

Dimensionamento e Protecção de Canalizações Eléctricas em Baixa Tensão

**Instalações Eléctricas
3º Ano da Licenciatura em
Engenharia Electrotécnica e Computadores**

**João Paulo Tomé Saraiva
Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores da
FEUP**

Setembro de 2000

Índice

1. Introdução	2
2. Estrutura de uma rede de distribuição de energia eléctrica	3
3. Conceitos base e objectivo	8
4. Corrente de serviço e factor de simultaneidade	12
4.1. Cálculo da corrente de serviço	12
4.2. Exemplos	17
5. Condição de aquecimento	20
6. Secção económica	26
6.1. Posicionamento do problema	26
6.2. Custos de investimento	27
6.3. Custos de exploração	27
6.4. Expressão da secção económica	29
7. Condição de queda de tensão	31
7.1. Cálculo da queda de tensão e aproximações usuais	31
7.2. Exemplo 4	34
8. Protecção contra sobreintensidades	36
8.1. Aspectos gerais	36
8.2. Condição de protecção contra sobrecargas	36
8.3. Condição de protecção contra curto-circuitos	40
8.4. Localização dos aparelhos de protecção contra sobrecargas e contra curto-circuitos	48
8.5. Coordenação das protecções contra sobrecargas e contra curto-circuitos	52
8.6. Selectividade das protecções	53
8.7. Aspectos genéricos sobre protecção de motores	56
9. Exemplo 7	60
Bibliografia	69

1. Introdução

O dimensionamento e protecção de canalizações eléctricas é um dos tópicos fundamentais do programa da disciplina de Instalações Eléctricas que está integrada no 3º ano do currículo da Licenciatura em Engenharia Electrotécnica e Computadores. Esta disciplina abarca um conjunto vasto de temas visto que, para dois dos ramos da licenciatura, ela é, de algum modo, a disciplina terminal da área científica correspondente a sistemas de energia eléctrica. Deste modo, há necessidade de transmitir um conjunto de informações e estudar um conjunto de temas que confirmem a todos os alunos e, em especial, aos dos dois ramos referidos competências no domínio do projecto e dimensionamento de instalações eléctricas. Não sendo possível a este nível, e por razões facilmente compreensíveis, tratar aspectos relacionados com o projecto de instalações de níveis de tensão mais elevados abordam-se apenas temas relacionados com a protecção e dimensionamento de instalações eléctricas em Baixa Tensão. Esta situação decorre ainda do facto de se considerar que poderá ser nesta área que licenciados que optaram por outras especializações poderão, eventualmente, desenvolver alguma actividade profissional.

Por outro lado, o dimensionamento e protecção de instalações eléctricas de baixa tensão é realizado tendo em conta o articulado de diversos regulamentos que constituem textos legais do Estado Português. De entre eles, contam-se o Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Eléctrica, o Regulamento de Segurança de Instalações Colectivas de Edifícios e Entradas e o Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão. Estes regulamentos especificam as condições que deverão ser verificadas para realizar o dimensionamento e protecção das instalações referidas e os seus articulados deverão ser observados visto que conduzem, de algum modo, ao funcionamento e exploração em boas condições dessas instalações. Este carácter normativo tem explicado, de algum modo, a ausência de textos que permitam servir de suporte ao estudo deste tópico. Por outro lado, o carácter normativo referido conduz, com alguma frequência, a uma maior dificuldade de interpretação dos articulados que contribui, também, para tornar mais urgente a disponibilização de textos sobre este tópico. É neste contexto que surge o presente texto de apoio à disciplina de Instalações Eléctricas esperando que possa contribuir para tornar mais fácil a apreensão de conhecimentos nesta área.

2. Estrutura de uma rede de distribuição de energia eléctrica

Os sistemas eléctricos de energia encontram-se estruturados em subsistemas de produção, transmissão de energia em níveis de tensão elevados e distribuição. A separação entre as áreas de transmissão e de distribuição não é fácil de estabelecer verificando-se mesmo que o termo transmissão é bastante genérico no sentido em se realiza transmissão de energia também a nível da distribuição. Por esta razão, em diversas escolas utiliza-se o termo transporte de energia para designar a actividade de transmissão de energia a níveis de tensão elevados entre os locais de produção e locais mais próximos dos centros de consumo. Por outro lado, os níveis de tensão associados à actividade de distribuição de energia eléctrica são também muito variados. Em diversos países considera-se que a actividade de distribuição atinge níveis de tensão incluindo 90 ou 150 kV, reservando-se para o transporte os níveis seguintes. Noutras zonas em que as concentrações de cargas não serão tão elevadas, a rede de transporte encontra-se estabelecida, tipicamente, em tensões correspondentes a 400 kV, 220 kV, 150 kV ou 90 kV estruturando-se a actividade de distribuição em 60 kV, 30 kV, 15 kV a que se juntam as redes em baixa tensão. No sentido de realizar alguma distinção em termos destas redes de distribuição utiliza-se ainda em diversas publicações o termo "Grande Distribuição" ou "Distribuição Primária" para designar as redes que, incluindo-se na actividade de distribuição, correspondem aos seus níveis de tensão mais elevados e que apresentam semelhanças, quer a nível de estrutura topológica quer a nível de exploração, com as práticas comuns nas redes de transporte.

Um outro aspecto que pode ser utilizado para diferenciar os diversos tipos de redes está relacionado com a sua estrutura topológica. A rede de transporte constitui a estrutura fundamental que permite interligar os centros produtores aos grandes centros de consumo pelo que a obtenção de adequados níveis de fiabilidade e segurança de exploração e abastecimento levaram a que, durante muitos anos, muitos investimentos tivessem sido direccionados para esta área. As redes de transporte actuais são caracteristicamente emalhadas e cobrem, em geral de uma forma bastante completa, toda a área geográfica de um país. A obtenção de níveis mais elevados de segurança de exploração explicou a construção de linhas de interligação entre diversos países. Actualmente, num contexto económico e legislativo cada vez mais modificado, este sistema transfronteiriço e transcontinental começa a ser aproveitado para suportar transacções de energia eléctrica no âmbito da implementação de mercados de energia eléctrica.

As redes que se podem denominar de grande distribuição cobrem uma zona geográfica bem delimitada, com grande frequência associada a uma companhia distribuidora, e interligam-se em diversas subestações com a rede de transporte. São redes estabelecidas normalmente em linha aérea e que apresentam, em geral, uma estrutura emalhada. Este emalhamento é contudo menos denso que o existente numa rede de transporte. Em diversas situações, estas redes, apesar de terem estrutura emalhada são exploradas de forma radial. A estrutura emalhada confere capacidade de reconfiguração tornando possível modificar a estrutura topológica em exploração. Desta forma, em caso de defeito torna-se possível reduzir a potência cortada e diminuir os tempos de interrupção do abastecimento.

A partir das redes de grande distribuição encontram-se estabelecidas as redes de distribuição em Média Tensão, normalmente a 30 ou 15 kV, que alimentam Postos de Transformação. Estas redes podem ser aéreas ou subterrâneas. As primeiras são características de zonas rurais em que a densidade de cargas é pouco elevada e em que a fiabilidade e segurança de abastecimento não são tão prementes. Nestas zonas, as redes apresentam estrutura radial pelo que a existência de um defeito implica normalmente tempos de reposição de serviço elevados. Em zonas urbanas as redes são normalmente subterrâneas e podem apresentar uma estrutura topológica emmalhada. Em todo o caso, com grande frequência, apesar de se encontrar presente a estrutura emmalhada, as redes são exploradas em anel aberto. Isto significa que não existem malhas em exploração normal. Em caso de defeito, existe a possibilidade de reconfigurar a rede de forma a garantir que o número de ramos fora de serviço, ou se se pretender, o número de Postos de Transformação cujo serviço foi interrompido seja minimizado. Os Postos de Transformação estão equipados com transformadores que permitem, do seu lado secundário, o desenvolvimento de redes de distribuição em Baixa Tensão.

A título de exemplo, pode referir-se que a cidade do Porto é abastecida a partir de pontos de injeção que se interligam através de subestações com a rede de transporte. Dentro da cidade, existe uma rede subterrânea a 60 kV que abastece um conjunto de subestações a partir das quais se faz o abastecimento da rede de Média Tensão. Esta rede de Média Tensão encontra-se estabelecida em cabos subterrâneos a 15 kV a partir dos quais se alimentam os Postos de Transformação de onde se desenvolvem as redes de distribuição em Baixa Tensão. Na cidade do Porto a rede subterrânea de Média Tensão é muito densa pelo que, apesar de ser explorada em anel aberto, possui uma grande capacidade de reconfiguração. Apenas para se ter uma ideia da dimensão desta rede, note-se que na cidade do Porto existem cerca de 1000 Postos de Transformação.

A partir do lado secundário dos transformadores instalados nos Postos de Transformação desenvolvem-se as redes de distribuição em Baixa Tensão. Neste ponto, e dado que será sobre estas redes que incidirá o nosso estudo, refira-se que uma Rede de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão ou, simplesmente, Rede de Distribuição se encontra definida no número 25 do artigo 3 do Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão como uma "instalação eléctrica de baixa tensão destinada à transmissão de energia eléctrica a partir de um Posto de Transformação ou de uma central geradora, constituída por canalizações principais e ramais". Significa isto que a partir do quadro de baixa tensão dos Postos de Transformação encontram-se estabelecidos um conjunto de canalizações eléctricas que podem alimentar armários de distribuição ou directamente uma portinhola, um quadro de colunas ou um aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização. No primeiro caso, a partir dos armários de distribuição encontram-se estabelecidos ramais. O número 24 do artigo 3 do Regulamento já referido define ramal como uma "canalização eléctrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um Posto de Transformação, do quadro de uma central geradora ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização".

Este ramal alimenta então uma instalação eléctrica que inclui um conjunto de elementos constituintes tal como se pode verificar na Figura 2.1. Nesta figura encontra-se representada esquematicamente uma instalação eléctrica de um edifício estabelecida a partir de um ramal e incluindo uma portinhola, um quadro de colunas, um quadro de

serviços comuns, colunas montantes - principal e derivadas - e caixas de colunas, contadores de energia eléctrica, aparelhos de corte de entrada e quadro de entrada e respectiva instalação de utilização.

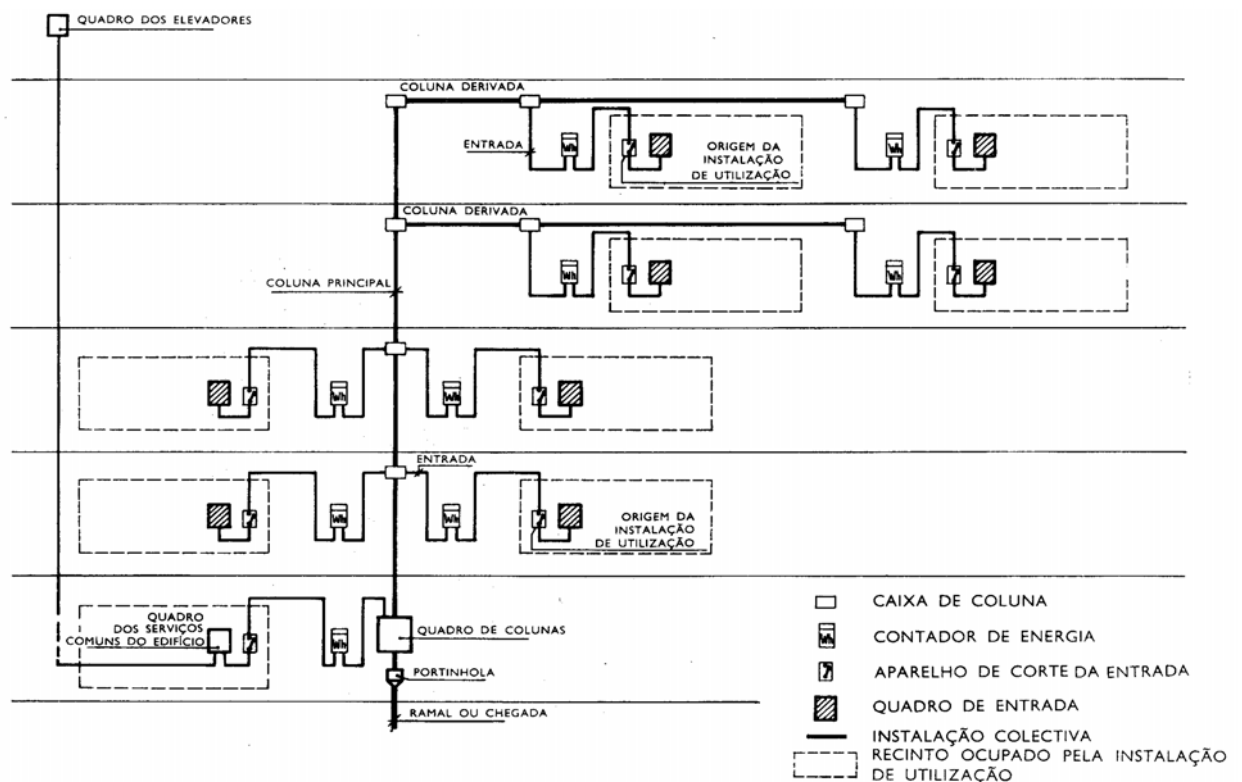


Figura 2.1 - Estrutura da instalação eléctrica de um edifício.

Apresentam-se, em seguida, as definições destes elementos constituintes tal como figuram no Regulamento de Segurança de Instalações Colectivas de Edifícios e Entradas:

- portinhola - quadro onde finda o ramal ou chegada, de que faz parte, e que, em regra, contém os aparelhos de protecção geral contra sobreintensidades das instalações colectivas ou entradas ligadas a jusante (Artigo 6);
- instalação colectiva - instalação eléctrica estabelecida, em regra, no interior de um edifício com o fim de servir instalações de utilização exploradas por entidades diferentes, constituída por um quadro de colunas, colunas e caixas de coluna e tendo início numa ou mais portinholas ou no próprio quadro de colunas (Artigo 7);
- quadro de colunas - quadro onde se concentram os aparelhos de protecção contra sobreintensidades de colunas ou de entradas e que pode ser servido por um ramal, uma chegada ou uma ou mais portinholas, considerando-se como fazendo parte dele as respectivas canalizações de ligação a essas portinholas (Artigo 8). A partir deste quadro de colunas encontram-se estabelecidas as colunas e também a alimentação do quadro de serviços comuns. Esta designação decorre do facto de haver normalmente cargas cujo consumo deverá ser suportado pelos proprietários de todas as restantes instalações de utilização existentes num edifício tais como elevadores, iluminação de entrada,... Por esta razão torna-se necessário agrupar a alimentação destes elementos e dispôr de uma contagem de energia própria;
- coluna principal ou coluna - canalização eléctrica colectiva que tem início no quadro de colunas (Artigo 9);

- coluna derivada - canalização eléctrica que tem início numa caixa de coluna de outra coluna (Artigo 10);
- caixa de coluna - quadro existente numa coluna, principal ou derivada, para ligação de entradas ou de colunas derivadas e contendo ou não os respectivos aparelhos de protecção contra sobreintensidades (Artigo 11);
- entrada - canalização eléctrica de baixa tensão compreendida, nomeadamente, entre:
 - uma caixa de coluna e a origem de uma instalação de utilização;
 - um quadro de colunas e a origem de uma instalação utilização;
 - uma portinhola que sirva uma instalação de utilização e a origem dessa instalação (Artigo 12);
- aparelho de corte de entrada - aparelho de corte intercalado numa entrada e que pode constituir o aparelho de corte geral da respectiva instalação de utilização (Artigo 13). Este aparelho encontra-se normalmente regulado para uma intensidade de corrente correspondente à potência contratada para a instalação de utilização;
- instalação de utilização de energia eléctrica ou, simplesmente, instalação de utilização - instalação eléctrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação de energia eléctrica pela sua transformação noutra forma de energia (Artigo 15);

Como se pode verificar pela análise da Figura 2.1, a instalação eléctrica do edifício inicia-se na portinhola de onde parte a alimentação do Quadro de Colunas. Com origem neste quadro, encontram-se estabelecidas canalizações eléctricas correspondentes às colunas montantes e à alimentação do Quadro de Serviços Comuns. Ao longo das colunas montantes existem caixas de colunas a partir das quais se encontram estabelecidas colunas derivadas para alimentação de instalações de utilização de energia eléctrica. Estas instalações estão dotadas de contagens de energia, de um aparelho de corte de entrada e de um quadro. A partir deste quadro, finalmente, encontram-se estabelecidos os condutores destinados a alimentar as cargas existentes nessa instalação de utilização.

Para além das definições anteriores, os Artigos 17 a 24 fornecem ainda um conjunto de indicações relativas ao quadro de colunas e sua constituição, colunas e caixas de colunas e dimensionamento das colunas de que se destacam os seguintes pontos:

- cada edifício deverá ser dotado de um único quadro de colunas (Artigo 17);
- o quadro de colunas deverá ser dotado de um aparelho de corte geral, de corte omnipolar, e de aparelhos de protecção contra sobreintensidades nas saídas (número 1 do Artigo 18);
- o quadro de colunas deverá ser dotado de um ligador de massa, devidamente identificado, ao qual serão ligados os condutores de protecção das respectivas colunas e entradas (número 2 do Artigo 18);
- as colunas deverão ser estabelecidas nas zonas comuns dos edifícios para utilização colectiva, em locais de fácil acesso sob o ponto de vista de exploração e conservação (Artigo 20);
- nas colunas poderão ser empregadas canalizações dos seguintes tipos (Artigo 21):
 - canalizações fixas, à vista ou ocultas, constituídas por condutores isolados ou cabos, rígidos, protegidos por tubos;
 - canalizações fixas, à vista ou ocultas, constituídas por condutores isolados ou cabos, rígidos, com duas bainhas ou bainha reforçada;
 - canalizações fixas, à vista ou ocultas, constituídas por cabos com armadura;
 - canalizações fixas, à vista ou ocultas, constituídas por condutores nus, condutores isolados ou cabos, protegidos por condutas;

- canalizações fixas, à vista ou ocultas, prefabricadas;
- o Artigo 24 indica as dimensões mínimas dos tubos a utilizar;
- o Artigo 25 fornece indicações relativas ao dimensionamento das secções dos condutores das colunas. O número 1 deste artigo indica que "a secção nominal das colunas deverá ser determinada em função da potência a fornecer às instalações de utilização de energia eléctrica por elas alimentadas e dos respectivos coeficientes de simultaneidade, tendo em atenção as quedas de tensão, as intensidades de corrente máximas na canalização e a selectividade das protecções. O número 3 indica que as colunas deverão ser trifásicas e não ter secção nominal inferior a 10 mm^2 .

Nos pontos seguintes serão desenvolvidos os aspectos relacionados com o dimensionamento da secção dos condutores tendo em conta um conjunto de condições que deverão ser respeitadas.

3. Conceitos base e objectivo

O dimensionamento de uma instalação eléctrica consiste em seleccionar a secção dos condutores a utilizar e as características do aparelho de protecção correspondente de acordo com um conjunto de aspectos de natureza técnica e económica. A resolução de um problema deste género envolve a utilização de um conjunto de conceitos que serão clarificados nos parágrafos seguintes.

Em primeiro lugar, o dimensionamento de uma instalação implica a selecção de um valor de secção que verifique um conjunto de condições de índole técnica. Em todo o caso, a selecção deste valor de secção não pode ser realizado de forma isolada em relação à escolha do aparelho de protecção - fusível ou disjuntor - que será instalado nessa canalização eléctrica. Com efeito, estes aparelhos de protecção têm o seu funcionamento caracterizado por dois valores de intensidade de corrente que deverão ser escolhidos de forma a protegerem o condutor. Isto significa que esses aparelhos de protecção não deverão actuar se o condutor for percorrido por uma intensidade de corrente inferior à correspondente à potência de carga em regime nominal e deverá identificar como sobreintensidades situações em que a intensidade de corrente seja superior a esse valor. Assim, como se verifica, a selecção de um valor de secção dos condutores dependerá da maior intensidade de corrente a alimentar não devendo o aparelho de protecção actuar para esta corrente. Por outro lado, o cabo a instalar apresenta, por aspectos construtivos associados ao seu aquecimento, uma intensidade de corrente máxima admissível que poderá ser ultrapassada por curtos períodos de tempo devendo o aparelho de protecção proceder à sua interrupção se a sobreintensidade for elevada ou, sendo mais baixa, se a sua duração for elevada.

No parágrafo anterior surgiram de forma implícita diversos conceitos que serão utilizados no decorrer deste texto e que se listam em seguida:

- intensidade de corrente de serviço - I_s - é a intensidade de corrente de carga que serve como base ao dimensionamento da instalação e que resulta da alimentação da potência de carga estimada para a instalação considerando a tensão nominal;
- intensidade de corrente máxima admissível - I_Z - esta intensidade de corrente corresponde ao maior valor de corrente que pode circular na canalização eléctrica tendo em conta o facto de as perdas por efeito de Joule no cabo originarem uma sobre-elevação de temperatura. Devido às suas características construtivas os cabos poderão funcionar em regime permanente a uma temperatura máxima que determina, por sua vez, o valor máximo de intensidade de corrente que podem veicular;
- calibre ou valor nominal da protecção - I_n - como se afirmou anteriormente as canalizações eléctricas deverão ser protegidas contra sobreintensidades por fusíveis ou disjuntores. O funcionamento destes aparelhos é caracterizado por uma curva tempo/corrente indicando para cada valor de intensidade de corrente o tempo de actuação respectivo. Deste ponto de vista, o calibre ou valor nominal corresponde ao valor de dimensionamento do aparelho de protecção que este pode suportar em regime permanente sem actuar. Como se compreende, a aparelhos de protecção - fusíveis ou disjuntores - possuindo calibres diferentes correspondem curvas de actuação também diferentes;

- intensidade de corrente convencional de não fusão - I_{nf} - o funcionamento dos aparelhos de protecção é caracterizado, para além do calibre ou valor nominal, pela maior intensidade de corrente que esse aparelho pode suportar durante o tempo convencional sem actuar. De acordo com a normalização existente, o tempo convencional é de 1 hora para fusíveis com calibre até 63 A, é de 2 horas para calibres entre 63 e 160 A, é de 3 horas para calibres entre 160 e 400 A e é de 4 horas para calibres superiores a 400 A;
- intensidade de corrente convencional de fusão - I_f - finalmente, o funcionamento dos aparelhos de protecção é ainda caracterizado pelo valor da intensidade de corrente que deverá percorrer o aparelho de modo que este actue num tempo não superior ao tempo convencional;
- o dimensionamento da instalação, isto é, a selecção da secção a adoptar e do respectivo aparelho de protecção deverá realizar-se de modo a manter uma qualidade de serviço aceitável. A qualidade de serviço pode ser avaliada sob diversos aspectos. Sem preocupação de exaustão, a avaliação pode ser realizada tendo em conta a presença e importância de harmónicos e inter-harmónicos, efeito de Flicker, oscilações de tensão e microcortes, número de interrupções de serviço curtas e longas ou energia não alimentada. Estes critérios de avaliação são aqui referidos apenas a título informativo dado que serão abordados noutras disciplinas da licenciatura.

Os aspectos relacionados com a qualidade de serviço têm vindo a ganhar uma importância crescente nos anos mais recentes tendo em conta a introdução de mecanismos de mercado no sector eléctrico e a consequente necessidade de disponibilizar um produto possuindo uma relação qualidade/preço adequada. Por outro lado, verifica-se que a dependência do consumo de energia eléctrica é crescente tendo em conta, nomeadamente, a existência de cada vez mais aparelhos de utilização que apresentam exigências particulares em relação à tensão disponibilizada pela rede. A contrapor a este aspecto, é também crescente o número de aparelhos cujo funcionamento contribui para degradar a qualidade de serviço avaliada por algum dos aspectos referidos de início. Compreende-se, assim, que este aspecto tenha vindo a merecer uma atenção crescente no âmbito das redes eléctricas.

Em relação, em particular, a redes de distribuição de energia em baixa tensão a preocupação com diversos fenómenos que podem contribuir para degradar a qualidade de serviço não é tão directa quer porque não é tão usual a presença de cargas geradoras de harmónicos, inter-harmónicos ou efeito de Flicker, por exemplo, apesar da possibilidade da sua propagação pela rede, quer porque se poderá responder e evitar as consequências de diversos destes aspectos actuando directamente nos locais onde se situam os equipamentos perturbadores. A este respeito, o dimensionamento e instalação de filtros sintonizados para frequências harmónicas a instalar nos locais onde existam equipamentos perturbadores constitui um bom exemplo desta prática.

Desta forma, a regulamentação existente apenas impõe que a queda de tensão em qualquer ponto da rede não ultrapasse um limite máximo que se encontra definido. Como se compreende, a comparação com o limite máximo admissível deverá realizar-se utilizando o valor da queda de tensão no ponto onde a tensão seja mais baixa, isto é, utilizando o maior valor da queda de tensão. Sendo a rede radial o ponto em que a tensão é mais baixa, ou seja, em que a queda de tensão é mais elevada, corresponde a um ponto extremo da instalação. A queda de tensão será referenciada neste texto por $\Delta|U|$ e a queda de tensão máxima admissível será representada por $\varepsilon.U_{ns}$ em que U_{ns} representa a tensão nominal simples da instalação e ε corresponde a uma percentagem definida em regulamentos;

Como se referiu anteriormente o problema de selecção da secção encontra-se associado à selecção do calibre do aparelho de protecção. Assim, o problema completo poderá ser formalizado da seguinte forma:

Determinar a **secção** dos condutores e o **calibre da protecção** a utilizar na instalação, satisfazendo as seguintes condições:

$$I_S \leq I_Z \quad (3.1)$$

$$\Delta U \leq \varepsilon.U_{ns} \quad (3.2)$$

Protecção contra sobreintensidades

Secções mínimas impostas regulamentarmente

Nesta formulação geral, a condição (3.1) corresponde à condição de aquecimento indicando que deverá ser seleccionado um condutor possuindo uma secção que, em regime permanente, possa veicular a intensidade de corrente de serviço da instalação.

A condição (3.2) está associada à condição de queda de tensão significando que a queda de tensão mais elevada que pode ocorrer na instalação não pode, em qualquer caso, ultrapassar um limite máximo estabelecido como uma percentagem da tensão nominal simples.

Por outro lado, o problema de dimensionamento deverá atender à necessidade de proteger a instalação contra situações de sobreintensidade, isto é, em que a intensidade de corrente é superior à intensidade de serviço. Estas situações encontram-se subdivididas em sobrecargas e curto-circuitos. Nas primeiras, a intensidade de corrente é pouco superior à intensidade de corrente de serviço. Estes regimes poderão ser suportados durante um período de tempo limitado pela instalação mas deverão ser detectadas dando origem à actuação dos aparelhos de protecção se o problema persistir. As situações de curto-circuito correspondem a valores da intensidade de corrente bastante mais elevados devendo, neste caso, garantir-se que os aparelhos de protecção actuam de forma suficientemente rápida. Devido à natureza e gamas de valores diferentes associadas às situações de sobrecarga e de curto-circuito, as condições de protecção impostas regulamentarmente são também diferentes.

Finalmente, os textos regulamentares impõem valores mínimos para a secção dos condutores de cabos em ramais de entrada e em colunas montantes. Assim, o número 3 do Artigo 25 do Regulamento de Segurança de Instalações Colectivas de Edifícios e Entradas impõe que a secção das colunas montantes deverá ser não inferior a 10 mm^2 indicando ainda que estas deverão ser trifásicas. O número 3 do Artigo 36 do mesmo Regulamento indica também que nos ramais de entrada destinados a alimentar locais residenciais ou de uso profissional não poderão ser utilizados condutores com secção nominal inferior a 4 mm^2 . Finalmente, o número 2 do Artigo 25 deste Regulamento indica ainda que a secção nominal das colunas montantes deverá ser, pelo menos, igual à dos condutores de entrada que dela derivam.

4. Corrente de serviço e factor de simultaneidade

4.1. Cálculo da corrente de serviço

Como foi já referido, o dimensionamento de uma instalação eléctrica utiliza o valor da intensidade de corrente de serviço como valor base de partida. Esta intensidade de corrente corresponde à potência a alimentar à tensão nominal e corresponderá ao valor máximo que, em regime permanente, se estima que as cargas irão absorver em simultâneo. O valor da intensidade de corrente de serviço é determinado estimando as potências de carga ou, mais concretamente, a potência aparente de carga da instalação. Em seguida, a intensidade de corrente nos condutores de fase de uma rede suposta trifásica e alimentando cargas equilibradas é dada pela expressão (4.1). Se se optar por uma rede monofásica, a intensidade de corrente de serviço é dada por (4.2).

$$I_S = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{nc}} \quad (4.1)$$

$$I_S = \frac{S}{U_{ns}} \quad (4.2)$$

Nesta expressão U_{nc} e U_{ns} representam, respectivamente, a tensão nominal composta e nominal simples da instalação. A potência aparente S da instalação é determinada com facilidade em instalação estabelecidas em locais residenciais ou de uso profissional. Com efeito, nestes casos pode considerar-se sem cometer erros elevados que as cargas são tipicamente de natureza resistiva pelo que o seu factor de potência se pode considerar unitário. Sendo assim, deverá ser apenas estimada a potência das cargas a instalar para diversos fins - aquecimento, iluminação, tomadas de usos gerais e de cozinha, por exemplo. A este respeito o Artigo 435 do Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Eléctrica fornece um conjunto de indicações relativas às potências mínimas a considerar em locais residenciais ou de uso profissional.

O valor assim calculado dá origem à potência a contratar à entidade distribuidora devendo optar-se, considerando contratos em Baixa Tensão em regime trifásico, por 1,15, 3,45, 6,9, 10,35, 13,8, 17,25 ou 20,7 kVA. Estes valores de potência contratada estão associados a valores de intensidade de corrente para o qual são regulados os aparelhos de corte de entrada existentes no início da instalação. Estes aparelhos detectam situações em que a intensidade de corrente de carga é superior à correspondente à potência contratada promovendo, nestes casos, a abertura do disjuntor de entrada. Este aparelho de corte funciona, portanto, como um limitador de potência.

Às potências contratadas referidas no parágrafo anterior correspondem, por outro lado, valores de taxa de potência crescente. A taxa de potência pode ser interpretada como uma verba a pagar à entidade distribuidora por esta disponibilizar um serviço aos consumidores e por existirem encargos com exploração e manutenção da rede eléctrica. Convém ainda salientar que a soma das potências das cargas existentes numa instalação, por exemplo de habitação, são normalmente superiores à potência contratada sem que daí decorra de imediato a actuação do aparelho de corte de entrada. Com

efeito, estas cargas não apresentam, em geral, uma utilização simultânea pelo que a actuação do aparelho referido só ocorre se as potências das cargas ligadas simultaneamente corresponder a um valor superior ao contratado. Em geral, uma distribuição adequada das cargas pelas fases tendo em conta o seu valor e a simultaneidade da sua utilização revela-se útil visto que permite optar por valores de potências contratadas não demasiadamente elevados.

Consideremos, agora, que se pretende dimensionar o ramal ou a coluna, ou colunas, montantes destinadas a alimentar um conjunto de instalações eléctricas estabelecidas em locais residenciais ou de uso profissional. Consideremos que, para cada uma das instalações consideradas isoladamente, foi já seleccionado o valor da potência contratada. O Regulamento de Segurança de Instalações Colectivas de Edifícios e Entradas permite que o dimensionamento dessas colunas montantes seja realizado para uma intensidade de corrente de serviço correspondente a um valor inferior aquele que resulta da soma das intensidades de corrente de serviço das instalações de utilização situadas a jusante. Este factor multiplicativo denomina-se Factor de Simultaneidade correspondendo a um valor inferior à unidade - tal como se pode verificar na Tabela 4.1 - que depende exactamente do número de instalações situadas a jusante deste ponto da instalação.

A possibilidade de utilização destes valores deve-se ao facto de se considerar que a utilização das cargas existentes a jusante de um dado ponto de uma instalação eléctrica não é, em geral, simultânea. Assim, não fará sentido dimensionar a instalação para uma intensidade de corrente de serviço associada à soma das potências de carga. Não só o investimento seria muito mais elevado como também os períodos em que todas as cargas estivessem ligadas em simultâneo seriam muito curtos ou mesmo inexistentes.

Número de instalações a jusante	Coefficiente de Simultaneidade
até 4	1,00
5 a 9	0,78
10 a 14	0,63
15 a 19	0,53
20 a 24	0,49
25 a 29	0,46
30 a 34	0,44
35 a 39	0,42
40 a 49	0,41
50 e mais	0,40

Tabela 4.1 - Coeficiente de simultaneidade.

De acordo com o número 6 do Artigo 25 do Regulamento de Segurança de Instalações Colectivas de Edifícios e Entradas os valores a utilizar para o Factor de Simultaneidade não deverão ser inferiores aos indicados nesta tabela. Isto significa que os valores indicados devem ser interpretados como as maiores reduções permitidas à soma das

potências contratadas das instalações de utilização situadas a jusante. Assim, se forem conhecidos elementos que indiquem que existirá uma utilização mais simultânea das potências de carga deverão ser adoptados, como se compreende, valores mais elevados para o Factor de Simultaneidade que, numa situação extrema, poderá assumir o valor 1.00. Se tal não for feito, isto é, se a instalação for dimensionada para uma potência excessivamente baixa tendo em conta a simultaneidade da utilização das cargas a ela ligadas os condutores ficarão sujeitos a situações de sobrecarga que serão detectadas e interrompidas pelos aparelhos de protecção respectivos.

A este respeito, nas Figuras 4.1 a 4.4 estão representados diagramas de carga de diversas cargas, consumidores e conjuntos de consumidores que nos permitem compreender melhor o interesse associado à utilização do factor de simultaneidade.

Assim, na Figura 4.1 apresenta-se o diagrama de carga de um consumidor doméstico podendo nota-se que, ao longo do dia, existem períodos em que ocorrem picos de carga devidos a aparelhos de utilização que são utilizados de forma não contínua. Os diagramas de carga apresentados na Figura 4.2 permitem exemplificar o que ocorre, por exemplo, com a carga associada a termoacumuladores. Nessa Figura estão representados os diagramas de carga de três termoacumuladores considerados individualmente. Pode verificar-se que, em qualquer dos casos, a absorção de intensidade de corrente não é contínua existindo intervalos de tempo em que se procede ao aquecimento. Este tipo de descontinuidades refletem-se, depois, no diagrama de cargas das instalações domésticas tal como se referiu em relação à Figura 4.1. Nos diagramas da Figura 4.2 pode, ainda, notar-se que os intervalos de tempo em que, em cada aparelho, se procede ao aquecimento, e portanto à absorção de corrente eléctrica, podem variar de instalação para instalação. Este facto pode ser traduzido por outras palavras considerando-se que não existe, afinal, simultaneidade na utilização das cargas ligadas a uma instalação.

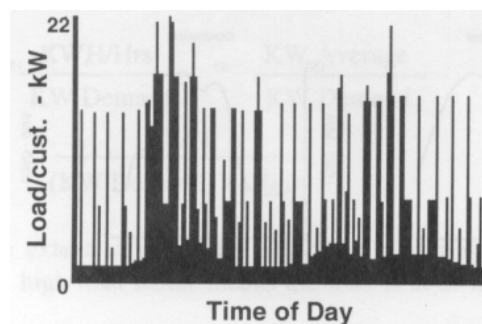


Figura 4.1 - Diagrama de carga de um consumidor doméstico num dia de inverno.



Figura 4.2 - Diagramas de carga de três termoacumuladores considerados individualmente em dias de inverno.

A não simultaneidade associada à utilização das cargas já referida no parágrafo anterior encontra-se ilustrada de forma evidente nos diagramas de carga associados a conjuntos de 2, de 5 e de 50 termoacumuladores, representados na Figura 4.3. Em relação ao diagrama do lado esquerdo pode notar-se que apesar de cada termoacumulador ter uma potência de 5 kW são muito curtos os intervalos de tempo em que os dois aparelhos se encontram simultaneamente ligados. A diferença entre a soma das potências dos aparelhos e a potência de pico da instalação é notória nos dois restantes diagramas de carga. Repare-se que o diagrama apresentado no centro da Figura se refere a 5 aparelhos pelo que a soma das suas potências é 25 kW. Em todo o caso, a potência de pico, isto é, a potência que em simultâneo é utilizado corresponde apenas a 20 kW. Esta situação é ainda mais evidente no diagrama da direita. Neste caso, a soma das potências dos aparelhos é de 250 kW enquanto que a potência simultânea não atinge sequer 100 kW.

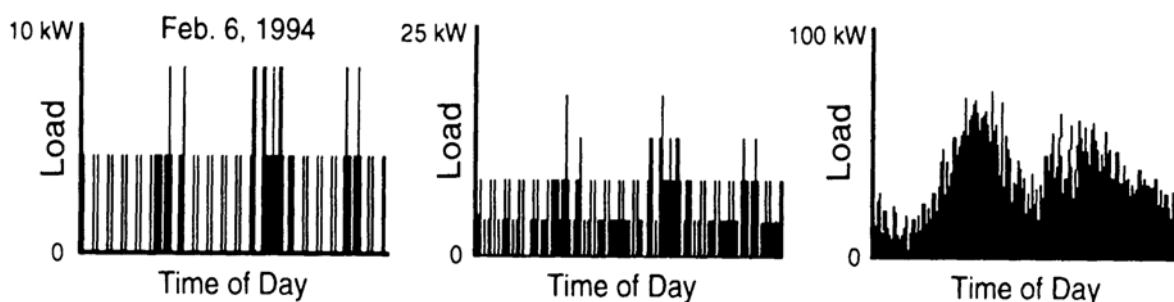


Figura 4.3 - Diagrama de carga de um conjunto de dois, de cinco e de cinquenta termoacumuladores - da esquerda para a direita - num dia de inverno.

A não simultaneidade associada à utilização dos diversos aparelhos de utilização reflete-se, em seguida, nas potências associadas a instalações domésticas. A este respeito, na Figura 4.4 estão representados os diagramas de carga de 2, 5, 20 e 100 habitações. Nesta Figura o eixo vertical apresenta a potência em termos da carga pedida em média por cada consumidor. Assim, de acordo com estes quatro diagramas de cargas, as potências de pico de cada conjunto de instalações têm os seguintes valores:

- $2 \times 22 = 44$ kW se se considerarem 2 habitações;
- $5 \times 15 = 75$ kW se se considerarem 5 habitações;
- inferior a $20 \times 15 = 300$ kW se se considerarem 20 habitações;
- inferior a $100 \times 15 = 1500$ kW se se considerarem 100 habitações;

Deste modo, pode constatar-se que a não simultaneidade associada à utilização das cargas dentro de cada habitação permite que exista uma diferença elevada e crescente entre a soma das potências nominais dos aparelhos existentes em todas as instalações e a potência que é efectivamente consumida em cada instante. Esta não simultaneidade é ainda responsável pelo "alisamento" progressivo do diagrama de cargas resultante à medida que esse diagrama de cargas se refere a um número cada vez mais elevado de instalações. Este aspecto contribui para tornar mais facilmente previsível as potências de carga facilitando a exploração das redes eléctricas.

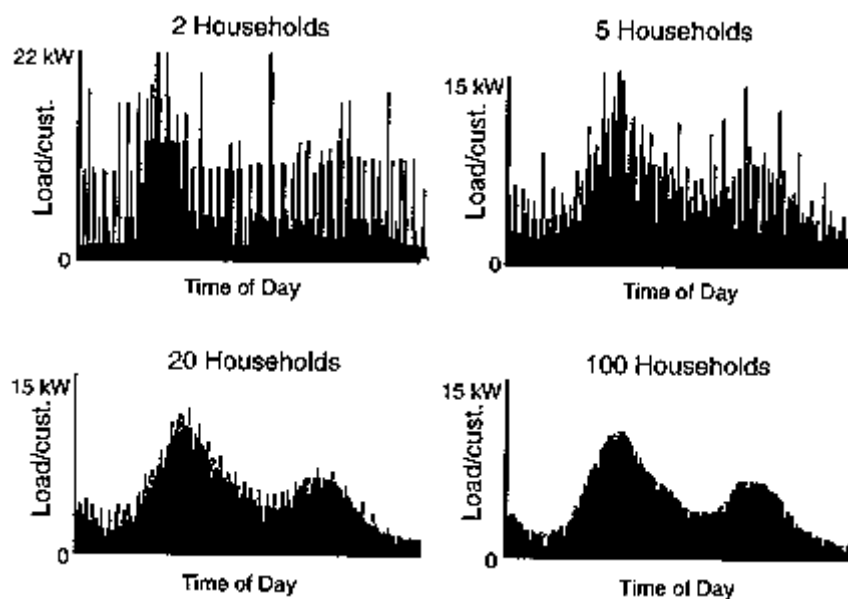


Figura 4.4 - Diagramas de cargas de conjuntos de 2, 5, 20 e 100 instalações domésticas.

O carácter não simultâneo já referido e associado à utilização das cargas é contabilizado pelo Factor de Simultaneidade. Na Figura 4.5 está representado sob forma gráfica a evolução aceitável do Factor de Simultaneidade tendo em conta o número de instalações de utilização situadas a jusante. Este valor, lido no eixo do lado direito, assume um valor unitário para um pequeno número de instalações diminuindo, de início de forma acentuada, à medida que o número de instalações aumenta. No eixo do lado esquerdo é indicada a potência por consumidor supondo que cada consumidor apresenta uma potência instalada de 22 kW.

Assim, se se pretendesse obter o valor da potência de pico associada a uma rede possuindo, por exemplo, 100 consumidores a jusante bastaria multiplicar o número de consumidores pela potência simultânea por consumidor lida no eixo do lado esquerdo. Neste caso, para 100 consumidores a potência simultânea por consumidor é cerca de 11 kW pelo que a carga dessa rede seria de 1100 kW. Repare-se que este valor corresponde a metade da soma das potências instaladas nesses 100 consumidores ($100 \times 22 = 2200$ kW). A finalizar, isto significa ainda que os condutores dessa rede não precisariam ser dimensionados para poderem veicular a potência de 2200 kW. Seria suficiente, de acordo com a simultaneidade associada à utilização das cargas, realizar esse dimensionamento para uma potência de 1100 kW.

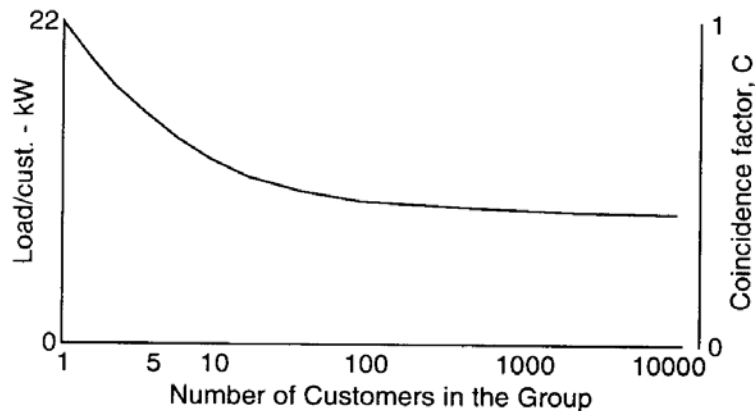


Figura 4.5 - Evolução do factor de simultaneidade em função do número de instalações a jusante.

4.2. Exemplos

Exemplo 1. Determinação da Intensidade de Corrente de Serviço

Consideremos uma coluna montante que alimentará dez habitações onde existem instalações de utilização de energia eléctrica. Para cada uma destas instalações foi contratada a potência de 13.8 kVA em regime trifásico. Nestas condições, a potência que servirá de base ao dimensionamento da coluna montante é dada por (4.3). Na determinação desta potência foi utilizado, de acordo com a Tabela 4.1, o valor 0.63 para o coeficiente de simultaneidade uma vez que existem 10 ou mais instalações de utilização a jusante. Finalmente, utilizando esta potência, a intensidade de corrente de serviço é dada por (4.4).

$$S = 0,63 \cdot 10 \cdot 13,8 = 86,94 \text{ kVA} \quad (4.3)$$

$$I_s = \frac{86940}{3 \cdot 230} = 126,0 \text{ A} \quad (4.4)$$

Exemplo 2. Determinação da Intensidade de Corrente de Serviço

Consideremos, agora, um edifício em que existem duas colunas montantes cada uma delas alimentando, tal como no Exemplo 1, dez habitações possuindo cada uma uma potência contratada em regime trifásico de 13,8 kVA. Por outro lado, encontra-se ainda prevista a existência de um quadro de serviços comuns possuindo uma potência contratada de 10,35 kVA em regime trifásico.

Em relação a esta situação é possível calcular a intensidade de corrente de serviço em cada uma das colunas e, ainda, a intensidade de corrente de serviço no ramal que alimentará o quadro de colunas. A intensidade de corrente de serviço em cada coluna montante é igual ao valor calculado no Exemplo 1. Com efeito, a jusante de cada coluna existem 10 instalações de utilização pelo que o valor do coeficiente de simultaneidade é de 0.63.

A potência que servirá de base ao dimensionamento do ramal de alimentação do quadro de colunas é dada por (4.5). Nesta expressão pode notar-se que o valor do factor de simultaneidade corresponde a 20 instalações existentes a jusante (10 de cada coluna montante) e que a potência associada ao quadro de serviços comuns não é afectada por este factor. Apesar de não existir doutrina estabelecida em relação a este aspecto, esta opção é explicada pelo facto de esta potência apresentar uma utilização diferente das potências contratadas para as instalações existentes nas habitações. A intensidade de corrente de serviço no ramal é, então, dada por (4.6).

$$S = 0,49.20.13,8 + 10,35 = 145,59 \text{ kVA} \quad (4.5)$$

$$I_s = \frac{145590}{3.230} = 211,0 \text{ A} \quad (4.6)$$

Por último, deve notar-se que as intensidades de corrente de serviço nas colunas montantes (126 A em cada uma) não são utilizadas no cálculo da intensidade de corrente de serviço no ramal. Se essas intensidades fossem utilizadas seríamos conduzidos a uma intensidade dada por (4.7). Nesta expressão, o valor 1.0 corresponde ao valor do factor de simultaneidade associado a 3 instalações (duas colunas montantes e quadro de colunas). O cálculo assim realizado é incorrecto já que os valores das potências contratadas para as habitações seriam afectados duas vezes por factores de simultaneidade.

$$I_s = \frac{1,0.(86940 + 86940 + 10350)}{3.230} = \frac{184230}{3.230} = 267 \text{ A} \quad (4.7)$$

Exemplo 3. Determinação da Intensidade de Corrente de Serviço

Consideremos, agora, a rede eléctrica que se encontra esquematizada na Figura 4.6.

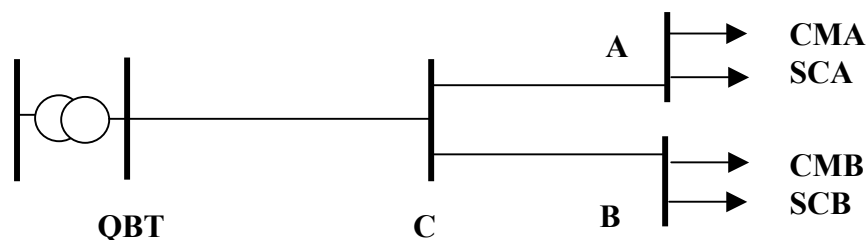


Figura 4.6 - Representação esquemática de uma rede de distribuição de energia eléctrica.

Esta rede alimenta dois edifícios possuindo cada um deles 8 habitações (13.8 kVA de potência contratada em regime trifásico, cada uma) e serviços comuns (10,35 kVA de potência contratada em regime trifásico). Em cada um deles existe uma coluna montante - CMA e CMB - a partir das quais são derivadas as alimentações para as habitações. Os dois quadros de colunas - A e B - são alimentados a partir de um armário de distribuição - C - que, por sua vez, é alimentado a partir do quadro de um Posto de Transformação - QBT.

As intensidades de corrente de serviço das colunas montantes CMA e CMB em cada edifício, dos ramais CA e CB e da canalização QBTC são dadas por (4.8), (4.9), (4.10), (4.11) e (4.12).

$$I_{S-CMA} = \frac{0,78.13800.8}{3.230} = \frac{86112}{3.230} = 124,8 \text{ A} \quad (4.8)$$

$$I_{S-CMB} = \frac{0,78.13800.8}{3.230} = \frac{86112}{3.230} = 124,8 \text{ A} \quad (4.9)$$

$$I_{S-CA} = \frac{0,78.13800.8 + 10350}{3.230} = \frac{96462}{3.230} = 139,8 \text{ A} \quad (4.10)$$

$$I_{S-CB} = \frac{0,78.13800.8 + 10350}{3.230} = \frac{96462}{3.230} = 139,8 \text{ A} \quad (4.11)$$

$$I_{S-QBTC} = \frac{0,53.13800.16 + 10350.2}{3.230} = \frac{137724}{3.230} = 199,6 \text{ A} \quad (4.12)$$

Em relação a estas expressões convém salientar que 0.78 e 0.53 são os valores do coeficiente de simultaneidade correspondentes a 8 instalações e a 16 instalações a jusante. Em relação à potência que sevirá de base ao dimensionamento do ramal entre o QBT e o armário C pode notar-se que, tal como no Exemplo 2, se optou por não afectar as potências contratadas para os quadros de serviços comuns pelo factor de simultaneidade.

5. Condição de aquecimento

Após determinar o valor da intensidade de corrente de serviço, I_S , da canalização a dimensionar é possível obter uma primeira indicação relativa ao valor da secção a adoptar tendo em conta a condição de aquecimento dos condutores. Esta condição indica que a secção a utilizar deverá estar associada a uma intensidade de corrente máxima admissível, I_Z , que seja não inferior à intensidade de corrente de serviço (5.1). A necessidade de imposição desta condição resulta de os cabos, tendo em conta os seus aspectos construtivos e problemas térmicos associados, possuírem uma intensidade de corrente máxima que podem veicular em regime permanente sem sofrerem qualquer degradação. Desta forma, resulta claro que a intensidade I_Z não poderá ser inferior a I_S sob pena de, algum tempo após a entrada em funcionamento da instalação, este acréscimo de corrente determinar um aquecimento excessivo do cabo e a sua consequente degradação.

$$I_S \leq I_Z \quad (5.1)$$

secção mm ²	COBRE					
	1 condutor		2 condutores		3 condutores	
	Tipo de instalação					
	enterrado	ao ar	enterrado	ao ar	enterrado	ao ar
1,5	34	27	30	22	25	20
2.5	45	36	40	30	35	28
4	60	48	50	40	45	36
6	75	60	65	50	60	48
10	105	85	90	70	80	65
16	135	110	120	95	110	90
25	180	145	155	125	135	110
35	225	180	185	150	165	130
50	260	210	220	180	190	150
70	345	275	280	225	245	195
95	410	330	335	270	295	235
120	485	390	380	305	340	270
150	550	440	435	350	390	310
185	630	505	490	390	445	355
240	740	595	570	455	515	410
300	855	685	640	510	590	470
400	1015	820	760	610	700	560
500	1170	935	-	-	-	-

Tabela 5.1 - Intensidades de corrente máxima admissível em A em cabos tipo VAV e VV.

A este propósito convém salientar que os fabricantes de cabos eléctricos disponibilizam tabelas contendo, para diversos tipos de cabos e condições de instalação, os valores respectivos de intensidade máxima admissível. As Tabelas 5.1 e 5.2 contêm informação relativa a estas intensidades de corrente para condutores de cobre e de alumínio instalados ao ar ou enterrados e, ainda, para cabos monocondutores, para cabos constituídos por dois condutores ou por três condutores. Os valores de intensidade de corrente referidos são indicados para cada uma destas situações em função das secções normalizadas cujos valores figuram na primeira coluna de cada uma das tabelas.

secção mm ²	Alumínio					
	1 condutor		2 condutores		3 condutores	
	Instalação					
	enterrado	ao ar	enterrado	ao ar	enterrado	ao ar
1,5	-	-	-	-	-	-
2.5	-	-	-	-	-	-
4	48	38	40	32	35	29
6	60	48	50	40	48	38
10	85	70	70	55	65	50
16	110	90	95	75	90	70
25	145	115	125	100	110	90
35	185	145	150	120	130	105
50	210	170	175	145	150	120
70	275	220	225	180	195	155
95	330	265	270	215	235	190
120	390	310	305	245	270	215
150	440	350	350	280	310	250
185	505	405	390	310	355	285
240	590	475	455	365	410	330
300	685	550	510	410	470	375
400	810	655	610	490	580	450
500	935	750	-	-	-	-

Tabela 5.2 - Intensidades de corrente máxima admissível em A em cabos tipo LSVAV e LSVV.

Por outro lado, surgem com frequência situações de instalação diferentes das que estão subjacentes à determinação dos valores de intensidade de corrente máxima admissível indicados nas Tabelas 5.1 ou 5.2. Isto significa que os valores constantes destas tabelas foram obtidos ou calculados em condições de instalação bem definidas de que resultam condições de aquecimento, ou se se pretender de arrefecimento dos cabos, também bem definidas. Portanto, se as condições de instalação forem diferentes das consideradas para a determinação dos valores indicados nas Tabelas 5.1 e 5.2, as condições de aquecimento dos condutores serão também modificadas pelo que será natural a alteração dos valores de intensidade de corrente máxima admissível.

As alterações aos valores das intensidades de corrente máxima admissível indicadas nas Tabelas 5.1 e 5.2 são realizadas adoptando Factores de Correção que dependem das condições particulares de estabelecimento da instalação.

A Tabela 5.3 indica os factores de correção a utilizar se na mesma vala se encontrar enterrado não apenas um mas 2 ou mais cabos. A título de exemplo, a intensidade I_Z associada a um cabo tripolar de cobre enterrado com secção de 95 mm^2 é 295 A (valor lido na penúltima coluna da Tabela 5.1. para a secção indicada). Se existirem na mesma vala mais dois cabos considera-se que as condições de aquecimento do cabo referido foram alteradas no sentido em que o cabo em causa poderá dissipar com menos facilidade as suas perdas por efeito de Joule. Este facto é contabilizado diminuindo o valor de I_Z para 80% do valor lido na Tabela 5.1. Assim, atendendo a esta situação particular de instalação, a intensidade de corrente máxima admissível a considerar para o cabo não é 295 A mas sim 236 A.

Número de cabos	Factor de correção
2	0,90
3	0,80
4	0,75
5	0,70
6	0,65
8	0,62
10	0,60

Tabela 5.3 - Factores de correção da intensidade de corrente máxima admissível para cabos enterrados em grupos.

Em algumas situações pode optar-se pela instalação de um conjunto de cabos monopolares em vez de um cabo trifásico. Nestas condições, a existência de mais de um conjunto de cabos monopolares provoca igualmente uma degradação das condições de arrefecimento pelo que os valores constantes na segunda coluna das Tabelas 5.1 e 5.2 deverão ser multiplicados pelo factor de correção indicado na Tabela 5.4.

Número de sistemas	Factor de correção
2	0,80
3	0,75
4	0,70

Tabela 5.4 - Factores de correção da intensidade de corrente máxima admissível para sistemas de cabos monopolares enterrados em grupos.

A Tabela 5.5 inclui os valores do Factor de Correção a considerar para cabos instalados ao ar. De forma análoga ao referido em relação à Tabela 5.3, também neste caso se considera que a existência de vários cabos próximos uns dos outros dificulta o seu arrefecimento pelo que este facto se deverá traduzir na diminuição da sua intensidade de corrente máxima admissível, I_Z . Esta tabela encontra-se organizada em

termos do número de cabos que se encontram próximos (até 3 e de 4 a 6) e em termos da distância entre os cabos. Em relação à distância são consideradas duas situações: os cabos encontram-se a distâncias inferiores ao seu diâmetro ou a distância é igual ou superior ao diâmetro. A título de exemplo, consideremos uma instalação eléctrica estabelecida ao ar em que os condutores se encontram colocados sobre suportes metálicos ao longos das paredes de um edifício. Consideremos, ainda, que num desses suportes estão instalados 3 cabos de cobre de 120 mm^2 e que a distância entre eles é inferior ao diâmetro. De acordo com a Tabela 5.1, a intensidade I_Z de um cabo de cobre de 120 mm^2 é 270 A (última coluna da Tabela 5.1 para a secção indicada). Dado que existem três cabos instalados com distâncias inferiores ao diâmetro este valor será reduzido para 80%, isto é, o valor de I_Z a considerar é de 216 A.

Distância entre cabos	Número de cabos	
	até 3	4 a 6
Inferior ao diâmetro	0.80	0.75
Igual ou superior ao diâmetro	0.95	0.90

Tabela 5.5 - Factores de correcção da intensidade de corrente máxima admissível para cabos instalados ao ar em função da distância entre cabos.

Finalmente, a Tabela 5.6. indica os valores dos Factores de Correcção a considerar para cabos instalados ao ar tendo em conta a temperatura ambiente no local da instalação. Este factor de correcção resulta do facto de os valores de intensidade de corrente máxima admissível constantes das Tabelas 5.1 e 5.2 terem sido determinados considerando a temperatura ambiente de 20° . Assim, se a temperatura ambiente for inferior a este valor será de esperar que as condições de arrefecimento dos cabos fiquem melhoradas pelo que os valores de intensidade de corrente I_Z lidos nas Tabelas 5.1 ou 5.2 deverão ser multiplicados por Factores de Correcção superiores à unidade. Ao contrário, o Factor de Correcção a considerar será inferior à unidade se a temperatura ambiente for superior a 20° já que, nestes casos, o arrefecimento dos cabos fica dificultado.

temp ($^\circ\text{C}$)	5	10	15	25	30	35	40
factor de correcção	1,15	1,10	1,05	0,94	0,88	0,82	0,75

Tabela 5.6 - Factores de correcção da intensidade de corrente máxima admissível para cabos instalados ao ar em função da temperatura ambiente.

Uma vez determinado, de acordo com a condição de aquecimento, um primeiro valor da secção dos condutores de fase a utilizar é possível obter, de imediato, o valor correspondente da secção do condutor neutro. Com efeito, a secção de condutor neutro (e também de protecção) associada a cada secção normalizada dos condutores de fase encontra-se fixada em termos regulamentares. Na Tabela 5.7 indicam-se as secções dos condutores neutro e protecção a adoptar em instalações de utilização de energia

eléctrica de acordo com os artigos 179 e 615 do Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Eléctrica. Em redes de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão o artigo 151 do Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão indica que a secção do condutor neutro será igual à secção dos condutores de fase em redes aéreas trifásicas constituídas por condutores nus de alumínio ou suas ligas. Se a rede for subterrânea ou for aérea constituída por condutores nus de cobre, cabos auto-suportados ou supensos de fiadores e, ainda, em condutores isolados em feixe (torçadas) o condutor neutro terá a secção indicada na Tabela 5.8.

Secção dos condutores de fase (mm ²)	Secção do condutor neutro e de protecção (mm ²)
1,5	1,5
2,5	2,5
4	4
6	6
10	10
16	10
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185
500	240
630	300
800	400
1000	500

Tabela 5.7 - Secção dos condutores neutro e de protecção em instalações de utilização de energia eléctrica.

secção mm ²	Secção do condutor neutro			
	Rede aérea			Rede subterrânea
	condutores de cobre nu	cabos autos-suportados ou suspensos de fiadores	Condutores isolados em feixe	
6	-	6	6	6
10	10	10	10	10
16	16	16	16	16
25	25	16	25	16
35	35	16	35	16
50	50	25	50	25
70	50	35	70	35
95	50	50	-	50
120	70	70	-	70
150	-	-	-	70
185	-	-	-	95
240	-	-	-	120
300	-	-	-	150
400	-	-	-	185

Tabela 5.8 - Secção do condutor neutro em redes trifásicas de distribuição de energia eléctrica.

6. Secção económica

6.1. Posicionamento do problema

A secção determinada anteriormente de acordo com a condição de aquecimento constitui um valor mínimo que, do ponto de vista técnico, deverá ser respeitado. Significa isto que:

- a utilização de condutores do mesmo tipo possuindo secção inferior não é possível dado que a respectiva corrente máxima admissível é inferior à corrente de serviço;
- o valor de secção identificado em 5. poderá ser ainda alterado dado que existem outras condições que deverão ser igualmente respeitadas. Assim, a condição de queda de tensão e as condições de protecção contra sobrecargas e contra curto-circuitos serão estudadas nos pontos 7 e 8. Qualquer delas poderá determinar a necessidade de aumentar o valor da secção obtida de acordo com a condição de aquecimento;

Em todo o caso, convém não esquecer que o problema de dimensionamento de uma instalação eléctrica não se pode dissociar de um conjunto de aspectos de índole económica. Por um lado, o estabelecimento da instalação implica a aquisição de um conjunto de equipamentos entre os quais se contam os cabos. Por outro lado, a rede a ser dimensionada irá funcionar durante um determinado período de tempo - n anos, por hipótese. Durante este período de tempo ocorrem perdas por efeito de Joule cujo encargo deverá ser suportado pelo proprietário da instalação. Nestas condições, o custo total da rede resulta da soma de duas parcelas:

- a primeira está associada a custos de investimento, nomeadamente em cabos. Este custo revela-se, por razões facilmente compreensíveis, crescente com o aumento da secção dos condutores;
- a segunda resulta de custos de exploração, nomeadamente associados ao custo das perdas por efeito de Joule. O custo das perdas por efeito de Joule depende da resistência dos condutores pelo que esta parcela é decrescente com o aumento da secção;

Por estas razões, é possível representar o custo total envolvido na instalação e exploração de uma instalação eléctrica pela expressão genérica (6.1). Atendendo à dependência já explicitada para os custos de investimento e de exploração em função da secção é possível obter a representação gráfica apresentada na figura 6.1.

$$C_{\text{total}} = C_{\text{inv}}(s) + C_{\text{exp}}(s) \quad (6.1)$$

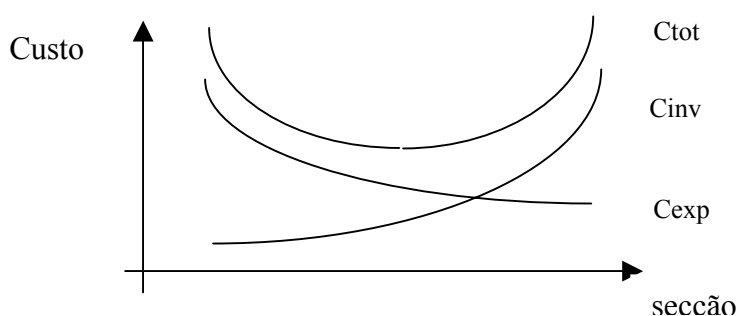


Figura 6.1 - Custos de investimento, de exploração e total em função da secção.

A análise desta figura indica que, considerando as duas parcelas já referidas, será possível identificar um valor de secção mais económica no sentido em que a utilização desse valor conduz à minimização do custo ou encargo total associado à instalação eléctrica.

Com grande frequência este aspecto económico não é considerado em diversos problemas limitando-se o cálculo a sugerir a menor secção que respeita as diversas condições técnicas associadas ao problema. Esta estratégia significa que, das duas parcelas que integram a expressão 6.1, apenas se considera a primeira, isto é, apenas estamos preocupados em minimizar o custo de investimento. Este raciocínio conduz a soluções mais económicas a curto prazo, isto é, sob o ponto de vista de aquisição dos cabos mas que acabam por se revelar mais dispendiosas se forem contabilizados os custos de exploração. Com efeito, estas soluções poderão estar associadas a valores de perdas por efeito de Joule elevadas de tal modo que o seu custo, apesar de diluído ao longo de n anos, facilmente compensaria a aquisição de condutores de secção mais elevada. Tal como em muitos outros problemas de Engenharia também aqui nos deveremos abstrair do curto-prazo integrando nos nossos modelos aspectos que tenham em conta as condições de exploração das instalações.

6.2. Custos de investimento

Os custos de investimento correspondem aos custos de aquisição de elementos a instalar na rede eléctrica e aos custos de mão de obra. Estes custos podem ser representados pela expressão (6.2) em que F representa um custo fixo por unidade de comprimento e V representa um custo variável por unidade de comprimento e directamente proporcional ao valor da secção.

$$C_{inv} = (F + V.s) \text{ \$/m} \quad (6.2)$$

Como se sabe, existe um conjunto de valores normalizados de secções disponíveis no mercado pelo que, na verdade, não será possível dispor de uma expressão contínua para os custos de investimento. Em todo o caso e numa primeira aproximação iremos considerar a expressão (6.2) para representar estes custos. O problema associado à normalização será tratado no ponto 6.4.

6.3. Custos de exploração

Os custos de exploração da rede estão associados aos encargos com as perdas por efeito de Joule nos condutores. Consideremos os seguintes elementos:

- L - comprimento da instalação em m;
- ρ - resistividade do metal constituinte da alma condutora;
- I - valor eficaz da intensidade de corrente suposto constante. Este valor corresponde ao valor da corrente de serviço supondo um diagrama de carga constante ao longo de todo o período em análise;
- n - número de anos de exploração;
- E - custo da energia em $\text{\$/kWh}$;

O encargo associado às perdas por efeito de Joule durante um ano considerando, como foi referido, que o valor eficaz da intensidade de corrente de serviço é constante, é dado por (6.3). Desta forma, e como primeira aproximação, o encargo de exploração ao longo de n anos seria dado por (6.4).

$$C_{\text{exp}}^{1\text{ano}} = 3 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I^2 \cdot 8760 \cdot E \cdot 10^{-3} \quad (6.3)$$

$$C_{\text{exp}} = 3 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I^2 \cdot 8760 \cdot E \cdot n \cdot 10^{-3} \quad (6.4)$$

Esta expressão deverá ser, ainda, modificada por dois conjuntos de razões. Em primeiro lugar, o valor eficaz da intensidade de corrente não se mantém em geral constante ao longo de todo o período de exploração da rede. Para considerar esta situação é conveniente estimar o diagrama de carga da instalação por forma a calcular o valor da corrente média quadrática. Recorde-se que a corrente média quadrática corresponde, exactamente, ao valor da intensidade de corrente, suposta constante, que provoca a mesma potência de perdas que uma intensidade de corrente cujo valor eficaz varia ao longo do tempo. Assim, na expressão (6.3) I deverá ser substituído pela corrente média quadrática, I_{MQ} , obtendo-se (6.5). Esta intensidade de corrente é obtida utilizando a expressão (6.6) e a informação disponibilizada pelo diagrama de cargas diário que se prevê para os condutores em estudo.

$$C_{\text{exp}}^{1\text{ano}} = 3 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I_{\text{MQ}}^2 \cdot 8760 \cdot E \cdot 10^{-3} \quad (6.5)$$

$$I_{\text{MQ}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T i^2(t) \cdot dt} \quad (6.6)$$

Em segundo lugar, o valor do encargo anual dado por (6.5) pode ser interpretado como uma renda que o proprietário da instalação deverá pagar todos os anos. Por esta razão, é incorrecto adicionar custos que deverão ser suportados no instante inicial com custos que se encontram distribuídos ao longo do período de exploração da instalação. Desta forma, atendendo à taxa de actualização real que se estima para o período em análise verifica-se que, para pagar o encargo associado às perdas no final do primeiro ano de exploração da instalação, não é necessário dispor hoje do valor correspondente a (6.5). Com efeito sendo t_a a taxa referida, para pagar o encargo associado às perdas no ano 1 é apenas necessário dispor hoje de um valor dado por (6.7).

$$C_{\text{exp}}^{\text{ano } 1} = \frac{3 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I_{\text{MQ}}^2 \cdot 8760 \cdot E \cdot 10^{-3}}{1 + t_a} = \frac{C_{\text{exp}}^{1\text{ano}}}{1 + t_a} \quad (6.7)$$

De uma forma análoga, para pagar os encargos associados às perdas por efeito de Joule correspondentes, por exemplo, ao segundo ano ou ao último ano de exploração da instalação será necessário dispor hoje dos valores associados a (6.8) e (6.9).

$$C_{\text{exp}}^{\text{ano } 2} = \frac{3 \cdot p \cdot \frac{L}{s} \cdot I_{\text{MQ}}^2 \cdot 8760 \cdot E \cdot 10^{-3}}{(1 + t_a)^2} = \frac{C_{\text{exp}}^{\text{ano } 1}}{(1 + t_a)^2} \quad (6.8)$$

$$C_{\text{exp}}^{\text{ano } n} = \frac{3 \cdot p \cdot \frac{L}{s} \cdot I_{\text{MQ}}^2 \cdot 8760 \cdot E \cdot 10^{-3}}{(1 + t_a)^n} = \frac{C_{\text{exp}}^{\text{ano } 1}}{(1 + t_a)^n} \quad (6.9)$$

Assim, o encargo total associado às perdas por efeito de Joule é dado pela soma dos encargos anuais devidamente referidos ao instante inicial, pelo que se obtém (6.10).

$$C_{\text{exp}} = \frac{C_{\text{exp}}^{\text{ano } 1}}{1 + t_a} + \frac{C_{\text{exp}}^{\text{ano } 1}}{(1 + t_a)^2} + \dots + \frac{C_{\text{exp}}^{\text{ano } 1}}{(1 + t_a)^n} \quad (6.10)$$

Esta expressão corresponde a uma progressão geométrica cujo termo é dado por (6.11) e cuja razão é dada (6.12). Sabe-se que a soma dos primeiros n termos de uma progressão geométrica é dada por (6.13) pelo que, substituindo nesta expressão o termo e a razão já indicadas, se obtém finalmente (6.14).

$$\text{termo} = \frac{C_{\text{exp}}^{\text{ano } 1}}{1 + t_a} \quad (6.11)$$

$$\text{razão} = \frac{1}{1 + t_a} \quad (6.12)$$

$$S_n = \text{termo} \cdot \frac{1 - \text{razão}^n}{1 - \text{razão}} \quad (6.13)$$

$$C_{\text{exp}} = C_{\text{exp}}^{\text{ano } 1} \cdot \frac{(1 + t_a)^n - 1}{t_a \cdot (1 + t_a)^n} \quad (6.14)$$

A expressão (6.14) representa, portanto, o encargo referido ao instante inicial associado à potência de perdas a suportar durante o período de exploração da instalação considerando um diagrama de cargas diário para o qual se verifica a intensidade média quadrática I_{MQ} .

6.4. Expressão da secção económica

Atendendo a (6.1) o custo total é dado pela soma de (6.2) com (6.14) obtendo-se (6.15).

$$C_{\text{total}} = 3 \cdot p \cdot \frac{L}{s} \cdot I_{\text{MQ}}^2 \cdot 8760 \cdot E \cdot 10^{-3} \cdot f_{\text{act}} + (F + V \cdot s) \cdot L \quad \$ \quad (6.15)$$

Em relação a esta expressão convém notar:

- os custos de investimento dados por (6.1) são dados em \$/m pelo que deverão ser agora multiplicados pelo comprimento l em m;
- na primeira parcela f_{act} corresponde ao factor de actualização dado por (6.16);

$$f_{act} = \frac{(1 + t_a)^n - 1}{t_a \cdot (1 + t_a)^n} \quad (6.16)$$

O custo total dado por (6.15) é função da secção s . Se aceitarmos que s varia continuamente é possível calcular o valor de secção que minimiza este encargo igualando a zero a derivada de (6.15) em ordem a s (6.17). Obtém-se, assim, a expressão (6.18) para a secção económica de um condutor trifásico.

$$\frac{\partial C_{total}}{\partial s} = -3 \cdot \rho \cdot \frac{L}{s^2} \cdot I_{MQ}^2 \cdot 8760 \cdot E \cdot 10^{-3} \cdot f_{act} + V \cdot L = 0 \quad (6.17)$$

$$s = \sqrt{\frac{3 \cdot \rho \cdot I_{MQ}^2 \cdot 8760 \cdot E \cdot 10^{-3} \cdot f_{act}}{V}} \quad (6.18)$$

Esta secção foi determinada considerando que o seu valor poderia variar continuamente. Na verdade, como sabemos, existe um número finito e discreto de valores de secções normalizadas pelo que a opção em termos da instalação se deverá realizar entre um desses valores disponíveis. Desta forma, a última etapa deste processo de cálculo corresponde à normalização. Para este efeito deverão ser calculados os custos totais associados aos dois valores de secção que enquadram a secção s obtida a partir de (6.18). O valor de secção associado ao menor custo será, então, o valor de secção disponível mais económico. Repare-se que dada a natureza não linear e discreta deste problema não se pode assegurar que o valor de secção normalizada mais próximo da secção s calculada por (6.18) corresponde ao menor custo. Por esta razão, torna-se necessário calcular os custos totais das secções normalizadas que enquadram o valor s calculado.

Uma estratégia alternativa de cálculo consiste em calcular o custo total (6.15) associado à secção identificada de acordo com a condição de aquecimento. Este cálculo deverá repetir-se para valores normalizados sucessivos e crescentes. De início, será de esperar que o custo total diminua progressivamente significando isto que novos aumentos de secção originam uma diminuição do encargo associado à potência de perdas que compensa o aumento dos custos de investimento. Este processo deverá ser interrompido logo que o custo total inverter esta tendência. Nesta altura, poderá concluir-se que o custo mínimo - admitindo que a secção era representada por uma variável contínua - se encontra enquadrado pelos dois últimos custos totais calculados. De entre as duas secções associadas a estes dois custos deverá seleccionar-se a secção correspondente ao menor deles.

7. Condição de queda de tensão

7.1. Cálculo da queda de tensão e aproximações usuais

Como se referiu no ponto 3 deste texto a qualidade de serviço pode ser avaliada considerando diversos critérios. Em relação às redes de distribuição de energia eléctrica e sem prejuízo de outra regulamentação ou normas existentes, o Artigo 9 do Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão indica um conjunto de aspectos a considerar na concepção das redes de distribuição. Assim:

- o número 1 deste artigo indica que "as redes de distribuição deverão ser concebidas de forma a permitir desempenhar com eficiência e em boas condições de segurança os fins a que se destinam";
- o número 2 estipula que "as redes de distribuição deverão ser convenientemente subdivididas, por forma a limitar os efeitos de eventuais perturbações e a facilitar a pesquisa e a reparação de avarias";
- o número 3 indica que "no dimensionamento das redes de distribuição deverão ter-se em conta as necessidades e características das zonas a servir, bem como as condições fixadas nos projectos-tipo elaborados ou aprovados pela fiscalização do Governo";
- o número 4, finalmente, indicava que "as variações de tensão em qualquer ponto da rede de distribuição não deverão ser superiores a $\pm 8\%$ da tensão nominal". Por outro lado, o comentário número 3 a este artigo indica, ainda, que "nas redes de distribuição em centros urbanos recomenda-se que as variações de tensão em relação ao valor nominal não excedam $\pm 5\%$ ";
- entretanto, estas disposições foram alteradas no âmbito da elevação do valor nominal da tensão em redes de BT de 220V/380V para 230V/400V. Assim, o valor máximo da queda de tensão total admissível é de 10% da tensão nominal simples. O valor da queda tensão deve ser decomposto em dois valores parcelares: queda de tensão no ramal de ligação e queda de tensão nas colunas montantes. A primeira parcela não poderá exceder 8,5% do valor da tensão nominal simples enquanto que a segunda não deverá exceder 1,5% desse mesmo valor;

Assim, deverá ser avaliada a variação de tensão mais elevada na rede a dimensionar ou, se se pretender, deverá ser identificado o ponto da rede em que a tensão assume um valor mais baixo e mais alto. A variação percentual referida ao valor nominal não deverá exceder 10% na generalidade das redes, devendo ainda ser respeitados os limites impostos para as duas parcelas referidas. Admitindo que as redes de distribuição em baixa tensão são passivas e que as capacidades instaladas (quer associadas a dispositivos de correcção do factor de potência, quer a capacidade distribuída de linhas e cabos) são insuficientes para originar elevações de tensão a verificação desta condição resume-se ao cálculo da queda de tensão mais elevada que pode ocorrer na rede, à verificação da condição (7.1) e à verificação dos limites impostos a cada uma das duas parcelas referidas.

$$\Delta U \leq \varepsilon \cdot U_{ns} \quad (7.1)$$

Em relação a esta condição convém salientar que as redes trifásicas em estudo são consideradas, em geral, equilibradas pelo que a soma das intensidades de corrente de fase, isto é, a intensidade de corrente no condutor neutro será nula. Nestas condições, a queda de tensão a calcular corresponderá à que está associada a um condutor de fase. Em redes de corrente alternada monofásica é necessário dispôr de um condutor de retorno pelo que a queda de tensão deverá ser calculada não apenas no condutor de fase mas também no de retorno. Algo de semelhante ocorre, aliás, em redes de corrente contínua.

A verificação da condição anterior deverá realizar-se avaliando a diferença dos módulos das tensões nos pontos extremos das canalizações em estudo. Com efeito, a avaliação da queda de tensão como o produto complexo da impedância num condutor pela intensidade de corrente respectiva poderá conduzir a erros de avaliação. Estas situações poderão ocorrer quando as tensões complexas nas extremidades dos condutores em análise tiverem módulos numericamente próximos mas possuírem um esfazamento significativo. Nestas condições, a diferença entre os valores complexos nos nós extremos - isto é, o produto da impedância pela intensidade de corrente - é elevada. Todavia, poderá ocorrer que os módulos das tensões sejam próximos. É por esta razão que a avaliação desta condição não deverá ser realizada otendo o módulo da diferença das tensões complexas - isto é, o módulo do produto da impedância pela intensidade de corrente - mas sim a diferença dos módulos das tensões extremas.

Em relação à situação em que a rede é trifásica equilibrada, a queda de tensão resume-se, como foi referido, à que ocorre num condutor de fase. Consideremos, então, que:

- $\underline{Z}_i = R_i + jX_i$ representa a impedância do troço i de uma rede de distribuição;
- $\underline{I}_i = I_i^f - jI_i^q$ representa a intensidade de corrente de serviço no troço referido;

Nestas condições, a queda de tensão no troço i é dada por (7.2). Admitindo que a rede é puramente radial e que possui n troços verifica-se que as impedâncias dos diferentes condutores se encontram ligadas em série pelo que, conhecendo a tensão na extremidade emissão \underline{U}_e , a tensão na extremidade recepção \underline{U}_r é dada por (7.3). Nestas condições, a diferença do módulo das tensões é dada por (7.4).

$$\Delta \underline{U}_i = (R_i + jX_i)(I_i^f - jI_i^q) \quad (7.2)$$

$$\underline{U}_r = \underline{U}_e - \sum_n \Delta \underline{U}_i = \underline{U}_e - \sum_n (R_i + jX_i)(I_i^f - jI_i^q) \quad (7.3)$$

$$\Delta |U| = |\underline{U}_e| - |\underline{U}_r| = |\underline{U}_e| - \left| \underline{U}_e - \sum_n \Delta \underline{U}_i \right| = |\underline{U}_e| - \left| \underline{U}_e - \sum_n (R_i + jX_i)(I_i^f - jI_i^q) \right| \quad (7.4)$$

No dimensionamento de instalações de baixa tensão possuindo factor de potência elevado, como são tipicamente as instalações domésticas, é possível realizar algumas simplificações na expressão (7.4). Por um lado, o facto de o factor de potência ser elevado origina que a diferença entre o módulo das tensões seja aproximadamente dado por (7.5). Por outro lado, tratando-se de redes de baixa tensão verifica-se normalmente que o valor da resistência por unidade de comprimento é mais elevado que o da reactância por unidade de comprimento. Esta situação, conjugada com o facto de a

componente reactiva da intensidade de corrente ser pequena, dado que o factor de potência é elevado, justifica ainda a utilização da expressão (7.6).

$$\Delta|U| = |\underline{U}_e| - |\underline{U}_r| \cong \sum_n (R_i \cdot I_i^f + X_i \cdot I_i^q) \quad (7.5)$$

$$\Delta|U| = |\underline{U}_e| - |\underline{U}_r| \cong \sum_n (R_i \cdot I_i^f) \quad (7.6)$$

O cálculo do valor da queda de tensão requer, como se verifica, o conhecimento dos valores da resistência e da reactância do condutor considerando o valor da secção que nesta fase do cálculo está a ser considerada. Nas Tabelas 7.1 e 7.2 indicam-se os valores da resistência e da indutância por unidade de comprimento de cabos com condutores de cobre e alumínio para diversas secções normalizadas. Os valores de resistência incluídos nestas tabelas são indicados a 20°. Em todo o caso, para calcular a queda de tensão considera-se que o condutor se encontra a funcionar em regime permanente pelo que a sua temperatura será mais elevada optando-se pela temperatura de 70°. Assim, os valores de resistência indicados deverão ser convenientemente corrigidos para a temperatura de 70° utilizando os coeficientes de termo-resistividade indicados na Tabela 7.3.

Secção (mm ²)	R _{20o} (Ω/km)	l (mH/km)
10	1,83	0,29
16	1,15	0,26
25	0,727	0,25
35	0,524	0,24
50	0,387	0,24
70	0,268	0,23
95	0,193	0,23
120	0,153	0,22
150	0,124	0,22
185	0,0991	0,22
240	0,0754	0,22

Tabela 7.1 - Resistência e indutância lineares de cabos de tipo VAV e VV.

Secção (mm ²)	R _{20o} (Ω/km)	l (mH/km)
25	1,200	0,25
35	0,858	0,24
50	0,641	0,24
70	0,443	0,23
95	0,320	0,23
120	0,253	0,22
150	0,206	0,22
185	0,164	0,22
240	0,125	0,22

Tabela 7.2 - Resistência e indutância lineares de cabos de tipo LSVAV e LSVV.

	$\alpha (^{\circ}\text{C}^{-1})$
Cobre	0,0039
Alumínio	0,0040

Tabela 7.3 - Coeficiente de termoresistividade.

7.2. Exemplo 4

Consideremos a rede de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão que se encontra esquematizada na Figura 7.1. Esta rede tem origem num Posto de Transformação, encontra-se estabelecida em cabo VAV enterrado com 70 mm^2 de secção dos condutores de fase, e alimenta um conjunto de instalações de utilização ligadas nos pontos A, C e D cujas intensidades de corrente de serviço são dadas por (7.7) a (7.9). Na figura são ainda indicados os comprimentos de cada troço da rede verificando-se que a resistência e a reactância lineares dos condutores são dadas por (7.10) e (7.11). Consideremos desprezável a queda de tensão existente em colunas montantes eventualmente ligadas aos pontos A, C e D.

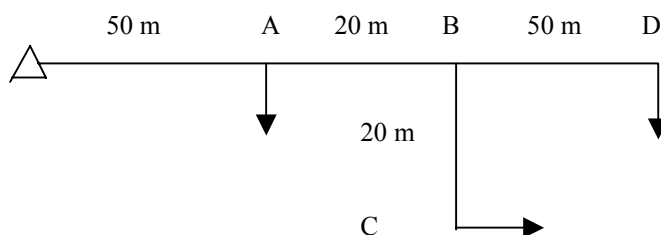


Figura 7.1 - Esquema unifilar de uma rede de distribuição de energia eléctrica.

$$I_{SA} = 50 - j20 \text{ A} \quad (7.7)$$

$$I_{SC} = 100 - j40 \text{ A} \quad (7.8)$$

$$I_{SD} = 50 - j20 \text{ A} \quad (7.9)$$

$$R^{70^{\circ}\text{C}} = 0,32026 \Omega/\text{km} \quad (7.10)$$

$$X = 0,07226 \Omega/\text{km} \quad (7.11)$$

Uma vez que a rede é passiva, as intensidades de corrente circulam desde o Posto de Transformação em direcção aos pontos C e D. Por esta razão, estes serão os pontos da rede em que a tensão será mais baixa. A maior diferença dos módulos das tensões ocorrerá, portanto, num destes dois pontos sendo necessário realizar o seu cálculo para se verificar, então, qual das duas é mais elevada. A queda de tensão no ponto C é dada por (7.13) e no ponto D por (7.15). Verifica-se, assim, que a diferença do módulo das tensões é mais elevada no ponto D pelo que será o valor associado a este ponto que será comparado com o limite de 8,5% de queda tensão admissível nos ramais de ligação.

$$\Delta|U|_C = 0,32026.(0,05.200 + 0,02.150 + 0,02.100) + 0,07226.(0,05.80 + 0,02.60 + 0,02.40) \quad (7.12)$$

$$\Delta|U|_C = 4,8039 + 0,4336 = 5,2375 \text{ V} \quad (7.13)$$

$$\begin{aligned} \Delta|U|_D &= 0,32026.(0,05.200 + 0,02.150 + 0,05.50) \\ &\quad + 0,07226.(0,05.80 + 0,02.60 + 0,05.20) \end{aligned} \quad (7.14)$$

$$\Delta|U|_D = 4,9640 + 0,4480 = 5,4120 \text{ V} \quad (7.15)$$

A finalizar, refira-se que o dimensionamento completo ou, se se pretender, a validação das secções de condutores face às condições legais, obriga ainda à avaliação do valor da queda de tensão nas colunas montantes de instalações ligadas aos pontos A, C e D por forma a verificar que a queda de tensão em qualquer desses pontos não excede 10% da tensão nominal simples.