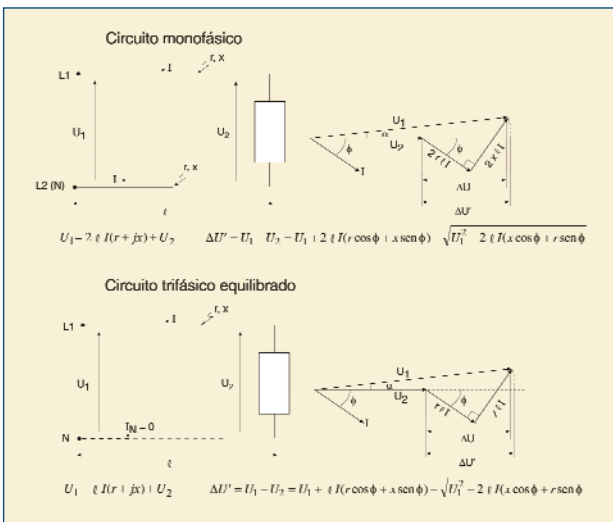


Fig. 2 – Expressões da queda de tensão em circuitos monofásico e trifásico equilibrado, com carga concentrada na extremidade

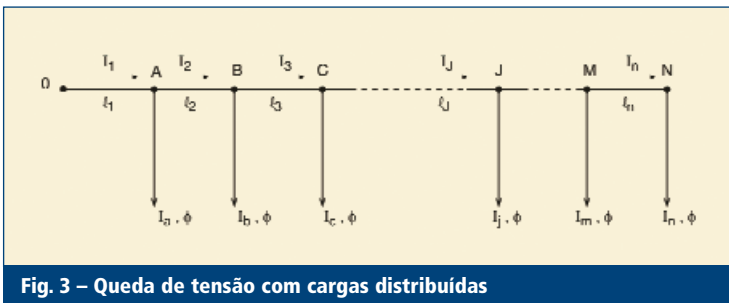


Fig. 3 – Queda de tensão com cargas distribuídas

na extremidade, são indicadas na figura 2. Nos circuitos usuais de instalações de baixa tensão, o ângulo α , mostrado nos diagramas fasoriais da figura, é muito pequeno e podemos admitir $\Delta U = \Delta U'$. Nessas condições, podemos escrever:

- circuitos monofásicos:

$$\Delta U = 2 \ell I (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi)$$

- circuitos trifásicos equilibrados:

$$\Delta U = \ell I (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi),$$

queda de tensão de fase (fase–neutro). Lembrando que a tensão de linha é $\sqrt{3}$ vez a de fase, a queda de tensão de linha (entre fases) será dada por

$$\Delta U = \sqrt{3} \ell I (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi)$$

Podemos escrever uma expressão única para a queda de tensão num circuito com carga concentrada na extremidade, ou seja,

$$\Delta U = t \ell I (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi) \quad (1),$$

onde

ΔU = queda de tensão, em V;

ℓ = comprimento do circuito, em km;

I = corrente do circuito (corrente de projeto), em A;

r = resistência de um condutor do circuito numa dada temperatura, geralmente 70°C , em Ω/km ;

x = reatância indutiva de um condutor do circuito, em Ω/km ;

$\cos \phi$ e $\operatorname{sen} \phi$ = fator de potência (indutivo) e o fator reativo, respectivamente, da carga.

t = coeficiente que depende do tipo de circuito e do tipo de tensão, de fase (entre fase e neutro) ou de linha (entre fases) (tabela I).

Como indica a expressão geral, a queda de tensão depende do tipo de circuito (t), do comprimento do circuito (ℓ), da corrente (I), da seção dos condutores (r, x), do tipo de linha (x) e do fator de potência da carga ($\cos \phi$).

Existem tabelas em catálogos de fabricantes e em publicações técnicas que fornecem a *queda de tensão unitária*,

$$\overline{\Delta U} = t (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi),$$

em V/A.km, para os tipos mais comuns de linha e para os fatores de potência 0,8 e 0,95 (indutivos). Nesse caso, teremos

$$\Delta U = \ell I \overline{\Delta U} \quad (2)$$

Para um circuito com cargas distribuídas, admitidas de mesmo fator de potência, com condutores de mesma seção (figura 3), que constitui o caso mais freqüente, as quedas de tensão serão calculadas por trecho de circuito, sendo a queda total obtida da soma das quedas dos trechos, isto é:

$$\begin{aligned}
 OA &\rightarrow \Delta U_{OA} = \ell_1 t (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi) I_1 \\
 AB &\rightarrow \Delta U_{AB} = \ell_2 t (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi) I_2 \\
 &\dots\dots\dots \\
 MN &\rightarrow \Delta U_{MN} = \ell_n t (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi) I_n \\
 \text{Total} &\rightarrow \Delta U = t (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi) \sum_{i=1}^n I_i \ell_i \quad (3)
 \end{aligned}$$

sendo

$$I_1 = I_a + I_b + I_c + \dots + I_n$$

$$I_2 = I_b + I_c + \dots + I_n = I_1 - I_a$$

.....

$$I_n = I_n$$

Em função da queda de tensão unitária, teremos:

$$\Delta U = \overline{\Delta U} \sum_{i=1}^n I_i \ell_i$$

Nos projetos, no caso de circuitos monofásicos ou trifásicos — admitindo-se, para os circuitos monofásicos a 3 condutores e os circuitos trifásicos, as cargas razoavelmente equilibradas entre as fases —, podem ser utilizadas as expressões (1), carga concentrada, ou (3), carga distribuída; ou, a partir da queda de tensão unitária tabelada, a expressão (2) ou (4).

Cálculos de queda de tensão (II)

A partir de um mesmo exemplo, simples, ilustrado na figura 1, são apresentados a seguir dois métodos práticos para o cálculo da queda de tensão. Em ambos é utilizada a expressão

$$\Delta U = t I \ell (r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi) \quad (1)$$

descrita no artigo “Cálculos de queda de tensão (I)”.

No primeiro método, as correntes das cargas e respectivos fatores de potência são considerados constantes; é o método mais freqüentemente usado. No segundo, as potências e os fatores de potência das cargas são supostos constantes, havendo, conseqüentemente, variação das correntes; é um método mais preciso.

Por fim, aproveitando ainda o mesmo exemplo da figu-

ra 1, é apresentado um terceiro cálculo, de queda de tensão durante a partida de motor. Neste caso, seguiu-se, para efeito de simplificação, o primeiro método.

Na instalação-exemplo da figura 1, todos os circuitos são, por hipótese, trifásicos, constituídos por condutores isolados, sem cobertura, Cu/PVC, instalados em eletrodutos isolantes individuais. A temperatura ambiente é de 30°C.

Determinação da seção dos condutores

a) Potências e correntes de projeto

- No quadro de distribuição QD2, teremos:

$$P_2 = \frac{10 \times 5 \times 0,736}{0,76} = 48,4 \text{ kW}$$

$$\cos \phi_2 = 0,88 \rightarrow \operatorname{tg} \phi_2 = 0,54;$$

$$\operatorname{sen} \phi_2 = 0,475$$

$$Q_2 = 48,4 \times 0,54 = 26,1 \text{ kvar};$$

$$I_{B2} = \frac{48,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 220 \times 0,88} = 144 \text{ A}$$

$$\text{Motor } I_{B3} = \frac{144}{10} = 14,4 \text{ A}$$

- No quadro de distribuição QD4:

$$P_4 = 32 \text{ kW}$$

$$\cos \phi_4 = 0,9 \rightarrow \operatorname{tg} \phi_4 = 0,48;$$

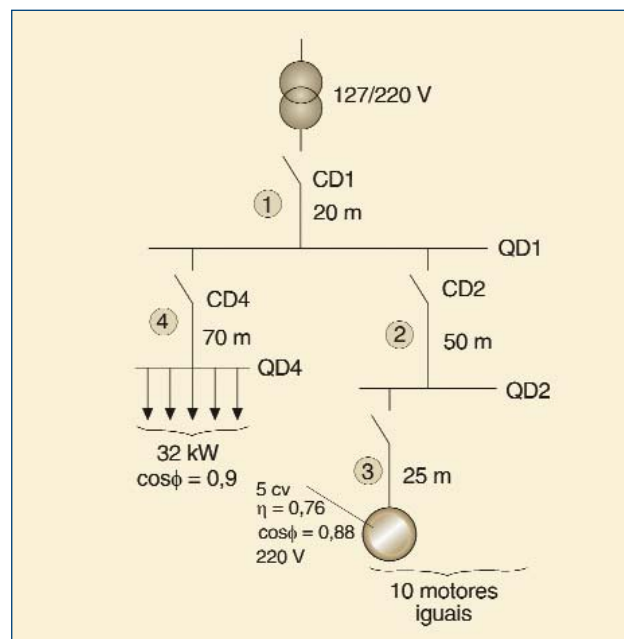


Fig. 1 – Instalação-exemplo

$$\text{sen}\phi_4 = 0,436$$

$$Q_4 = 32 \times 0,48 = 15,4 \text{ kvar}$$

$$I_{B4} = \frac{32 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 220 \times 0,9} = 93,3 \text{ A}$$

- No quadro de distribuição QD1:

$$P_1 = P_2 + P_4 = 80,4 \text{ kW}$$

$$Q_1 = Q_2 + Q_4 = 41,5 \text{ kvar}$$

$$\text{tg}\phi_1 = \frac{41,5}{80,4} = 0,516 \rightarrow$$

$$\text{cos}\phi_1 = 0,89; \quad \text{sen}\phi_1 = 0,456$$

$$I_{B1} = \frac{80,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 220 \times 0,89} = 237 \text{ A}$$

b) Seções dos condutores

Os cálculos anteriores, das correntes de projeto I_{B2} , I_{B3} , I_{B4} e I_{B1} , conduzem, consultada a NBR 5410, às seções de condutores indicadas na tabela I. Isso, bem entendido, exclusivamente pelo critério da capacidade de condução de corrente. A tabela traz ainda, fruto de consulta a catálogo de fabricante, a resistência (a 70°C) e reatância dos condutores em questão.

1º Método – Quedas de tensão com correntes e f.p. constantes

Admitindo-se constantes as correntes e também a tensão de 220 V no secundário do transformador, e lembrando que o coeficiente t da expressão (1), como indica o artigo já mencionado, vale $\sqrt{3}$ para o cálculo da queda de tensão de linha em circuito trifásico equilibrado, esse cálculo (primeiro método) seria então como segue:

- CD1:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \times 237 \times 0,02 \times (0,184 \times 0,89 + 0,0933 \times 0,456) = 1,69 \text{ V}$$

- CD2:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \times 144 \times 0,05 \times (0,322 \times 0,88 + 0,0963 \times 0,475) = 4,10 \text{ V}$$

- CD4:

$$\Delta U_4 = \sqrt{3} \times 93,3 \times 0,07 \times (0,629 \times 0,9 + 0,0980 \times 0,436) = 6,89 \text{ V}$$

- Motor:

$$\Delta U_3 = \sqrt{3} \times 14,4 \times 0,025 \times 8,89 \times 0,88 = 4,88 \text{ V}$$

- Como resultado, as tensões ficam:

$$U_1 = 220 - 1,69 = 218,3 \text{ V}$$

$$U_2 = 218,3 - 4,10 = 214,2 \text{ V}$$

$$U_3 = 214,2 - 4,88 = 209,3 \text{ V}$$

$$U_4 = 218,3 - 6,89 = 211,4 \text{ V}$$

- A queda de tensão total nos trechos 1–2–3 será:

$$\Delta U = 220 - 209,3 = 10,7 \text{ V},$$

correspondendo a 4,87% (e, portanto, menor que os 7% máximos fixados pela NBR 5410, para instalações com subestação própria).

2º Método – Quedas de tensão com potências e f.p. constantes

O método estipula a correção da corrente de projeto, uma vez que não teremos tensão nominal nas barras, mas um valor menor, devido à própria queda de tensão nos circuitos. Um novo valor de corrente, por sua vez, implica calcular a nova queda de tensão e, conseqüentemente, a nova tensão que teremos nos diferentes pontos da instalação. Assim,

- no circuito CD1, considerando os valores apurados anteriormente,

$$\Delta U_1 = 1,69 \text{ V e } U_1 = 218,3 \text{ V},$$

a correção da corrente fica

$$\frac{220}{218,3} \times 237 = 239 \text{ A}$$

Recalculando a queda:

$$\Delta U'_1 = \sqrt{3} \times 239 \times 0,02 \times (0,184 \times 0,89 + 0,0933 \times 0,456) = 1,71 \text{ V}$$

Tensão no QD1:

$$U'_1 = 220 - 1,71 = 218,3 \text{ V}.$$

Portanto, não houve alteração.

- no circuito CD2, considerando os valores apurados anteriormente,

$$\Delta U_2 = 4,10 \text{ V e } U_2 = 214,2 \text{ V},$$

a correção da corrente fica

$$\frac{220}{214,2} \times 144 = 148 \text{ A}$$

Recalculando a queda:

$$\Delta U'_2 = \sqrt{3} \times 148 \times 0,05 \times (0,322 \times 0,88 + 0,0963 \times 0,475) = 4,22 \text{ V}$$

Tensão no QD2:

$$U'_2 = 218,3 - 4,22 = 214,1 \text{ V.}$$

- no motor, considerando os valores apurados anteriormente,

$$\Delta U_3 = 4,88 \text{ V e } U_3 = 209,3 \text{ V,}$$

a correção da corrente fica

$$\frac{220}{209,3} \times 14,4 = 15,1 \text{ A}$$

Recalculando a queda:

$$\Delta U'_3 = \sqrt{3} \times 15,1 \times 0,025 \times 8,89 \times 0,88 = 5,12 \text{ V}$$

- no circuito CD4, considerando os valores apurados anteriormente,

$$\Delta U_4 = 6,89 \text{ V e } U_4 = 211,4 \text{ V,}$$

a correção da corrente fica

$$\frac{220}{211,4} \times 93,3 = 97,1 \text{ A}$$

Recalculando a queda:

$$\Delta U'_4 = \sqrt{3} \times 97,1 \times 0,07 \times (0,629 \times 0,9 + 0,0980 \times 0,436) = 7,17 \text{ V}$$

- A queda de tensão total nos trechos 1-2-3 será:

$$\Delta U' = 1,71 + 4,22 + 5,12 = 11,05 \text{ V,}$$

correspondendo a 5,02% (e, portanto, menor que os 7% máximos fixados pela NBR 5410).

Quedas de tensão durante a partida de motor

Admitindo, como mencionado inicialmente, as correntes constantes e assim também a tensão de 220 V no secundário do transformador, calculemos agora as quedas de tensão com partida direta de um dos motores.

- Motor sob partida:

$$I_{p3} = 6 \times 14,4 = 86,4 \text{ , com}$$

$$\cos \phi_3 = 0,3 \text{ e } \sin \phi_3 = 0,95.$$

$$P_3 = \sqrt{3} \times 86,4 \times 220 \times 0,3 \times 10^{-3} = 9,88 \text{ kW}$$

$$Q_3 = \sqrt{3} \times 86,4 \times 220 \times 0,95 \times 10^{-3} = 31,3 \text{ kvar}$$

- Quadro QD2:

$$P_2 = 9,88 + \frac{9 \times 48,4}{10} = 53,4 \text{ kW}$$

$$Q_2 = 31,3 + \frac{9 \times 26,1}{10} = 54,8 \text{ kvar}$$

$$\operatorname{tg} \phi_2 = 54,8 \div 53,4 = 1,03$$

$$\cos \phi_2 = 0,70; \sin \phi_2 = 0,71$$

$$I_{B2} = \frac{53,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 220 \times 0,7} = 200 \text{ A}$$

- Quadro QD1:

$$P_1 = P_2 + P_4 = 85,4 \text{ kW}$$

$$Q_1 = Q_2 + Q_4 = 70,2 \text{ kvar}$$

$$\operatorname{tg} \phi_1 = 70,2 \div 85,4 = 0,82$$

$$\cos \phi_1 = 0,77; \sin \phi_1 = 0,64$$

$$I_{B1} = \frac{85,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 220 \times 0,77} = 291 \text{ A}$$

- Quedas de tensão

Em CD1:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \times 291 \times 0,02 \times (0,184 \times 0,77 + 0,0933 \times 0,64) = 1,78 \text{ V}$$

Em CD2:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \times 200 \times 0,05 \times (0,322 \times 0,70 + 0,0963 \times 0,71) = 5,08 \text{ V}$$

Em CD4:

$$\Delta U_4 = 6,89 \text{ V (sem alteração)}$$

Motor:

$$\Delta U_3 = \sqrt{3} \times 86,4 \times 0,025 \times 8,89 \times 0,3 = 9,98 \text{ V}$$

Tab. I – Seções dos condutores

Circuito	$S^{(1)}$ (mm ²)	$r^{(2)}$ (Ω/km)	$x^{(2)}$ (Ω/km)
Motor	2,5 ⁽³⁾	8,89	–
CD2	70	0,322	0,0963
CD4	35	0,629	0,0980
CD1	120	0,184	0,0933

(1) Da tabela 31 da NBR 5410

(2) De catálogo de fabricante

(3) Seção mínima (tabela 43 da NBR 5410)

A queda de tensão nos trechos 1–2–3 será:

$$\Delta U = 1,78 + 5,08 + 9,98 = 16,84 \text{ V} = 7,65\% (< 10\%)$$

Portanto, uma queda inferior ao limite máximo que a NBR 5410 estabelece para o caso. De fato, em 6.5.3.4.4 a norma diz que “o dimensionamento dos condutores que alimentam motores deve ser tal que, durante a partida do motor, a queda de tensão nos terminais do dispositivo de partida não ultrapasse 10% da tensão nominal do mesmo”.

Dimensionamento econômico de condutores

Por menor que seja sua resistência elétrica, os cabos de potência dissipam, na forma de calor, uma parte da energia que transportam da fonte à carga. Essa dissipação de energia ocorre ao longo de toda a vida do cabo, representando um ônus financeiro apreciável, dependendo das características da instalação.

É possível reduzir a perda de energia aumentando-se a seção do condutor. Mas como um cabo de maior seção tem, naturalmente, um custo maior de aquisição, esse custo não pode ser alto o suficiente para anular a economia conseguida com a redução de perdas, ao longo do tempo. Assim, é necessário encontrar uma solução de compromisso entre custo inicial e custo de perdas no tempo.

Para determinar a seção de um condutor, o procedimento usual é recorrer aos seis critérios técnicos de dimensionamento previstos na NBR 5410 [ver artigo “Os seis critérios de dimensionamento de circuitos de BT”]. São eles, resumidamente: seção mínima, capacidade de condução de

corrente, queda de tensão, sobrecarga, curto-circuito e contatos indiretos.

Nesse jogo, o do dimensionamento *técnico*, o objetivo é encontrar a menor seção possível de condutor que satisfaça os seis critérios — vale dizer, sem risco para a segurança, a qualidade e a durabilidade da instalação elétrica. No entanto, quanto menor a seção do condutor, maior a sua resistência elétrica e, conseqüentemente, maior a perda de energia ao longo do circuito. É nesse contexto que surge o critério de dimensionamento econômico, que examinaremos a seguir.

Seção econômica

Os métodos de referência para se determinar a seção econômica de um condutor, para um dado circuito, seja ele de baixa ou de média tensão, constam da publicação IEC 60287-3-2 – *Electric cables – Calculation of the current rating - Part 3: Sections on operating conditions – Section 2: Economic optimization of power cable size*.

A IEC 60287-3-2 apresenta duas alternativas de dimensionamento econômico: o método completo e o método simplificado. Trataremos apenas do método simplificado, por entendermos que ele se aplica, com aproximação suficiente, na maioria dos casos, com a vantagem de requerer uma menor quantidade de cálculos.

As fórmulas envolvidas no método simplificado são as seguintes:

$$SE = \frac{I_B}{C_h C_n} \sqrt{\frac{e}{G'}} \quad (1)$$

onde

$$C_h = \frac{2,66}{\sqrt{H}} \quad (2)$$

$$C_n = \frac{0,69}{\sqrt{1 - 0,937^N}} \quad (3)$$

$$G' = \frac{P_2 - P_1}{S_2 - S_1} \quad (4)$$

sendo:

SE = seção econômica, em mm²;

I_B = corrente de projeto do circuito, em ampères;

e = custo da energia elétrica (ativa), em R\$/kWh;

G' = custo do cabo, em R\$/mm².km;

H = número de horas/ano de funcionamento do circuito;

N = número de anos considerado no cálculo;

P_1, P_2 = preços dos cabos;

S_1, S_2 = seções dos cabos.

Naturalmente, para calcular G' é preciso consultar um fornecedor de cabos e obter seus preços. A tabela I traz, co-

mo exemplo, preços de cabos unipolares, classe de tensão 0,6/1 kV, com isolamento termofixa e cobertura de PVC. [Nota - Os preços não são atuais. Mas o importante não são os valores, em si, e sim o método].

A tabela I também indica os valores de G' , calculados usando-se fórmula (4). A IEC 60287-3-2 recomenda que seja tirada a média dos valores de G' calculados para todas as combinações de seções. No exemplo da tabela I, o valor médio de G' é igual a R\$ 117/mm².km.

Exemplo de aplicação da fórmula para dimensionamento econômico

Suponhamos um circuito, alimentando um quadro de distribuição, constituído por três cabos unipolares com condutor de cobre, isolamento termofixa e cobertura de PVC, dispostos em trifólio, em um leito para cabos. O circuito tem 100 m de comprimento, a temperatura ambiente é de 30°C e a corrente de projeto é de 320 A. Estima-se que esse circuito deverá operar 4000 horas por ano. Decidiu-se que a análise seria feita para um período de 10 anos. O valor da tarifa de energia elétrica considerado é de R\$ 0,036/kWh.

Qual seria, então, a seção econômica de cabo para esse circuito? As características do cabo (cobre, unipolar, isolamento termofixa, cobertura de PVC) correspondem exatamente àquelas do exemplo dado na tabela I. Por isso, o valor médio de G' é o mesmo já citado, isto é,

$$G' = \text{R\$ } 117/\text{mm}^2.\text{km.}$$

Assim, temos:

de (2):

$$C_h = \frac{2,66}{\sqrt{4000}} = 0,0421$$

de (3):

$$C_n = \frac{0,69}{\sqrt{1 - 0,937^{10}}} = 0,998$$

e, finalmente, de (1):

$$SE = \frac{320}{0,0421 \times 0,998} \sqrt{\frac{0,036}{117}} = 134 \text{ mm}^2$$

Neste caso, adota-se a seção padronizada mais próxima — 150 mm², como mostra a tabela I.

E qual seria a seção de cabo, para o circuito-exemplo, seguindo-se apenas os critérios técnicos, de acordo com a NBR 5410?

Vamos considerar aqui, por razões práticas, apenas o critério da capacidade de condução de corrente, supondo os demais automaticamente atendidos (algo perfeitamente plausível, dado o próprio exemplo).

Ora, para se determinar a seção de um cabo pelo crité-

rio da capacidade de condução de corrente (I_z), a NBR 5410 oferece quatro tabelas (31 a 34). O exemplo dado — três cabos unipolares com isolamento termofixa, disposição em trifólio, instalados em leito, temperatura ambiente de 30°C — nos conduz diretamente à coluna 5 da tabela 34. Como a corrente de projeto I_B do nosso exemplo é dada e igual a 320 A, a menor seção de condutor que, no endereço indicado (tabela 34, coluna 5), proporciona uma I_z igual ou superior a I_B é a de 95 mm². O valor de I_z aí indicado é, exatamente, de 328 A.

Portanto, e recapitulando, o dimensionamento técnico resulta em uma seção de 95 mm², com uma I_z de 328 A.

Temos, agora, as duas seções: a o dimensionamento “apenas” técnico (95 mm²) e a do dimensionamento econômico, que nos apontou uma seção de 150 mm². Uma análise econômica que revele qual delas representa realmente o melhor investimento (e não apenas o menor custo inicial, de aquisição, que seria obviamente favorável ao cabo de 95 mm²) deve levar em conta o custo total dessas opções, ao longo da vida do cabo. Isso significa lembrar, mais uma vez, que além do custo inicial, de compra e de instalação, um cabo acarreta custos “operacionais” inevitáveis, que são as perdas de energia inerentes às suas características e à sua missão. Afinal, todo cabo dissipa energia, por efeito Joule. E alguém paga essa energia.

Portanto, estamos falando de

$$Ce = I^2 \cdot R \cdot n \cdot H \cdot e \quad (5)$$

onde:

Ce = custo da energia perdida (dissipada) no cabo, em R\$/ano;

I = corrente que percorre o condutor, em ampères;

R = resistência elétrica do condutor, em ohms;

n = número de condutores do circuito;

H = número de horas de funcionamento do circuito por ano;

e = o mesmo e já visto anteriormente, isto é, tarifa de energia elétrica ativa (R\$/kWh).

O nosso exemplo já inclui todos os ingredientes da expressão, com uma única exceção: a resistência elétrica do condutor. Vamos a ela, pois.

Tab. I – Determinação de G'

Seção (mm ²)	Preço (R\$/km)	G' (R\$/mm ² .km)
25	3169	xx
35	4308	$(4308 - 3169)/(35 - 25) = 114$
50	5969	$(5969 - 4308)/(50 - 35) = 111$
70	8256	114
95	11209	118
120	13976	111
150	17470	116
185	21546	116
240	28964	135

Tab. II – Resistência elétrica de condutores de cobre com classe de encordoamento 2

Seção (mm ²)	Resistência elétrica a 20°C (Ω/km)
25	0,727
35	0,524
50	0,387
70	0,268
95	0,193
120	0,153
150	0,124
185	0,0991
240	0,08

A resistência elétrica oferecida por um material condutor à passagem da corrente elétrica varia com a temperatura, como se sabe. Assim, em que temperatura irão operar os dois cabos?

O gráfico da figura 1 nos dá essa informação. O gráfico indica a temperatura de trabalho do condutor em função da corrente a ele aplicada. A corrente, no caso, é na verdade a relação:

$$n = I_B / I_z$$

Tab. III – Fatores de correção de temperatura para resistência elétrica

Temperatura (°C)	Fator de correção
20	1
30	1,039
40	1,079
50	1,118
60	1,157
70	1,197
80	1,236
90	1,275

Temos I_B . Temos a I_z do cabo de 95 mm². Falta a I_z do cabo de 150 mm². A mesma coluna 5 da tabela 34 da NBR 5410 nos dá, para a seção de 150 mm²,

$$I_z = 444 \text{ A.}$$

[En passant, *note-se que há um equívoco na ilustração da norma referente à coluna em questão. Ao invés de cabos unipolares, o desenho indica cabos bipolares. O mesmo acontece na tabela 33].*

Esses valores de I_z resultam, conseqüentemente, em $n = 320/328 = 0,98$ para o cabo de 95 mm²; e $n = 320/444 = 0,72$ para o cabo de 150 mm².

Voltando à figura 1, agora com n às mãos, verifica-se que o condutor de 95 mm² irá operar a uma temperatura de aproximadamente 90°C. Enquanto a temperatura do condutor de 150 mm² será de 70°C.

Nessa altura, é hora de introduzirmos as tabelas II e III, que permitem determinar a resistência dos condutores sabendo-se a temperatura em que irão trabalhar. Uma é indissociável da outra. A primeira (tabela II) fornece os

Tab. IV – Custos típicos de aquisição e instalação de cabo unipolar (0,6/1 kV, isolamento termofixa, cobertura de PVC)

Seção (mm ²)	R\$/km
25	3169
35	4308
50	5969
70	8256
95	11 209
120	13 976
150	17 470
185	21 546
240	28 964

valores de resistência para diferentes seções de condutores, mas todos referidos a 20°C. Cabe então à tabela III completar a tarefa, informando os fatores de correção que devem ser aplicados aos valores de resistência fornecidos pela tabela II, em função da temperatura real de funcionamento do condutor.

Assim, temos:

- cabo de 95 mm²:
 - resistência elétrica a 20°C (tabela II): 0,193 Ω/km;
 - fator de correção (tabela III) para 90°C: 1,275

Lembrando que o comprimento do circuito é de 0,1 km, vem

$$R_{95} = 0,193 \times 1,275 \times 0,1 = 0,0246 \Omega;$$

- cabo de 150 mm²:
 - resistência elétrica a 20°C (tabela II): 0,124 Ω/km;
 - fator de correção (tabela III) para 70°C: 1,197

Logo,

$$R_{150} = 0,124 \times 1,197 \times 0,1 = 0,0148 \Omega.$$

Agora, completados os ingredientes da expressão (5), podemos determinar o custo da energia perdida anualmente em cada cabo:

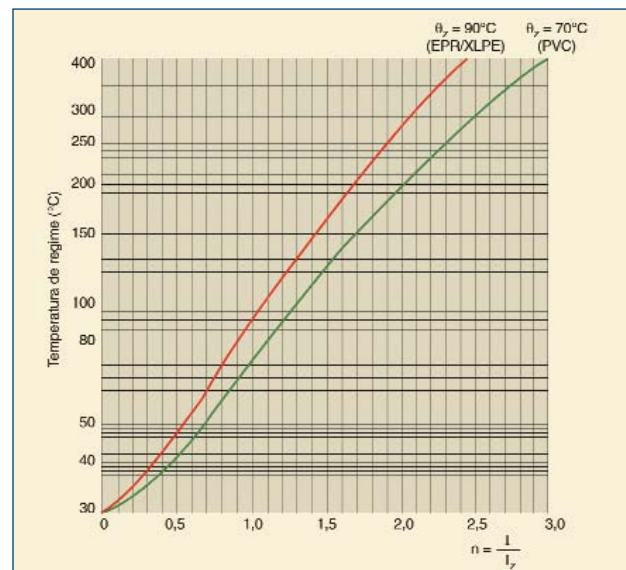


Fig. 1 – Temperatura de trabalho em função da corrente aplicada a um condutor

$$C_e = I^2 \cdot R \cdot n \cdot H \cdot e$$

$$C_{e_{95}} = 320^2 \times 0,0246 \times 3 \times 4000 \times 0,036 \times 10^{-3} = \text{R\$ } 1088,00$$

$$C_{e_{150}} = 320^2 \times 0,0148 \times 3 \times 4000 \times 0,036 \times 10^{-3} = \text{R\$ } 655,00$$

Calculado o montante gasto com as perdas anuais de energia, qual o passo seguinte? Evidentemente, não podemos confrontar de forma direta esse custo, que distribui-se ao longo da vida da instalação, com o custo de aquisição e instalação, que acontece no início da obra

Para um confronto correto, é necessário incluir nessa operação o custo do dinheiro. Para tanto, devemos recorrer ao conceito de valor presente (*VP*), que mostra como os pagamentos futuros da energia, efetuados durante a vida da instalação, podem ser expressos em valores equivalentes no início do projeto. Convertendo os valores futuros em valores presentes, é possível então somá-los aos custos iniciais de aquisição e instalação, isto é, fazer

$$C_t = C_{ci} + VP$$

onde *C_t* representa os custos totais e *C_{ci}* os custos iniciais de aquisição e instalação do cabo.

O valor presente (*VP*) é dado por:

$$VP = C_e \times Q \quad (6)$$

com

$$Q = r \frac{(1 - r^N)}{(1 - r)} \quad (7)$$

e sendo *r*, por sua vez,

$$r = \frac{1}{1 + \frac{i}{100}} \quad (8)$$

e onde

C_e é o mesmo já apresentado, ou seja, o desembolso anual devido às perdas de energia (R\$);

N é o número de anos de funcionamento do circuito (período de análise considerado); e

i é a taxa de juros ao ano (%).

Portanto, vejamos a que custos totais conduz cada uma das opções do nosso exemplo:

1) Cabo dimensionado pelo critério técnico (95 mm²):

- custo inicial de aquisição e instalação:

$$C_{ci} = 3 \times 100 \text{ m} \times \text{R\$ } 11,21/\text{m} \text{ (conforme tabela IV)}$$

$$C_{ci} = \text{R\$ } 3363,00;$$

- custo anual de perda de energia: *C_e* = R\$ 1088,00,

- período de análise considerado:

$$N = 10 \text{ anos,}$$

- taxa de juros ao ano:

$$i = 6\%;$$

- cálculo do valor presente do custo da perda de energia:

$$r = \frac{1}{1 + \frac{6}{100}} = 0,943$$

$$Q = 0,943 \frac{(1 - 0,943^{10})}{(1 - 0,943)} = 7,36$$

$$VP = 1088,00 \times 7,36 = \text{R\$ } 8008,00.$$

- custo total da opção 95 mm²:

$$C_t = \text{R\$ } 3363,00 + \text{R\$ } 8008,00$$

$$C_t = \text{R\$ } 11.371,00.$$

2) Cabo dimensionado pelo critério econômico (150 mm²):

- custo inicial de aquisição e instalação:

$$C_{ci} = 3 \times 100 \text{ m} \times \text{R\$ } 17,47/\text{m} \text{ (tabela IV)}$$

$$C_{ci} = \text{R\$ } 5241,00,$$

- custo anual de perda de energia: *C_e* = R\$ 655,00,

- com o mesmo período de análise e mesma taxa de juros, o valor presente do custo da perda de energia será:

$$VP = 655,00 \times 7,36 = \text{R\$ } 4821,00$$

- custo total da opção 150 mm²:

$$C_t = \text{R\$ } 5241,00 + \text{R\$ } 4821,00$$

$$C_t = \text{R\$ } 10.062,00.$$

Portanto, verifica-se que a seção do cabo determinada pelo critério econômico traz maiores benefícios — se a análise considerar, como demonstrado, não apenas os custos iniciais, imediatos, mas os custos totais incorridos, num prazo mais compatível com a vida útil da instalação. E a vida útil estimada de uma instalação elétrica “normal” é da ordem de 25 a 30 anos.

O período de retorno do investimento, no caso do exemplo, pode ser determinado como segue:

- diferença entre os custos iniciais pelos critérios técnico e econômico:

$$\text{R\$ } 5241 - \text{R\$ } 3363 = \text{R\$ } 1878;$$

- diferença entre os custos de perda de energia dos dois critérios (valor presente):

$$\text{R\$ } 8008 - \text{R\$ } 4821 = \text{R\$ } 3187 \text{ em 10 anos, ou seja,}$$

$$\text{R\$ } 318,7 \text{ por ano.}$$

- período de retorno do investimento:

$$\text{R\$ } 1878/\text{R\$ } 318,7 = 5,9 \text{ anos.}$$