

GUIA de APLICAÇÃO

das CONDIÇÕES TÉCNICAS de LIGAÇÃO

às REDES de DISTRIBUIÇÃO

das INSTALAÇÕES de PRODUÇÃO de ENERGIA ELÉCTRICA em

REGIME ESPECIAL

DIRECÇÃO-GERAL DE ENERGIA
Direcção de Serviços de Energia Eléctrica

Dezembro de 2002

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	3
2. SIGLAS E DEFINIÇÕES	3
3. DETERMINAÇÃO DA CAPACIDADE DE ACESSO.....	6
3.1 GENERALIDADES SOBRE A CAPACIDADE DE ACESSO	6
3.2 CAPACIDADE DE ACESSO NA REDE DE ALTA TENSÃO.....	6
3.3 CAPACIDADE DE ACESSO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA E BAIXA TENSÃO.....	7
3.3.1 Intensidade Máxima de Corrente Comportável	7
3.3.2 Limitação da Potência de Curto-Circuito.....	9
4. CONDIÇÕES TÉCNICAS GERAIS	10
4.1 DISPOSITIVO DE ISOLAMENTO E LIGAÇÕES À TERRA DE NEUTROS.....	10
4.2 TRANSMISSÃO DE SINAIS	10
4.3 CONTAGEM E MONITORIZAÇÃO.....	10
4.3.1 Contagem	10
4.3.2 Monitorização	11
4.4 COMPONENTES CONTÍNUAS E HARMÓNICAS	12
4.5 IMUNIDADE ELECTROMAGNÉTICA.....	13
4.6 PROTECÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO CONTRA DEFEITOS INTERNOS E REQUISITOS SOBRE DISJUNTORES ..	14
4.7 DESLIGAÇÃO EM CASO DE AVARIA INTERNA À INSTALAÇÃO (CÃO DE GUARDA)	14
5. COMPORTAMENTO EM CONDIÇÕES NORMAIS DA REDE PÚBLICA	16
5.1 POTÊNCIA REACTIVA E REGULAÇÃO DE TENSÃO PELO PRODUTOR	16
5.2 MANOBRAS DE LIGAÇÃO E DESLIGAÇÃO, E VARIAÇÕES DE POTÊNCIA PELO PRODUTOR	19
5.2.1 Ligação de Geradores Síncronos	19
5.2.2 Ligação De Geradores Assíncronos	20
5.2.3 Ligação de Instalações de Produção com Inversores	23
5.3 TREMULAÇÃO E MODIFICAÇÕES FREQUENTES DA TENSÃO DA REDE PELO PRODUTOR.....	23

6. COMPORTAMENTO EM CONDIÇÕES PERTURBADAS DA REDE PÚBLICA.....	27
6.1 PERTURBAÇÕES DE TENSÃO.....	27
6.2 PERTURBAÇÕES DE FREQUÊNCIA.....	28
6.3 PERDA DE SINCRONISMO	30
6.4 DESLIGAÇÃO EM CASO DE DEFEITO DE ISOLAMENTO NA REDE PÚBLICA.....	31
6.4.1 IPE com ponto de interligação numa linha aérea partilhada.....	33
6.4.2 IPE com ponto de interligação em cabo subterrâneo partilhado ou sub-rede mista (aérea e subterrânea)	34
6.4.3 IPE com ligação directa à subestação, sem teledisparo.....	35
6.4.4 IPE com teledisparo	36
6.5 ESPECIFICAÇÃO DE TT PARA PROTECÇÃO.....	37
6.6 COORDENAÇÃO COM RELIGAÇÃO AUTOMÁTICA.....	37
6.7 REGIME ESPECIAL DE EXPLORAÇÃO	37
7. PROIBIÇÃO DE FUNCIONAMENTO EM ILHA.....	38
8. TESTES DE CONFORMIDADE E ACEITAÇÃO.....	40
9. AVALIAÇÃO DA COMPATIBILIDADE DO PRODUTOR COM A REDE.....	42

1. INTRODUÇÃO

Uma instalação de produção de energia eléctrica em regime especial, abrangida pelos Regulamentos das Redes de Distribuição e Nacional de Transporte, é da iniciativa dos seus promotores, podendo ser localizada em qualquer ponto do país.

O titular de uma rede receptora, por outro lado, tem a responsabilidade do fornecimento de energia aos consumidores com níveis de qualidade estipulados no Regulamento de Qualidade de Serviço, e é responsável pela segurança das pessoas e equipamentos da respectiva rede, bem como das suas ligações a consumidores e produtores. Estes, pelo seu lado, são responsáveis pelas perturbações por si causadas no funcionamento das redes do SEP e nos equipamentos de outros clientes.

A fim de garantir a não perturbação das redes do SEP nem dos consumidores por elas alimentados, assim como a manutenção dos adequados níveis de qualidade da energia fornecida, foram definidas condições técnicas nos Regulamentos das Redes de Distribuição e Nacional de Transporte para a ligação às redes públicas das instalações de produção de energia eléctrica em regime especial.

Visando guiar a aplicação das referidas condições técnicas à determinação da capacidade de recepção de energia pelas redes do SEP, bem como ao projecto e exploração das referidas instalações de produção, e ainda à correspondente avaliação da adequação das instalações propostas às redes receptoras, cuja responsabilidade cabe ao Estado, a DGE apresenta um conjunto de interpretações e princípios de aplicação das regras estipuladas nos mencionados Regulamentos.

2. SIGLAS e DEFINIÇÕES

São utilizadas neste Guia as seguintes siglas, constantes da legislação em vigor ou introduzidas para comodidade de exposição:

C_{rig}: Coeficiente de rigidez.

C_{cc}: Relação de curto-circuito.

IPE: Instalação de produção de energia eléctrica em regime especial, ou abreviadamente, instalação de produção especial.

SEP: Sistema Eléctrico de Serviço Público.

S_{agr}: Potência de produção agregada num ponto de interligação.

São utilizadas neste Guia as definições constantes da legislação em vigor e nos Regulamentos da rede de Distribuição e Nacional de Transporte, assim como outras introduzidas para comodidade de exposição:

Capacidade disponível: Valor máximo da Capacidade de Recepção em determinado ponto do Sistema Eléctrico de Serviço Público, ou SEP.

Capacidade de Recepção: Valor máximo da potência aparente que pode ser recebida em regime contínuo em determinado ponto do SEP.

Coefficiente de rigidez: Relação entre a Potência de curto-circuito total num ponto de interligação de uma rede do SEP, e a potência de curto-circuito total de uma IPE isolada.

Instalação de produção de energia eléctrica em regime especial (abreviadamente, **instalação de produção especial**): Instalação de produção de energia eléctrica pertencente ao Sistema Eléctrico Independente, ou SEI.

Ponto de Interligação: o ponto da rede pública a que se liga a extremidade do ramal que serve a instalação de produção que, estando a montante considerando o sentido do fluxo de energia na rede na ausência de produção na rede de distribuição, fique electricamente mais próximo de algum consumidor existente ou de existência prevista.

Ponto de Ligação: ponto localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte colocado no início do ramal que serve a instalação de produção.

Potência de produção agregada num ponto de interligação: Somatório das potências aparentes estipuladas das diferentes instalações de produção independentes ligadas à rede nesse ponto, e em todos os pontos a jusante da rede, considerando o sentido do fluxo de energia para os consumidores na rede pré-existente às referidas instalações de produção independentes.

Potência total de uma instalação de produção independente: Somatório das potências aparentes estipuladas dos diferentes geradores existentes ou previstos para funcionarem nessa instalação.

Rede pública: Rede pré-existente pertencente ao SEP, à qual se liga uma instalação de produção de energia eléctrica em regime especial.

Relação de curto-circuito: Relação entre a Potência de curto-circuito total num ponto de interligação de uma rede do SEP, e a potência total de uma IPE.

Relação de Potências: Relação entre a Potência de carga nominal da rede receptora num ponto de interligação de uma rede do SEP, e a potência total de uma IPE.

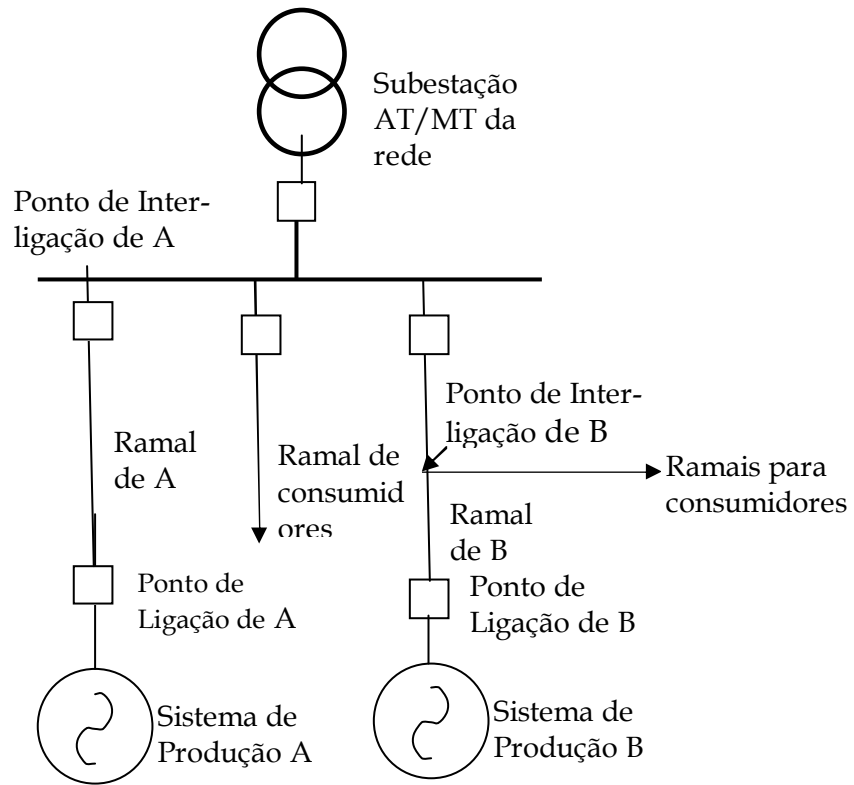


Figura 1: Exemplos de ligação de IPE a uma rede de distribuição de Média Tensão

3. DETERMINAÇÃO da CAPACIDADE de ACESSO

3.1 GENERALIDADES SOBRE A CAPACIDADE DE ACESSO

As redes de transporte e distribuição de energia eléctrica existentes foram concebidas, originalmente, para procederem à ligação entre por um lado centros produtores tradicionalmente de dimensão apreciável e localizados em locais muitas vezes afastados dos centros de consumo, e por outro lado locais de consumo dispersos geograficamente mas com maior concentração em certas regiões urbanas e industriais.

Estas redes foram, assim, pensadas e executadas, ao longo de muitas décadas, segundo determinados pressupostos técnicos face aos quais foram sendo adoptadas regras de projecto e operação, assim como equipamentos adaptados a esse fluxo de energia de características relativamente bem determinadas.

Um dos pressupostos fundamentais das redes de distribuição era a sua divisão em sub-redes alimentadas por um único ponto de injeção de energia a partir da rede de transporte, característica que as permitia considerar passivas. Esta passividade determinou as práticas e equipamentos correntemente em uso no que se refere à determinação das capacidades de carga, de quedas de tensão, de poderes de corte de correntes de curto-circuito, e de sistemas de protecção.

A ligação, às redes de distribuição existentes, de instalações de produção de energia, pode contrariar esses princípios tradicionais que nortearam a concepção e exploração das redes de distribuição, criando potenciais problemas de Segurança, de Protecção, e de Qualidade no fornecimento de Energia, nomeadamente quanto a esta no que se refere à forma de onda e estabilidade das tensões e correntes geradas. A integração de tais instalações nas redes requer, por isso, uma cuidadosa verificação de que os seus padrões de Segurança e Qualidade de funcionamento não são prejudicados.

Finalmente, o crescimento acentuado do valor total de produção de energia em regime especial, não despachável, coloca também, a partir de determinados limites, problemas de Segurança e Qualidade de fornecimento às próprias redes de Transporte, em particular quanto ao comportamento daquelas instalações em condições de contingência para as quais a rede é tradicionalmente planeada. A capacidade de recepção de energia produzida em regime especial tem de ser, portanto, limitada pela capacidade da rede de transporte garantir a sua sobrevivência em serviço contínuo perante contingências inevitáveis que acarretam regimes transitórios que podem ser fatalmente agravados pela excessiva participação da potência produzida em regime especial. A consideração destas contingências deve ser, por conseguinte, tida em conta na contabilização da capacidade de recepção da referida rede.

3.2 CAPACIDADE DE ACESSO na REDE DE ALTA TENSÃO

As verificações de capacidade de carga, e de capacidade de corte pelos disjuntores e de resistência térmica e dinâmica pelos equipamentos relativamente às correntes de curto-circuito deve ser feita, nas redes de distribuição de Alta Tensão, recorrendo a meios de cálculo automático que permitam simular diversos cenários. Estes cenários devem incluir os indicados em 3.3.1, mas também cenários intermédios de elevada probabilidade e cenários de indisponibilidade de ramos (contingências).

Esta recomendação resulta da generalização em curso, na rede de distribuição em Alta Tensão, do estabelecimento de malhas fechadas em condições normais de exploração. Com tais estruturas de redes, não existe uma relação directa entre as variações de carga e de geração e as distribuições de correntes e tensões pelo conjunto dos condutores de linhas e transformadores, pelo que as regras de cálculo manual simplificadas, possíveis nas redes de estrutura radial da Média e Baixa Tensão, não são em regra de uso suficientemente rigoroso e prático.

3.3 CAPACIDADE DE ACESSO nas REDES DE DISTRIBUIÇÃO em MÉDIA e BAIXA TENSÃO

Em Portugal, as redes de distribuição de Baixa e de Média Tensão são exploradas radialmente. Esta característica facilita a avaliação das condições técnicas necessárias à determinação da capacidade de recepção nos diversos pontos dessas redes.

3.3.1 Intensidade Máxima de Corrente Comportável

Sendo a primeira condição de Segurança básica a verificar, para a determinação geral da capacidade de recepção dessas redes em cada ponto, a relativa à **capacidade de carga** contínua, ou à corrente nominal dos condutores de linhas e transformadores da rede, haverá que considerar os seguintes cenários de operação:

- a) **Consumo máximo e produção mínima:** este cenário coincide com o tradicionalmente utilizado no planeamento e projecto das redes de distribuição, na suposição de ausência de instalações de produção, pelo que em regra se poderá considerar que é implicitamente satisfeito nas redes existentes. Dada a inexistência de responsabilidades de serviço de potência pelos produtores em regime especial, estes não estão sujeitos à obrigatoriedade de produção contínua, não se devendo, por conseguinte, considerar a sua produção nos cenários-limite de planeamento.
- b) **Consumo mínimo e geração máxima:** este cenário corresponde em regra à maior diferenciação relativamente às condições de planeamento tradicionais, podendo corresponder à inversão dos fluxos de energia nas redes de distribuição e entre estas e a de transporte. Na ausência de dados estatísticos fidedignos relativos aos valores de carga mínima, pode-se adoptar como regra prática aproximada a consideração de valores iguais a um quinto dos de consumo máximo. A geração máxima refere-se, para cada ponto de interligação, à totalidade da potência de produção máxima agregada S_{agr} associável a esse ponto.

Nas condições de carga estabelecidas para a situação mais gravosa das duas acima indicadas, as correntes nos condutores de Média Tensão não devem superar os valores indicados na 4ª coluna da tabela seguinte (valores indicativos que podem ser reconsiderados em função das condições de instalação das linhas aéreas e dos cabos subterrâneos):

Natureza	Secção	Nome	Intensidade max.	Resistência	Reactância
			permanente	linear	Linear
	(mm ²)		(A)	(Ω/km)	(Ω/km)
Condutores					
Aéreos					
			(Inverno)		
Almelec	34,4	Aster	145	0,96	0,36
	54,6	Aster	190	0,60	0,36
	75,5	Aster	240	0,44	0,36
	117	Aster	315	0,28	0,36
	148	Aster	365	0,224	0,36
	288	Aster	480	0,115	0,36
Alu-aço	37,7	Phlox	130	1,176	0,36
	59,7	Phlox	155	0,882	0,36
	75,5	Phlox	175	0,697	0,36
	116,2	Phlox	300	0,59	0,36
	147,1	Phlox	345	0,467	
	147,1	Pastel	345	0,279	0,36
	228	Phlox	460	0,3	
	228	Pastel	460	0,18	0,36
	288	Phlox	525	0,238	
	288	Pastel	525	0,142	0,36
Cabos					
subterrâneos					
			(Inverno)		
Aluminio	50		205	0,64	0,13
	95		290	0,32	0,13
	150		375	0,21	0,13
	240		485	0,125	0,13

Se na situação identificada se verificar trânsito de energia da rede de Baixa para a de Média Tensão, ou desta para a de Alta Tensão, ou da rede de distribuição para a de transporte, a corrente nos transformadores das respectivas subestações não deverá ultrapassar o respectivo valor nominal, nas condições usuais de exploração das subestações (por exemplo, com barramentos MT separados nas subestações AT/MT). Identicamente, nas condições de carga estabelecidas para a situação mais gravosa das acima indicadas, as correntes nos condutores de Baixa Tensão não devem superar os valores indicados na 3ª coluna da tabela seguinte (valores indicativos que podem também ser reconsiderados em função das condições de instalação das linhas aéreas e dos cabos subterrâneos):

Natureza	Secção (mm ²)	Intensidade max. permanente (A)	Resistência linear (Ω /km)	Reactância linear (Ω /km)
<i>Condutores aéreos</i>				
Linhas nuas	22	152	0,83	0,35
cobre	29,3	182	0,63	0,35
	38,2	213	0,486	0,35
	48,3	243	0,384	0,35
Feixes	50	205	0,641	0,1
torsadas	70	240	0,50	0,1
aluminio	150	375	0,206	0,1
<i>Cabos subterrâneos</i>				
Aluminio	50	205	0,641	0,1
	95	290	0,320	0,1
	150	375	0,206	0,1
	240	485	0,125	0,1

3.3.2 Limitação da Potência de Curto-Circuito

A ligação de uma instalação de produção não deve provocar a ultrapassagem pela corrente de curto-circuito do limite especificado para o equipamento de Média ou de Baixa Tensão, respectivamente da subestação ou Posto de Transformação, e da rede.

As verificações a fazer podem sê-lo aplicando os métodos recomendados pela norma da Comissão Electrotécnica Internacional (CEI 60909), com tempos de curto-circuito não inferiores a 0,25 s.

Em alternativa, e caso as potências de curto-circuito das instalações de produção não sejam conhecidas, podem ser usados os seguintes valores indicativos, multiplicativos relativamente às potências instaladas:

- Para geradores síncronos: 8
- Para geradores de indução: 6
- Para geradores com inversores estáticos: 1

Devem ser consideradas no cálculo as impedâncias existentes entre os geradores e o ponto de interligação (linhas, transformador, etc), e deve ser examinado se o poder de corte de disjuntores assim como as capacidades térmica e dinâmica dos equipamentos e condutores não são ultrapassados.

4. CONDIÇÕES TÉCNICAS GERAIS

4.1 DISPOSITIVO DE ISOLAMENTO e LIGAÇÕES À TERRA DE NEUTROS

Todas as instalações de produção devem dispor de um órgão de isolamento relativamente à rede pública, permanentemente acessível e bloqueável, na posição aberta, pelos técnicos das entidades responsáveis pelo SEP a que essas instalações se ligam. Trata-se de uma medida de segurança que visa garantir a salvaguarda pessoal dos elementos responsáveis por operações de manutenção da rede em condições de emergência.

Por outro lado, nas redes de distribuição as correntes de defeito fase-terra são limitadas, no seu valor, pelo modo de ligação à terra de pontos neutros das subestações e Postos de Transformação (Baixa Tensão). Esta limitação das correntes de defeito fase-terra, em que se baseia também a elevada sensibilidade da detecção desses defeitos e a protecção selectiva de pessoas e equipamentos, seria afectada se as instalações de produção estabelecessem percursos adicionais e alternativos de retorno para tais correntes de defeito. Por esta razão, nas redes de Média e de Alta Tensão as instalações não poderão impor ligações do neutro à terra, enquanto na Baixa Tensão, onde existe em regra condutor de neutro, as instalações deverão ser ligadas a esse condutor.

4.2 TRANSMISSÃO DE SINAIS

Os distribuidores vinculados utilizam a transmissão de sinais por onda portadora, no interior e na vizinhança das principais cidades do país (Lisboa e Porto), para a sinalização de comando das tarifas horárias e da iluminação pública.

Dado que são utilizadas diferentes frequências conforme a zona, o produtor deve verificar com o distribuidor se o seu ponto de interligação à rede se situa em zona de transmissão de tais sinais, e averiguar, em função das suas características de frequência e potência na referida zona, as medidas que eventualmente deva tomar no sentido da instalação de produção não produzir atenuações significativas dos mesmos.

4.3 CONTAGEM E MONITORIZAÇÃO

4.3.1 Contagem

a) Contagens realizadas em Baixa Tensão:

As Contagens de Energia podem ser realizadas na Baixa Tensão se a instalação de produção compreender somente um transformador MT/BT e se a relação de transformação dos transformadores de corrente (TI) for inferior a 2000/5. Se uma destas circunstâncias não for satisfeita, as Contagens devem ser realizados na Média Tensão.

Devem prever-se dois contadores, um para medir a energia activa e a energia reactiva fornecidas à rede, e outro para medir a energia activa e eventualmente a energia reactiva recebidas da rede.

Os TI devem ser da classe 1.

Os contadores a utilizar devem ser electrónicos, telelegíveis.

b) Contagens realizadas em Média e Alta Tensão:

As Contagens de Energia em Média e Alta Tensão devem estar em conformidade com as normas e com as precisões complementares indicadas de seguida.

Os contadores a utilizar devem ser electrónicos, e telelegíveis por linha telefónica ou conforme acordado com o distribuidor.

Os TI (transformadores de intensidade) e os TT (transformadores da tensão) devem ser de classe 1 e 0,5, respectivamente na Média e na Alta Tensão. Os TT deverão ser monofásicos.

As instalações de produção deverão ter instalado um qualímetro, que poderá ser incorporado no equipamento de contagem, e que deverá registar pelo menos os cortes breves e prolongados a que a instalação esteja sujeita.

4.3.2 Monitorização

A monitorização do estado das instalações de produção é uma necessidade essencial para a segurança e exploração das redes públicas, sobretudo quando essas instalações forneçam apreciáveis quantidades de energia às redes.

O Regulamento das redes de distribuição apenas requer, para pequenas instalações de produção, que seja prevista a instalação dos meios de monitorização desse estado, com vista a uma futura montagem dos mesmos se a respectiva potência agregada se tornar significativa e dando tempo a que os operadores das redes do SEP se equipem do correspondente suporte tecnológico para o tratamento da informação produzida. Essas pequenas instalações incluem, presentemente, todas as de Baixa Tensão.

A informação crítica que os centros de condução de rede necessitam de conhecer, sobretudo em situações de emergência como faltas de alimentação na rede ou manobras de reconfiguração da mesma, é o estado de ligação à rede da instalação, a presença ou ausência de tensão na mesma, e a potência que esteja a ser fornecida. Esta informação é característica dos sistemas de supervisão, comando e aquisição de dados (SCADA) dos operadores das redes.

Também no caso de actuação de protecções resultante de perturbações nas redes públicas, assim como nas próprias instalações de produção, é essencial a disponibilidade de registos oscilográficos das formas de onda de tensão e corrente que acompanhem a actuação das referidas protecções, bem como o registo cronológico das sequências de mudanças de estado lógico (RCA), por forma a identificar posteriormente maus comportamentos e eventuais responsabilidades em danos e prejuízos ocorridos (análises *post-mortem*).

O estado actual da tecnologia suporta a oferta comercial corrente de equipamentos multi-funcionais telecomunicantes que integram, juntamente com a maioria ou totalidade das funções de protecção requeridas regulamentarmente, as funções de monitorização mencionadas (de estados e medidas), assim como o registo de oscilografias e RCA. E, quando ligados a suportes de telecomunicações para que em regra estão preparados, permitem também o telecomando de órgãos de manobra, assim como a teleconsignação de que são exemplo as alterações de cenários de parametri-

zação das protecções em situações de Regime Especial de Exploração (Trabalhos em Tensão) mencionado mais adiante.

Estes equipamentos, que reduzem as necessidades de cablagens, espaço e engenharia de configuração, correspondem ao estado da arte oferecido por quase todos os fabricantes de equipamento de Protecções.

Naturalmente, os operadores das redes públicas deverão também adaptar os seus Centros de Condução à recolha, armazenamento e visualização da informação de SCADA disponibilizada pelos equipamentos referidos, assim como às possibilidades operacionais oferecidas em termos de telecomando.

4.4 COMPONENTES CONTÍNUAS E HARMÓNICAS

Em geral, a produção de harmónicas de corrente traz associada uma componente contínua que pode causar efeitos nocivos consideráveis sobre os transformadores da rede, conduzindo à sua saturação e ao forte agravamento de ruído audível. A limitação dessa componente a 0,5% da corrente nominal garante, em princípio, que o referido efeito será desprezável, dada a ordem de grandeza típica do valor eficaz das correntes de magnetização dos transformadores (não inferior a 0,5%).

As harmónicas de corrente geradas, por outro lado, têm um efeito directo no aumento das perdas em condutores com acentuado efeito pelicular, como os enrolamentos dos transformadores de potência, assim como em ligações de neutro à terra, podendo produzir aquecimentos exagerados desses equipamentos e actuações de protecções. As harmónicas de corrente têm também um efeito indirecto na criação de harmónicas de tensão correspondentes, cujo teor tem de ser limitado pelo operador da rede pública por forma a garantir aos consumidores de energia a boa qualidade das formas de onda da tensão. Este efeito das harmónicas de corrente sobre a distorção da tensão é por vezes agravado pela existência de ressonâncias para certas frequências, resultantes dos circuitos formados pelas reactâncias série dos transformadores com as capacidades e condensadores paralelos da rede.

É destas necessidades que resulta a disposição regulamentar que impõe limites aos valores das amplitudes harmónicas e ao seu teor total presentes nas correntes injectadas na rede pública.

As harmónicas de corrente são geralmente produzidas pelas instalações de produção que empregam **inversores electrónicos**, como as centrais fotovoltaicas, as centrais eólicas de velocidade variável, as microturbinas, etc. Porém, com as modernas tecnologias de inversores de comutação forçada, é possível muitas vezes reduzir substancialmente a distorção das correntes produzidas, limitando as harmónicas a altas frequências que são mais facilmente filtráveis, o que no entanto deve ser verificado caso a caso.

As instalações com inversores de comutação pela rede, baseados em tiristores, produzem elevados teores harmónicos de relativamente baixas frequências, com amplitudes que decrescem na razão inversa da respectiva ordem com exclusão das harmónicas múltiplas de 3. A sua eliminação requer filtros de apreciável dimensão que têm, porém, a função adicional de produzirem a potência reactiva que os inversores em si mesmos só limitadamente são capazes de gerar (com factores de potência não superiores a 0,9). Estes inversores dependem da existência de tensão na rede para funcio-

nar o que, descontado o efeito de auto-excitação dos necessários condensadores de filtragem, tem algumas vantagens do ponto de vista de certas funções de protecção.

Pelo contrário, os inversores de comutação forçada ou auto-comutados, por exemplo baseados em IGBT, conseguem não só produzir potência reactiva como eliminar, por controlo adequado da comutação, as harmónicas produzidas de ordem inferior à frequência de comutação, a qual em regra é da ordem dos KHz e permite, por isso, filtros de dimensão reduzida.

No caso do teor harmónico presente nas correntes produzidas por uma instalação, ou conjunto de instalações, superar o limite admissível, será necessário colocar filtros em pontos adequados da rede pública ou das instalações de produção, ou reforçar a potência de curto-circuito da rede.

Tem por isso interesse o recurso a métodos de cálculo que permitam a **previsão** do teor harmónico resultante da adição de uma instalação de produção a uma rede onde existam já outras fontes de distorção harmónica, do que poderá resultar a conclusão de que determinada instalação se não poderá ligar a determinado ponto de interligação, devendo alterar a tecnologia electrónica utilizada, reforçar a colocação de filtros, ou ser ligada em novo ponto de interligação oferecendo maiores relações de curto-circuito.

Uma forma recomendável para o cálculo das amplitudes das harmónicas resultantes de várias fontes poluidoras (por exemplo, parques eólicos), é dada pela seguinte expressão (norma CEI 61000-4-7):

$$i_n = \sqrt[a]{\sum_k i_{n,k}^a}$$

em que i_n é a corrente harmónica resultante de ordem n , da fonte k de harmónicas, e "a" é um índice com valores dependentes da ordem harmónica, conforme a tabela seguinte:

a	harmónica de ordem n
1	$n < 5$
1,4	$5 \leq n \leq 10$
2	$n > 10$

4.5 IMUNIDADE ELECTROMAGNÉTICA

As instalações de produção especiais, além de deverem limitar a emissão de harmónicas de corrente, devem poder suportar elas próprias alguma distorção harmónica da tensão da rede, sem que essa distorção provoque disparos intempestivos da respectiva ligação à rede.

Para além dessa imunidade electromagnética, as instalações devem também ser capazes de suportar outro tipo de interferências transitórias, nomeadamente as resultantes de ondas de choque provocadas por descargas atmosféricas. Esta imunidade exige um cuidadoso projecto de fabrico e rigorosas ligações das massas à terra.

Tem particular importância a imunidade das centrais eólicas a descargas atmosféricas sobre as torres de suporte dos aerogeradores, que devem por isso ser convenientemente providas de pára-raios.

4.6 PROTECÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO CONTRA DEFEITOS INTERNOS e REQUISITOS SOBRE DISJUNTORES

Uma Instalação de Produção em Regime Especial está sujeita, como qualquer instalação consumidora, a curto-circuitos dentro da instalação para os quais a rede de distribuição deve ser protegida.

A protecção contra curto-circuitos internos, aquém do ponto de ligação, deve ser feita com protecções de máxima intensidade, cuja regulação deve ser acordada com o operador da rede de distribuição, à semelhança do que é feito para as instalações puramente consumidoras, por forma a se lograr selectividade com as protecções instaladas nas subestações.

Além de proteger a rede de distribuição dos defeitos internos à sua instalação como qualquer consumidor, o produtor deve também proteger a instalação da alimentação desses defeitos pelos seus próprios geradores.

Os **disjuntores** de ligação à rede devem ser dimensionados considerando a necessidade de comportarem as seguintes capacidades, no caso da instalação de produção dispor de geradores síncronos:

- Tempo de fecho curto e constante, por forma a facilitar as operações de sincronização cumprindo-se as disposições regulamentares para o efeito;
- Capacidade dieléctrica suficiente para procederem a cortes de corrente com a força electromotriz dos geradores em oposição de fase com a tensão da rede.

Deve ainda ser verificado se as protecções de máxima intensidade contra defeitos internos, ou as de mínimo de tensão contra defeitos na rede, são suficientemente sensíveis para a detecção de **perdas de excitação** no caso da geração ser síncrona. Tais perdas de excitação podem pôr os geradores síncronos a funcionarem como geradores assíncronos, com grande consumo de potência reactiva a partir da rede e grandes quedas de tensão.

4.7 DESLIGAÇÃO EM CASO DE AVARIA INTERNA À INSTALAÇÃO (CÃO DE GUARDA)

Uma instalação de produção em que os respectivos sistemas de protecção e comando fiquem, por qualquer motivo, incapazes de operarem, coloca em sério risco a segurança da rede pública. Essa inoperacionalidade é particularmente grave no caso das protecções, e tem muitas vezes por causa a falta de alimentação auxiliar decorrente de avaria nos respectivos circuitos, mas também avarias da electrónica, eventualmente causadas por incompatibilidade electromagnética, e ainda erros dos programas executados nos respectivos processadores.

As modernas protecções multi-funcionais digitais dispõem, em regra, de sistemas de verificação interna da boa execução dos programas e da operacionalidade dos componentes electrónicos essenciais que, quando detectam a impossibilidade de continuar a disponibilizar as funções essenciais de protecção, abrem um contacto de co-

mando normalmente fechado que se designa comumente por cão de guarda (“*watchdog*”). Esse contacto também abre em caso de paragem pura e simples de operação devida à falta de alimentação auxiliar.

Para que a actuação do cão de guarda dos referidos dispositivos, ou de outros funcionalmente equivalentes, proteja efectivamente a rede pública das avarias ocorridas na instalação, esta deve ser desligada da rede.

Por conseguinte, a abertura do contacto normalmente fechado do cão de guarda dos sistemas de protecção e comando deve ser articulada com os circuitos de comando do órgão de corte que liga a instalação à rede, por forma a provocar a sua abertura. Esta articulação pode requerer uma concepção especial desse circuito de comando do disjuntor, dita à prova de falhas (“*fail-safe*”), a qual deve ser cuidadosamente projectada e periodicamente verificada quanto ao seu correcto comportamento.

A rede de serviços auxiliares em corrente contínua que alimenta as protecções e os disjuntores deve, em regra, ser isolada, e é recomendável que disponha de um sistema de vigilância de perda de isolamento, gerando um alarme no caso de detectar uma primeira falha de isolamento (“pólo à terra”).

A desligação automática em caso de avaria pode, entretanto, ser inerente aos sistemas de produção baseados em inversores electrónicos.

5. COMPORTAMENTO EM CONDIÇÕES NORMAIS DA REDE PÚBLICA

5.1 POTÊNCIA REACTIVA E REGULAÇÃO DE TENSÃO PELO PRODUTOR

Tradicionalmente, tanto em Portugal como em outros países, era estipulada a obrigação de fornecimento de energia reactiva à rede pública pelos fornecedores, numa dada proporção da energia activa fornecida. Porém, a Regulamentação da Qualidade da energia fornecida aos consumidores tem vindo a limitar as variações admissíveis, tanto da forma como da amplitude, da onda de tensão disponibilizada.

Dado que existe uma relação estreita entre a produção de potência reactiva e o valor da tensão no ponto de ligação das instalações de produção, verifica-se que por vezes os requisitos de fornecimento de energia reactiva e os da estabilidade da amplitude da tensão dentro dos limites regulamentares, entram em conflito. Por essa razão, o novo Regulamento das redes de distribuição abandonou a exigência de fornecimento de valores de energia reactiva proporcionais aos da energia activa fornecida, e transferiu essas exigências operacionais para a regulamentação das variações de tensão da rede pública criadas pela presença activa das instalações de produção independente.

A figura 2 ilustra esquematicamente uma situação possível para pequenas instalações de produção.

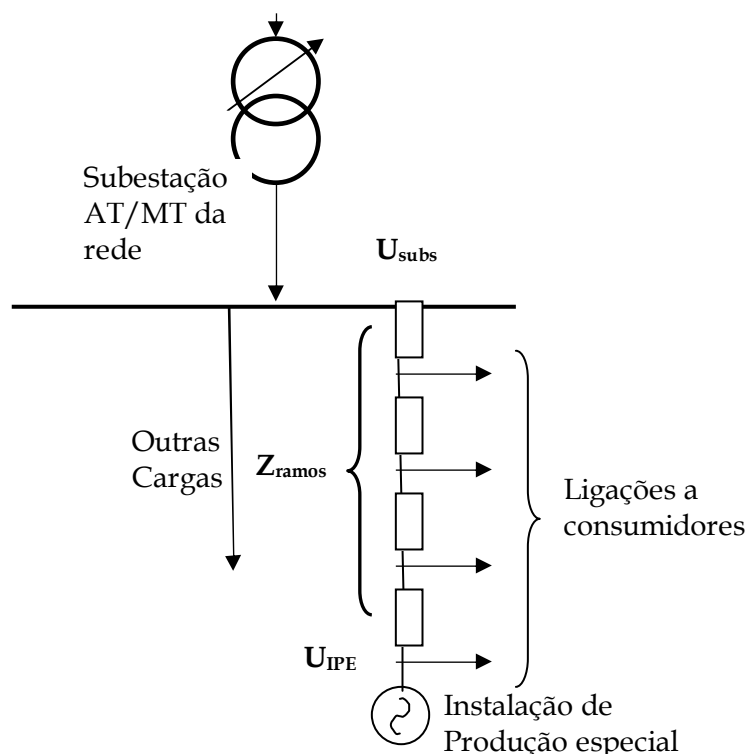


Figura 2: Esquema ilustrativo dos conflitos entre qualidade da tensão e produção de energia reactiva.

Na ausência de ligação da IPE, e admitindo que todos os consumidores ilustrados consomem simultaneamente energia activa e energia reactiva, tem-se que em cada

ramo se verificará uma queda de tensão aproximável pela expressão, justificada pelas características das linhas e cabos das redes de Média Tensão:

$$\Delta U_{\text{ramo}} \text{ (kV)} = (R_{\text{ramo}} P_{\text{jusante}} + X_{\text{ramo}} Q_{\text{jusante}}) / U$$

Ou simplesmente, exprimindo todas as grandezas relativamente aos seus valores de base:

$$\Delta U_{\text{ramo,pu}} = R_{\text{ramo,pu}} P_{\text{jusante,pu}} + X_{\text{ramo,pu}} Q_{\text{jusante,pu}}$$

Por outro lado, em cada ramo verificar-se-ão perdas aproximáveis pela expressão:

$$\Delta P_{\text{ramo,pu}} = R_{\text{ramo,pu}} P_{\text{jusante,pu}}^2 \left(1 + \left(\frac{Q_{\text{jusante}}}{P_{\text{jusante}}}\right)^2\right)$$

Os condutores das linhas e cabos dos ramos devem ser dimensionados para suportar estas perdas, e todo o conjunto deve ser projectado para que a tensão no consumidor mais afastado tenha uma qualidade adequada, isto é, que a queda de tensão total até ao seu ponto de ligação seja limitada.

Uma vez ligada a instalação de produção especial, às potências transitadas nos ramos anteriormente consideradas vão-se subtrair as potências activa e reactiva produzidas pela IPE, podendo-se dizer que genericamente existirão três interesses diferentes relativamente à produção de potência reactiva pela IPE:

- O interesse do SEP é o de evitar custos, e portanto reduzir o dimensionamento dos condutores dos ramos e da rede a montante, graças à redução das perdas que tais condutores têm de dissipar, e ainda economizar a energia de perdas. Para o distribuidor interessa pois, em princípio, que a IPE produza potência reactiva associada à potência activa.
- O interesse do produtor especial é também o de evitar custos (os seus), maximizando a potência activa capaz de ser gerada com as limitações de correntes nominais para as quais os seus equipamentos foram dimensionados. Para o produtor, portanto, interessa produzir apenas potência activa.
- O interesse imediato dos consumidores é o de não sofrerem alterações da qualidade da tensão, incluindo a sua amplitude, com a presença ou ausência do IPE. Para os consumidores, desse ponto de vista da constância da tensão interessa que a IPE **consuma** alguma reactiva na proporção da potência activa, por forma a que se verifique o mais aproximadamente que for possível:

$$\Delta U_{\text{ramo,pu_PRE}} = R_{\text{ramo,pu}} P_{\text{IPE,pu}} + X_{\text{ramo,pu}} Q_{\text{IPE,pu}} \approx 0$$

isto é, interessa que haja uma certa queda de tensão resultante do consumo de reactiva que contrabalance a subida de tensão resultante da produção de activa. Para a própria IPE e também para as instalações dos consumidores a jusante do ponto de interligação daquela, a constância da tensão é conseguida se a reactiva **consumida** obedecer à expressão:

$$Q_{\text{IPE}} = P_{\text{IPE}} \frac{R_{\text{cc}}}{X_{\text{cc}}}$$

em que R_{cc} e X_{cc} são, respectivamente, a parte real e a parte imaginária da impedância de curto-circuito da rede, cujo módulo é inversamente proporcional à potência de curto-circuito S_{cc} da rede receptora no ponto de interligação.

Entre estas três diferentes perspectivas, o novo Regulamento optou como regra orientadora pelo meio termo entre os interesses do distribuidor e os interesses imediatos do consumidor, acompanhando a tendência da maioria dos países com disposições normativas nesta matéria. Porém, atendendo a que o exemplo apresentado é meramente ilustrativo, é agora claramente estipulado que a obediência aos limites de tensão é prioritária sobre o fornecimento de potência reactiva, mantendo-se a exigência, para os produtores utilizando geração síncrona ou inversores electrónicos, da capacidade de fornecerem potência reactiva caso o distribuidor demonstre que daí não resultam prejuízos para a qualidade da tensão dos consumidores.

É também de notar que se deixou de prescrever em termos de energia reactiva para se fazê-lo em termos de potência, que é o conceito relevante do ponto de vista técnico no que se refere a perdas e a qualidade da tensão.

Apenas para as instalações com geração assíncrona prevê o Regulamento o funcionamento usual à potência nominal com consumo de potência reactiva, dado só exigir agora que a compensação se produza para o funcionamento em vazio. Nestes termos, com efeito, pode-se mostrar que em condições nominais de produção da potência activa, os geradores assíncronos consumirão uma potência reactiva da rede entre 1/5 e 1/4 da sua potência nominal, valor que é da mesma ordem de grandeza da relação típica R_{cc}/X_{cc} das redes de distribuição. Esta opção beneficia a estabilidade da tensão em prejuízo da eventual redução de perdas na rede, mas a sua justificação essencial são os riscos de auto-excitação e ferorresonância que baterias de condensadores de valor capacitivo elevado colocam à geração assíncrona. O produtor com geradores assíncronos continua sujeito à necessidade de disponibilizar à rede a necessária capacidade de produção de potência reactiva, mas não junto dos geradores assíncronos onde tal colocação apresenta riscos consideráveis.

É também agora prevista a possibilidade de, para as instalações de produção em regime especial de maior dimensão, o distribuidor solicitar ao IPE apoio na regulação da tensão, o qual deve munir a instalação dos reguladores adequados.

Porém, é de notar que no próprio ponto de interligação do IPE as variações de tensão associadas às da sua produção de potência reactiva dependem em larga medida da relação de curto-circuito ali verificada. Com efeito e a título ilustrativo, tem-se no ponto de interligação, em resultado da operação do IPE e desprezando R_{cc} face a X_{cc} :

$$\Delta U_{IPE,pu} \approx Q_{IPE,pu} / C_{cc}$$

Para instalações cuja relação de curto-circuito seja, por exemplo, igual a 20, a capacidade de modificar a tensão no ponto de interligação com uma produção de potência reactiva de 40% não ultrapassará significativamente os 2%, desprezando o efeito da potência activa. Para $C_{cc} > 20$, essa capacidade de influenciar a tensão no ponto de interligação ainda mais se reduz. É precisamente essa relação inversa, entre relação de curto-circuito e efeitos sobre a tensão no ponto de interligação, que justifica historicamente a exigência de C_{cc} mínimos elevados como condição de interligação (20 é um valor internacional comum). A verificação de tal exigência simplifica consideravelmente a avaliação do impacto do IPE na qualidade da tensão no ponto de interligação, permitindo aligeirar os requisitos impostos nessa matéria, desde que a potência de produção agregada não seja significativa.

Vale a pena ainda mencionar que, no caso de instalações de produção ligadas directamente a barramentos de subestações de distribuição cuja tensão seja regulada pela comutação em carga das tomadas dos respectivos transformadores, como poderá ser precisamente o caso das instalações de maior potência que deverão dispor de reguladores de tensão, a consignação de tensões de referência para essas instalações poderá ser contrariada pela regulação de tensão na subestação.

Essa contradição só é ultrapassada se a regulação das tomadas do transformador da subestação for do tipo compensado (*“compound”*), com consideração da corrente na saída da subestação a que se liga a instalação de produção e um circuito mimético da sua impedância, para efeitos de compensação da respectiva elevação de tensão.

5.2 MANOBRAS DE LIGAÇÃO E DESLIGAÇÃO, E VARIAÇÕES DE POTÊNCIA PELO PRODUTOR

As manobras de ligação e desligação à rede das instalações de produção podem originar elevados valores transitórios de corrente. Estas correntes, além de eventuais danos e desgastes sobre os próprios equipamentos das instalações de produção e da rede eléctrica, causam em regra variações de tensão nos pontos de interligação que afectam todos os consumidores nas proximidades, e têm por isso de ser limitadas.

A regulamentação existente limita a 3% a variação de tensão admissível, transitoriamente, no ponto de interligação da instalação de produção quando de tais manobras, independentemente do tipo de geração envolvida. Mas, como a variação de tensão resulta de facto das variações bruscas de corrente, mesmo as taxas de subida e descida de carga em estado de ligação têm de ser limitadas, por forma a que a rede eléctrica consiga compensar as variações de tensão resultantes. Para transformadores com potência nominal de 10 MVA em subestações de distribuição, por exemplo, e com tensões de curto-circuito de 7,5%, os respectivos reguladores de tensão podem necessitar de até cerca de um minuto para compensarem uma variação de tensão de 1,5% (valor típico entre tomadas contíguas) no barramento MT do transformador, o que corresponde a compensar o efeito de uma variação de potência activa próxima de 2,5 MW, com factor de potência de 0,8.

É de notar que o valor de 3% a que o Regulamento limita as variações de tensão, associadas às manobras de ligação de uma instalação de produção em regime especial, cobre alguma quasi-simultaneidade de ligação entre instalações diferentes ligadas à mesma rede, quer produtoras quer consumidoras, dado que o limite regulamentar de qualidade para a Média Tensão é de 4%.

5.2.1 Ligação de Geradores Síncronos

Na figura 3 ilustra-se um circuito sumariamente representativo do conjunto formado por um gerador síncrono e uma rede, representados ambos por forças electromotrices por detrás de impedâncias equivalentes.

E e E_P representam respectivamente as forças electromotrices da rede e do gerador do produtor, e Z_{cc} e Z_P as respectivas impedâncias equivalentes de Thevenin, incluindo no caso do IPE a reactância transitória do gerador e a do transformador de ligação.

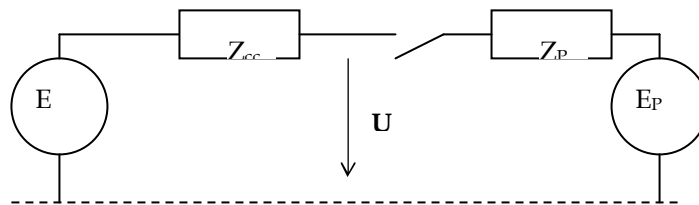


Figura 3: Circuito ilustrativo da ligação de um gerador síncrono à rede eléctrica

A tensão U no ponto de interligação, e desprezando os regimes sub-transitórios, pode ser determinada após a ligação aproximadamente pela expressão:

$$U = E_P + \frac{Z_P}{Z_P + Z_{CC}} (E - E_P) = E_P + \frac{1}{1 + 1/C_{rig}} \Delta E$$

em que C_{rig} é o coeficiente de rigidez da ligação entre o gerador síncrono e a rede, e ΔE é a diferença vectorial entre os fasores associados às duas forças electromotrizes.

A amplitude da diferença vectorial ΔE entre a força electromotriz do gerador E_P e a tensão E da rede pré-existente à ligação relaciona-se com as diferenças de amplitude $\Delta|E|$ e de fase ϕ^0 , definidas regulamentarmente para efeitos de condições de sincronização, pela expressão aproximada, para diferenças de fase relativamente pequenas:

$$|\Delta E| \approx (\Delta|E|^2 + (\Delta\phi * \pi/180)^2)^{1/2}$$

Para os limites definidos regulamentarmente, é a diferença de fase $\Delta\phi$ que domina o valor de $|\Delta E|$. Porém, o próprio processo de sincronização introduz uma variação temporal nessa diferença de fase, tendendo a reduzi-la, pelo que, dependendo do valor do coeficiente de rigidez, a tensão U tenderá após a sincronização para:

$$U \rightarrow E_P + \frac{1}{1 + 1/C_{rig}} \Delta|E|$$

Nesta medida, para valores do coeficiente de rigidez elevados (por exemplo superiores a 10), a tensão tenderá, finda a sincronização, para o próprio valor de E_P , e é por isso que as exigências regulamentares quanto às condições prévias à sincronização são mais severas que no passado quanto a este parâmetro, à semelhança das normas de outros países desenvolvidos.

As actuais prescrições regulamentares relativas à sincronização dos geradores síncronos garantem, em regra, que a variação de tensão no ponto de interligação não ultrapassará os 4% admitidos pelo Regulamento da Qualidade de Energia na Média Tensão, mas para centrais de maior potência a que corresponda um coeficiente de rigidez mais baixo é imperiosa a verificação daquelas prescrições. Daí a imposição da automatização do processo de sincronização para IPE com $S_n > 1,50$ MVA, o que garante a qualidade da tensão para os consumidores e é benéfico tanto para a rede como sobretudo para os próprios geradores da instalação de produção.

5.2.2 Ligação de Geradores Assíncronos

A ligação de uma máquina assíncrona não excitada a uma rede em tensão pode ocasionar correntes de amplitude da ordem de 6 ou mais vezes a corrente nominal, se a velocidade da máquina for inferior à correspondente ao binário máximo a que corresponde o escorregamento crítico como motor, ou superior à da velocidade correspondente a esse binário máximo como gerador. Para máquinas de dimensão moderada (por exemplo com potência inferior a 500 KVA), essa velocidade ocorre mui-

tas vezes nos intervalos de 92-95% ou 105-108% da velocidade de sincronismo, enquanto para máquinas de maior dimensão os intervalos de existência dessa velocidade são, em regra, da ordem dos 95-98% e 102-105%.

Se a ligação for efectuada com a máquina já a rodar a uma velocidade da ordem da correspondente ao escorregamento crítico, tipicamente a corrente de ligação será apenas cerca de metade da anteriormente referida, por exemplo da ordem de 3 vezes a corrente nominal. Além disso, o transitório electromecânico associado à manobra durará menos tempo, dada a maior proximidade da velocidade da máquina relativamente à nominal, sobretudo se esta estiver a rodar acima da velocidade de sincronismo (como gerador).

No actual Regulamento não existem prescrições específicas para as condições prévias de ligação à rede de instalações de produção com geração assíncrona, mas existe uma prescrição geral de que a variação de tensão provocada pela ligação não pode ultrapassar 3% no ponto de interligação. As condições que permitem cumprir este requisito podem ser aproximadamente determinadas a partir do conhecimento da relação de curto-circuito entre a rede e a instalação, e de alguns outros dados dependentes da instalação particular. Com efeito, considere-se o esquema aproximadamente representativo da figura 4, em que:

E é a tensão existente no ponto de interligação antes da ligação da instalação à rede;

Z_{cc} é a impedância equivalente da rede: $Z_{cc_{pu}} = 1/S_{cc_{pu}}$;

Z_{Tcc} é a impedância do transformador e demais condutores de ligação da instalação ao ponto de interligação (poderá ser nula se este ponto for no mesmo nível de tensão e próximo do ponto de ligação dos geradores assíncronos);

Z_{m_n} é a impedância equivalente do gerador assíncrono: $Z_{m_n_{pu}} = 1/S_{n_{pu}}$;

K_{arr} é o factor de arranque que relaciona a corrente de arranque com a corrente nominal (depende da velocidade prévia à ligação).

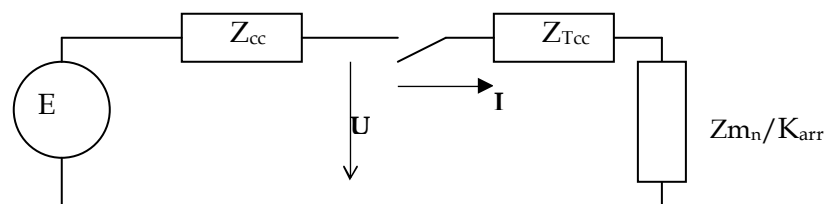


Figura 4: Circuito ilustrativo da ligação de um gerador assíncrono à rede eléctrica

Considerando como primeira aproximação que as impedâncias assinaladas são essencialmente reactivas, incluindo a do gerador assíncrono que durante o arranque tem, em geral, um factor de potência bastante baixo, e que deve ser ligado à rede com as respectivas baterias de condensadores desligadas, pode estimar-se o valor de U no seu máximo desvio relativamente a E pela expressão simplificada, desprezando o carácter complexo das relações:

$$|U| \approx \frac{|E|}{\left|1 + \frac{1}{\frac{C_{cc}}{K_{arr}} + \frac{Z_{Tcc}}{Z_{cc}}}\right|}$$

Deve verificar-se: $U > 0,97 E$.

Esta imposição traduz-se na obrigatoriedade de verificação da seguinte relação:

$$C_{cc} \left(\frac{Z_{Tcc}}{Z_{cc}} + \frac{1}{K_{arr}} \right) = C_{cc} \left(u_{cc} \frac{S_{mn}}{S_{Tn}} + \frac{1}{K_{arr}} \right) \geq \frac{0,97}{0,03} = 32,3$$

em que u_{cc} , S_{Tn} e S_{mn} são, respectivamente, a tensão de curto-circuito e a potência nominal do transformador, e a potência nominal do motor.

Exemplo de cálculo simplificado:

Seja a potência nominal do transformador e condutores de ligação igual à de um gerador assíncrono de uma instalação com um único gerador, e a respectiva tensão de curto-circuito de 5%. Nestas condições, pode-se construir a seguinte tabela que relaciona Factores de Arranque K_{arr} dos geradores com a relação de curto-circuito C_{cc} entre a rede e a instalação:

K_{arr}	C_{cc} mínima
6	150
4	108
3	85
1,5	45

Se, por exemplo, a potência de curto-circuito da rede no ponto de interligação for de 80 MVA (valor associável a título de exemplo a um ponto numa linha de Média Tensão de 30 kV a dez quilómetros de uma subestação munida de um transformador de 10 MVA), a máxima potência nominal da máquina não poderá exceder cerca de 0,53 MVA se a ligação ocorrer a uma velocidade muito diferente da correspondente ao escorregamento crítico (considerando $K_{arr} = 6$).

Para se poder ligar nesse mesmo ponto um gerador assíncrono com 1 MVA de potência, por exemplo, será necessário reduzir o factor de arranque para $K_{arr} < 3$. Tal significa que a velocidade do gerador na ligação deverá já ser muito próxima da nominal, por exemplo 103% para uma máquina com valores de escorregamento crítico de 96 e 104%. Na prática, esta especificação operacional poderá ser ainda mais apertada se o sistema de produção for atreito a problemas de frequentes mudanças de estado e tremulação, sendo muito difícil de garantir a menos que o gerador seja equipado de um dispositivo de arranque suave ("soft starter"). Estes dispositivos podem garantir a limitação da corrente de ligação a tipicamente de 3 a 1,5 vezes ou menos a corrente nominal, e deverão por isso ser exigidos sempre que a relação de curto-circuito C_{cc} for inferior a algumas centenas, como ordem de grandeza, podendo ainda ser insuficiente para garantir a limitação da variação de tensão produzida pela ligação, para C_{cc} pouco elevadas. Note-se que, mesmo com arranque suave, a limitação da variação de tensão quando da ligação a 3% requer, em geral e para cada gerador assíncrono, relações de curto-circuito sensivelmente superiores a 20. Note-se ainda que a limitação da corrente de arranque proporcionada pelos dis-

positos de arranque suave, usados em instalações eólicas de velocidade constante, é em geral mais eficaz nos aerogeradores em que é possível controlar a potência mecânica por variação do passo das hélices, do que naquelas onde essa controlabilidade não existe.

O cálculo apresentado pode ser aperfeiçoado considerando mais rigorosamente os argumentos das diversas grandezas complexas em jogo, o que conduz em geral a resultados um pouco menos exigentes.

5.2.3 Ligação de Instalações de Produção com Inversores

As especificações de ligação à rede dos sistemas de produção cuja interface é realizada por inversores electrónicos dependem do tipo de inversores.

No caso de serem usados inversores de comutação forçada, capazes de produzirem tensão mesmo na ausência de ligação à rede, e se a respectiva ligação for efectuada com tensão prévia no inversor, isto é, se os inversores tiverem sido projectados para funcionarem como fontes de tensão, deverão cumprir-se os mesmos requisitos que para os geradores síncronos relativamente à diferença de fase, frequência e amplitude da tensão previamente à ligação.

No caso de serem usados inversores de comutação pela rede, incapazes de produzirem tensão, ou de comutação forçada mas ligados sem tensão própria prévia, isto é, projectados para funcionarem como fontes de corrente, deverão cumprir-se os requisitos gerais regulamentares relativos ao limite de 3% da variação de tensão, no ponto de interligação, provocada por eventuais correntes transitórias de ligação.

5.3 TREMULAÇÃO E MODIFICAÇÕES FREQUENTES DA TENSÃO DA REDE PELO PRODUTOR

Algumas das fontes de energia utilizadas em instalações de produção em regime especial apresentam uma elevada irregularidade no tempo que se pode transferir para a potência eléctrica gerada. São exemplos conhecidos por essas irregularidades a energia fotovoltaica, sujeita ao efeito da passagem de nuvens e outras fontes de sombra sobre os painéis, e a energia eólica, sujeita em regimes de ventos fortes a problemas de turbulência.

No caso da energia eólica, cuja vasta aplicação tem suscitado estudos mais profundos que para outras formas de energia renovável, à irregularidade intrínseca do vento soma-se o efeito do seu gradiente em altura e o efeito de sombra das torres de sustentação das hélices, assim como, em certos casos, os próprios processos de controlo das turbinas, de que são de realçar quer as paragens e religações relativamente frequentes quando o vento é fraco e de intensidade próxima da mínima necessária à operação, quer as paragens por protecção quando o vento excede o limite máximo de segurança das turbinas. Estas variações temporais de potência originam, por sua vez, variações da amplitude da tensão nos pontos de interligação, as quais podem afectar negativamente os consumidores, tanto no seu conforto físico como em alguns processos industriais.

O efeito da passagem das hélices pela “sombra” de vento da torre, para turbinas com hélices de 3 pás, produz, nomeadamente, variações de potência mecânica da ordem dos 20 a 35% com uma frequência de 1 a 3 Hz.

A norma da CEI 60868 estabelece o limite de desconforto visual que as variações de tensão em função da sua frequência provocam, o qual não deve ser ultrapassado (figura 5).

Limites de Tremulação (CEI 60868)

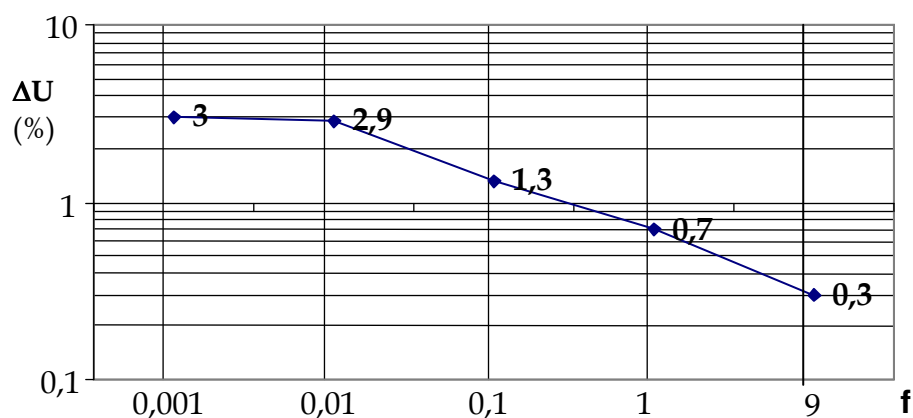


Figura 5: valores-limite para a tremulação, em função da sua frequência

Na prática, as instalações com maior probabilidade de causarem tremulação são os aerogeradores de velocidade constante, cuja ligação à rede, ainda que normalmente efectuada com geradores assíncronos, é relativamente rígida e não permite a absorção, pela inércia mecânica do aerogerador e respectiva turbina, das variações da intensidade do vento. Tais variações traduzem-se, portanto, em variações da potência eléctrica entregue à rede. A tremulação causada pelo efeito de sombra das torres, por exemplo, que como foi mencionado nos aerogeradores de velocidade constante se pode associar a variações de potência gerada de até 35% com uma frequência de 1 a 3 Hz, só é aceitável para os consumidores da rede pública se as pulsações de tensão associadas forem inferiores a 0,7-0,6% (vd. figura 5), valor muito mais exigente que os 3% admitidos nas operações de ligação. Note-se porém que o cálculo destas variações de tensão recomenda a consideração do argumento da impedância de curto-circuito da rede, visto as variações de potência serem sobretudo de potência activa. E, dadas as recomendações regulamentares para as condições operacionais de geração assíncrona de potência reactiva (em que localmente apenas deve ser compensada a potência consumida em vazio, o que corresponde como ordem de grandeza aproximada a uma operação à potência nominal com uma relação de $Q/P = -1/3$), para impedâncias de curto-circuito com uma relação próxima de $X_{cc}/R_{cc} = 3$ as variações da potência podem causar perturbações de tensão limitadas.

As IPE eólicas de velocidade variável, cujas turbinas accionam um gerador síncrono ligado à rede por um conversor electrónico, permitem que as variações do vento sejam em parte absorvidas pela inércia mecânica do sistema, que funciona assim como um “volante” amortecedor dessas perturbações. Note-se, no entanto, que a existência de conversores electrónicos (rectificadores-inversores) pode, em contrapartida, originar harmónicas de correntes que não são, em regra, problema relevante nas centrais de velocidade variável. E por outro lado, em regimes de ventos fortes, a que correspondem em regra regimes de produção de potência máxima, a turbulência cria variações aleatórias de potência que afectam qualquer dos tipos de aerogeradores.

A recente norma da Comissão Electrotécnica Internacional 61400-21, de 2001, estabeleceu os critérios a verificar para que os limites de emissão de tremulação especifica-

dos na norma CEI 60868 acima ilustrada sejam satisfeitos, e como o Regulamento das Redes de Distribuição a considera como referência, à semelhança de um número crescente de países, apresentam-se seguidamente os princípios da sua aplicação à verificação das condições de qualidade das instalações de produção do ponto de vista da tremulação.

Os parâmetros relevantes para a referida avaliação são os seguintes:

$c(\psi_{cc}, v_a)$: Coeficiente de emissão de tremulação em operação contínua;

$k_f(\psi_{cc})$: Factor de grau de tremulação durante a ligação dos aerogeradores e mudança de geradores;

$k_u(\psi_{cc})$: Factor de queda de tensão durante a ligação de aerogeradores e mudança de geradores;

Tratam-se de parâmetros fornecidos pelo fabricante dos aerogeradores, cujos métodos de determinação estão estabelecidos na norma CEI 61400 e cujos valores devem ser certificados por entidade independente, conforme estabelece o Regulamento das Redes de Distribuição. São, eles próprios, função de dois outros parâmetros locais:

ψ_{cc} : o argumento da impedância de curto-circuito da rede $Z_{cc,pu} = 1/S_{cc,pu}$. Os valores fornecidos pelo fabricante dos aerogeradores são tabelados para 4 valores possíveis deste ângulo: 30°, 50°, 70° e 85°, que correspondem respectivamente a relações X_{cc}/R_{cc} da rede iguais a 0,6; 1,2; 2,75 e 11,5. Para diferentes valores daquela relação, deve-se proceder à interpolação linear dos coeficientes indicados pelo fabricante. Este parâmetro deve ser fornecido pelo operador da rede.

v_a : a velocidade média anual do vento medida no local da instalação de produção.

Deve verificar-se que os índices de emissão de tremulação de curto e longo prazo são inferiores aos valores-limite definidos regulamentarmente:

$$I_{st} = I_{lt} = c(\psi_{cc}, v_a) \cdot \frac{1}{C_{cc}} < 0,25$$

Em que C_{cc} é a relação de curto-circuito entre a rede e o aerogerador.

Dada a limitação de I_{st} a 0,25, segundo o Regulamento das Redes de Distribuição, para um dado aerogerador deve verificar-se:

$$C_{cc} \geq 4 c(\psi_{cc}, v_a)$$

No caso de uma instalação dispendo de vários aerogeradores, o índice total deve ser calculado de acordo com a seguinte soma quadrática:

$$I_{st\Sigma} = I_{lt\Sigma} = \frac{1}{C_{cc}} \left(\sum_{i=1}^{N_{total}} (c_i(\psi_{cc}, v_a) \cdot S_{n,i})^2 \right)^{1/2} = \left(\sum_{i=1}^{N_{total}} I_{st,i}^2 \right)^{1/2}$$

Deve também verificar-se se os limites da tremulação causada pela ligação de aerogeradores e pela sua comutação são satisfeitos. Os respectivos valores são dados pelas expressões:

$$I_{st} = 18 N_{10}^{0,31} k_f(\psi_{cc}) \cdot \frac{1}{C_{cc}}$$

$$I_{It} = 8 N_{120}^{0,31} k_f(\psi_{cc}) \cdot \frac{1}{C_{cc}}$$

Em que I_{st} é a tremulação emitida por um aerogerador em tempo curto (10 minutos), I_{It} a emitida por tempos longos (120 minutos), e $k_f(\psi_{cc})$ é o coeficiente de emissão de tremulação fornecido pelo fabricante e mencionado acima. N_{10} e N_{120} são o número máximo de manobras permitidas pelo sistema de controlo em 10 e 120 minutos, respectivamente. Esta tremulação é particularmente relevante para avaliar o efeito dos ventos de baixa intensidade que provoquem paragens e arranques intermitentes.

No caso de uma instalação dispoñdo de vários aerogeradores, os índices totais devem também ser modificados, de acordo com as seguintes somas:

$$I_{st\Sigma} = \frac{18}{S_{cc}} \left(\sum_{i=1}^{N_{total}} N_{10}(k_{f,i}(\psi_{cc}) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31}$$

$$I_{It\Sigma} = \frac{8}{S_{cc}} \left(\sum_{i=1}^{N_{total}} N_{120}(k_{f,i}(\psi_{cc}) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31}$$

Finalmente, a variação da tensão devida à ligação de um só aerogerador pode também ser estimada usando a expressão:

$$\Delta U_{rel} = k_U(\psi_{cc}) \frac{1}{C_{cc}}$$

Naturalmente, estas expressões podem todas servir para determinar a mínima relação de curto-circuito que a IPE deve satisfazer no respectivo ponto de interligação, servindo assim para avaliar da adequação de determinado ponto de recepção à interligação de uma IPE com certas características no domínio da emissão de tremulação.

6. COMPORTAMENTO EM CONDIÇÕES PERTURBADAS DA REDE PÚBLICA

6.1 PERTURBAÇÕES DE TENSÃO

As instalações de produção de energia eléctrica ligadas à rede de distribuição são sujeitas com alguma frequência a abaixamentos de tensão bruscos e mais ou menos profundos, em regra de duração inferior a um segundo, denominados cavas. As cavas de tensão resultam, na sua maioria, de curto-circuitos nas redes de distribuição, embora também ocorram, com menor frequência, na rede de transporte.

Os curto-circuitos causadores de cavas de tensão podem ser afastados, por exemplo na própria rede de transporte em Muito Alta Tensão, ou próximos, por exemplo no próprio ramal de interligação à rede da Instalação de Produção em regime especial (IPE). E podem resultar de curto-circuitos fase-terra, difásicos envolvendo ou não a terra, e trifásicos. Os últimos são relativamente pouco frequentes (da ordem de grandeza de 5% do total, na Média Tensão), e os primeiros são os mais usuais (de 60% a 75%, na Média Tensão). Por conseguinte, raramente as cavas de tensão são simétricas e equilibradas nas três fases.

Do ponto de vista da estabilidade da ligação à rede, a tensão importante é a directa, cuja cava é mais pronunciada precisamente nos defeitos mais graves mas menos frequentes, os trifásicos, sobretudo tendo em conta que na rede de distribuição portuguesa as redes de distribuição em Média Tensão, onde ocorrem a maioria dos defeitos, existe apenas, quando existe, uma única ligação do ponto neutro à terra, localizada em cada barramento de Média Tensão das subestações, e que essa ligação se efectua através de uma impedância. Esta impedância de neutro limita as correntes de defeito e correspondentemente as cavas de tensão directa.

A capacidade de detectar a existência de curto-circuitos na rede de distribuição pelas IPE é essencial para a protecção desta rede. Da mesma forma, em caso de corte de alimentação da rede de distribuição pela Subestação AT/MT ou até mais a montante, a detecção da ausência de tensão é o critério mais simples para identificar esse corte. Estas detecções podem fazer-se através da identificação das cavas e cortes de tensão associados, distinguindo defeitos que envolvam a terra dos que a não envolvem. Esta distinção é realizada mais correctamente separando a medida da tensão homopolar, cuja presença é indicadora de defeitos envolvendo a terra, da medida de tensões não afectadas por essa tensão homopolar e que indicam outro tipo de defeitos.

O Regulamento da Rede de Distribuição impõe, por isso, a existência de relés de protecção de máximo de tensão residual ou homopolar, por um lado, e de relés de protecção de mínimo de tensão directa cuja oferta é hoje corrente no mercado de relés de protecção. Com os modernos relés microcomputadorizados multi-funcionais, ambas as funções podem ser realizadas pelo mesmo equipamento que necessita apenas de ser informado das três tensões fase-terra da rede, a partir das quais são calculadas a tensão homopolar e a directa. Em alternativa, admite-se o uso de duas tensões fase-fase como substituto à medida da tensão directa, embora alguns relés de protecção ainda não microcomputadorizados obtenham uma imagem desta tensão a partir de duas tensões compostas. Com efeito, tem-se:

$$U_+ = U_{ab} - \alpha^2 U_{bc},$$

em que U_+ representa a tensão directa da linha (medida do lado da rede), U_{ab} e U_{bc} representam as tensões medidas entre as fases a e b, e b e c, e α^2 é um operador desfasador de -120° . Toda a operação indicada na expressão pode ser realizada por um circuito eléctrico ou electrónico relativamente simples.

Além das cavas e cortes de tensão na rede, a IPE deve também ser capaz de detectar as sobretensões resultantes, por exemplo, de ferroressonâncias, auto-excitações, embalamentos, etc. Estas sobretensões são extremamente perigosas para o isolamento dos equipamentos, o que justifica a respectiva protecção e o curto tempo de actuação que lhe é exigido regulamentarmente.

Note-se que os tempos máximos de isolamento da instalação, incluindo portanto os tempos de decisão dos relés de protecção e de corte pelo disjuntor de interligação, são especificados e relativamente exigentes, o que é imposto pela segurança da rede e pela necessidade de lograr selectividade de operação entre as protecções da IPE e as da rede de distribuição. Note-se também que os limiares de operação destes relés são especificados com uma resolução de 1%, o que requer equipamentos com razoável precisão de medida das tensões durante as perturbações. Esta dupla qualidade, de rapidez e precisão na medida, é garantida por muitos dos modernos equipamentos actualmente disponíveis no mercado.

Finalmente, é ainda de notar a especificação regulamentar de dois níveis operacionais tanto para protecções de mínimo como de máximo de tensão, o que é feito em benefício da selectividade das protecções com as da rede de distribuição.

O próprio rearme de todos os elementos funcionais de protecção de mínimo e de máximo de tensão pode ser utilizado como sinalização de que a tensão se restabeleceu em valores permissíveis de uma ligação à rede, após um corte de tensão nesta, dando início à contagem do respectivo tempo de confirmação de restabelecimento de tensão exigido regulamentarmente.

6.2 PERTURBAÇÕES DE FREQUÊNCIA

A variação de frequência da tensão da rede é sempre um claro indício de desequilíbrio entre a produção e o consumo de energia eléctrica, o qual é convertido em (ou retirado de) energia cinética das massas girantes da rede.

Em condições normais de operação, a frequência da rede mantém-se praticamente constante, mas a sua variação é o melhor indício de que a rede eléctrica e a instalação de produção se separaram, situação que importa detectar tão rápida e precisamente quanto possível.

O Regulamento da rede de distribuição impõe tempos muito curtos de desligação da IPE quando de variações de frequência para além de certos limites, e também exige uma apreciável precisão na respectiva medida. Esta dupla qualidade, de rapidez e precisão na medida, é garantida pela maioria dos modernos equipamentos actualmente disponíveis no mercado, e é necessária para garantir a segurança da rede, quer da possibilidade de actuação selectiva dos sistemas de protecção.xxx

Como a frequência é medida na tensão, se a variação da sua frequência coincidir com uma cava pronunciada da sua amplitude, alguns relés são incapazes de medir a fre-

quência, efectuando geralmente um auto-bloqueio. Esta dificuldade é contemplada na disposição regulamentar que impõe a capacidade de continuar a medir correctamente a frequência e a dispor, portanto, da respectiva funcionalidade de protecção, mesmo quando a amplitude da tensão descer até 20% do valor nominal, limite para o qual em geral a protecção de mínimo de tensão já foi chamada a operar. Esta exigência requer uma boa qualidade da protecção mas é imprescindível à segurança das redes, visto que sem essa capacidade a função pode estar de facto fora de serviço em ocorrências em que a sua actuação é essencial.

Tal como para a protecção de mínimo de tensão, a protecção de frequência é menos sensível aos diversos tipos de defeito e ao desequilíbrio das tensões das fases se processar a tensão directa e não apenas uma das tensões fase-terra, atributo apresentado por várias das modernas protecções microcomputadorizadas disponíveis no mercado. Na verdade, em protecções deste tipo, multifuncionais, a tensão directa utilizada pela funcionalidade de protecção de frequência é a mesma que é utilizada pela de mínimo de tensão.

A taxa de variação da frequência quando da ocorrência de separação de redes depende de vários factores, e dessa taxa depende o tempo mediado desde o início da separação até que a frequência medida atinja o limiar parametrizado para o disparo. Os requisitos de segurança podem impor que esse tempo seja reduzido, sobretudo para os limiares superiores (sobrefrequência), o que por sua vez pode servir para determinar qual o valor da parametrização da frequência de operação da protecção.

Tem-se, com efeito, e para um dado desequilíbrio ΔP entre a potência gerada pela IPE e a consumida pelas suas próprias instalações e, eventualmente, a sub-rede de distribuição que lhe ficou ligada:

$$\frac{df}{dt} = - \frac{\Delta P}{2H}$$

em que H é a constante de inércia das massas rotativas associadas à geração, expressa em segundos, df/dt é expressa em valores por unidade (relativos aos 50 Hz), assim como ΔP (relativamente à potência nominal).

O valor de $f(t)$ é portanto aproximável por:

$$f(t) = f_0 \left(1 - \frac{\Delta P}{2H} t \right)$$

em que f_0 é a frequência inicial quando da ocorrência do desequilíbrio de potências. A constante de inércia varia largamente com o tipo de gerador utilizado, podendo variar entre por exemplo 1 s para certas instalações, até alguns segundos se o fenómeno resultar de um problema global afectando a rede de transporte, e não apenas de um problema local na ligação à rede de distribuição. Note-se também que na correcta consideração da expressão indicada pode ser conveniente considerar a redução ou o acréscimo de carga (se esta existir) associadas à própria variação de frequência e à variação de tensão que provavelmente acompanhará a ocorrência, o que pode recomendar um estudo com modelos detalhados feito com recurso a programas de cálculo automático.

Em regra, em instalações com considerável auto-consumo, como em certas instalações de cogeração e outras associadas a instalações industriais e de serviços, a varia-

ção de potência associada à separação de redes pode ser relativamente reduzida, acarretando uma modificação indesejavelmente lenta da frequência. Nestas instalações é recomendável que a protecção disponha não só dos elementos regulamentarmente indicados para operarem com certos limiares da frequência, como também de um elemento sensível à própria taxa de variação da frequência, que permita uma desligação mais rápida. A parametrização do valor da taxa de variação e da frequência para a qual ela deve ser verificada (provocando o disparo se for caso disso) deverá ser cuidadosamente estudada caso a caso. Se o consumo da instalação superar a produção, essa rápida detecção da variação de frequência pode ser utilizada não só para activar a separação da instalação relativamente à rede, como também para provocar o deslastre de algumas cargas internas não essenciais, permitindo assim o funcionamento em ilha de toda a instalação (produção e auto-consumo).

O rearme de todos os elementos funcionais de protecção de mínimo e de máximo de frequência pode ser utilizado, em conjunção lógica com sinalização similar da protecção de mínimo e de máximo de tensão, como indicação de que a frequência se restabeleceu em valores permissíveis para uma ligação à rede, após um corte de tensão ou deriva de frequência nesta, dando início à contagem do respectivo tempo de confirmação de restabelecimento de tensão exigido regulamentarmente.

6.3 PERDA DE SINCRONISMO

Na sequência de certas cavas de tensão é possível a perda de sincronismo entre os geradores síncronos de Instalações de Produção e a rede de distribuição, situação que a manter-se pode provocar graves danos aos equipamentos da rede e da própria IPE, e contra a qual o Regulamento da Rede de Distribuição obriga à existência de protecções específicas se a potência nominal da IPE superar os 5 MVA, ou se se situar entre os 0,5 e os 5,0 MVA mas o coeficiente de rigidez da rede no ponto de interligação for inferior a 25.

Com efeito, a manutenção de uma ligação à rede dessincronizada provoca variações da amplitude da tensão que se podem estimar numa primeira aproximação considerando de novo o esquema da figura 3. Tem-se:

$$U = E - \frac{Z_{cc}}{Z_P + Z_{cc}} (E - E_P) = E - \frac{1}{1 + C_{rig}} \Delta E$$

Se, durante a rotação dessincronizada, a força electromotriz do gerador se encontrar em oposição de fase com a tensão imposta pela rede, pode atingir-se:

$$|\Delta U_{relativa}| \approx \frac{2}{1 + C_{rig}}$$

donde:

$$C_{rig} > 25 \quad \Rightarrow \quad |\Delta U_{relativa}|_{max} < 8\%$$

A medida da frequência aos terminais do gerador pode, nestas circunstâncias, não operar correctamente por que a tensão medida caracterizar-se-á, de facto, pela combinação de duas frequências (a da rede e a de rotação do gerador). Uma protecção de máxima intensidade não instantânea verá oscilações da amplitude da corrente que a poderão levar a rearmes e arranques sucessivos sem que ocorra disparo, o mesmo ocorrendo com relés de protecção de mínima ou de máxima tensão temporizados. Se se verificarem estas condições (temporização das protecções de máxima intensidade

e de mínima e máxima tensão), a protecção contra a perda de sincronismo pode ainda ser realizada das seguintes formas, consoante as características da instalação:

- Em instalações com auto-consumo em que não esteja previsto o fornecimento de energia à rede eléctrica, ou pelo contrário em instalações de produção em que não esteja prevista a recepção de energia da rede (por exemplo mini-hídricas), usando protecções direccionais de potência;
- Nos casos restantes, usando protecções específicas contra perda de sincronismo, baseadas na medida da impedância da rede vista dos terminais da instalação ou gerador.

Em geradores assíncronos a perda de sincronismo traduz-se na aceleração dos geradores para lá da velocidade estável de funcionamento, a qual deverá ser detectada por protecções mecânicas de sobrevelocidade.

6.4 DESLIGAÇÃO EM CASO DE DEFEITO DE ISOLAMENTO NA REDE PÚBLICA

As redes de distribuição são sujeitas a curto-circuitos cujas correntes são alimentadas simultaneamente pela rede de transporte, através das subestações de distribuição, e pelas instalações de produção ligadas a essa rede de distribuição. Estes curto-circuitos são relativamente frequentes, dada a extensão e exposição de grande número das redes, e são inevitáveis. A título de exemplo, indicam-se na tabela seguinte números médios típicos de curto-circuitos por ano e centena de quilómetros de linha aérea, para diferentes níveis de tensão:

Nível de tensão	15 kV (MT)	30 kV (MT)	60 kV (AT)
Número de curto-circuitos por ano e 100 km	30	20	10
Percentagem de defeitos fase-terra	65%	70%	75%

Tabela I: números típicos de curto-circuitos em linhas de redes de Distribuição

É necessário proteger tanto as próprias redes de distribuição como as instalações de produção contra estes curto-circuitos, sendo de notar que de 80 a 90% destes defeitos são de natureza transitória e elimináveis após Religação Automática. Porém, as redes de distribuição foram projectadas para um funcionamento radial, e a introdução de geradores constitui uma fonte indesejada de redistribuição de cargas e de correntes de defeito, assim como uma possível fonte de sobretensões. Por conseguinte, embora a selectividade dos sistemas de protecção constituídos pelas protecções das subestações da rede de distribuição e as das IPE seja um objectivo desejável, por forma a minimizar o número de saídas de rede das IPE, essa selectividade não pode sobrepor-se aos requisitos de segurança que impõem que as IPE cessem de alimentar os defeitos na rede de distribuição quando estes ocorram.

A conciliação entre os requisitos de segurança e os de selectividade no funcionamento das protecções das IPE é dificultada por algumas características que os curto-circuitos na rede apresentam às IPE. Os defeitos entre fases que não envolvam a terra, por exemplo, produzem em geral correntes elevadas que facilitam a sua detecção selectiva pelas protecções que se situem no percurso de alimentação dessas correntes proveniente da rede de transporte; as IPE, porém, e com excepção das dis-

pondo de geração síncrona de razoável potência, munidas de reguladores automáticos de tensão, não têm possibilidade de manterem correntes de alimentação elevadas. De facto, nos geradores síncronos a reactância interna em caso de curto-circuito externo cresce rapidamente dos valores sub-transitórios para os transitórios, e depois para os síncronos, o que reduz substancial e progressivamente o valor das correntes de defeito com que contribuem a menos que a regulação da excitação procure contrariar a concomitante queda de tensão aos terminais dos geradores. Não dispondo de reguladores que elevem a excitação nessa tentativa de manter a tensão constante aos terminais, o referido aumento da reactância interna reduz as correntes e também a tensão aos terminais do gerador, e é por isso que a protecção de mínimo de tensão é mais segura na detecção deste tipo de defeitos na rede e é estipulada pelo Regulamento das Redes de Distribuição. Apenas para as centrais de geração síncrona de potência superior a 10 MVA, para as quais é regulamentada a existência de reguladores automáticos de tensão, é estipulado o uso de protecções de máxima intensidade condicionadas por mínimo de tensão, as chamadas protecções "51V" comuns a outras centrais menores do sistema electroprodutor.

As protecções "51V" devem ser reguladas em corrente para valores da ordem da corrente nominal ou mesmo inferior, mas se forem reguladas em tensão para valores da ordem dos 80%, por exemplo, só operarão em caso de curto-circuito.

No caso dos defeitos fase-terra na rede a detecção em corrente é impossível, visto que, não havendo ligação do neutro à terra pelas IPE na Média ou Alta Tensão da rede de distribuição, não há aí corrente homopolar que permita detectar a existência de defeito. Há, porém, muitas vezes, uma apreciável tensão homopolar, sobretudo nas redes cujo Regime de Neutro seja isolado ou ligado à terra por impedância limitadora a 300 A (valor típico das redes não-urbanas). Porém, nos defeitos fase-terra acontece que por vezes a resistência de defeito é elevada, o que reduz simultaneamente a corrente de defeito e a tensão homopolar que permite a sua detecção; por esta razão a detecção deste tipo de defeitos deve também ser feita em tensão, mas neste caso por máximo de tensão homopolar e com a maior sensibilidade possível, o que recomenda, dependendo do regime de neutro da rede e a título indicativo, as seguintes regulações para a respectiva protecção:

- Em redes de Regime de Neutro com Impedância limitadora a 1000 A ou com ligação sólida à terra (Alta Tensão): 3,5 a 7% de U_n ;
- Em redes de Regime de Neutro com Impedância limitadora a 300 A: 7 a 15% de U_n ;
- Em redes de Regime de Neutro Isolado: 35 a 50% de U_n .

A figura 6 mostra uma rede de distribuição de Média ou Alta Tensão, radial, com algumas das situações que podem ocorrer.

O curto-circuito II, por exemplo, ocorre numa saída da subestação sem IPE tal que, causando portanto cavas de tensão directa em toda a rede, e se for fase-terra também a elevação da tensão homopolar, não deveria porém provocar a desligação dos IPE A e B.

O curto-circuito I, pelo contrário, e dado ocorrer na sub-rede de distribuição onde se interliga o ramal proveniente do IPE B, deve provocar a desligação desta instalação de produção, mas não da IPE A, embora as cavas de tensão directa e a elevação da

tensão homopolar que este defeito provocará em toda a rede de Média Tensão possa não ser distinguível das causadas pelo defeito anterior.

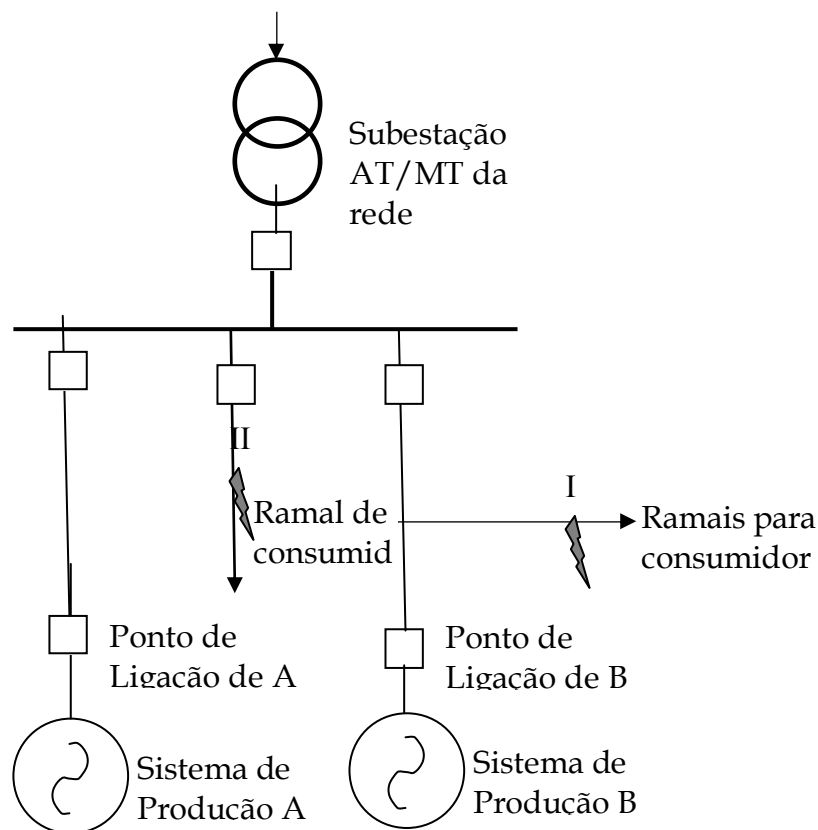


Figura 6: Exemplo de Rede de Média Tensão com duas IPE e curtos-circuitos em ramos. As caixas representam disjuntores.

Resultam destas considerações os princípios de regulação das diversas protecções associadas aos defeitos na rede de distribuição que se recomendam no seguimento.

As regulações de detalhe das tensões operacionais dos relés de mínimo e de máximo de tensão cujas bandas de existência são recomendadas devem ser calculadas tendo em conta o conhecimento da precisão dos relés utilizados e das características da rede.

6.4.1 IPE com ponto de interligação numa linha aérea partilhada

Esta situação corresponde à da Instalação de Produção B na figura 6. A IPE deve ser desligada de imediato na ocorrência de um defeito em alguma das derivações da linha que partilha com elas, por forma a facilitar o sucesso da Religação Rápida automática que em princípio o operador da rede de distribuição tentará na subestação (dada a elevada taxa média de sucesso que esse automatismo oferece). Nesta situação recomendam-se as seguintes regulações:

- **Protecção de Máximo de Tensão homopolar:** Regulação em tensão como indicado atrás, em função do Regime de Neutro da rede, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,15 s);
- **Protecção de Mínimo de Tensão:** Regulação em tensão entre 80 e 87%, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,15 s);

- **Protecção de Máximo de Tensão:** Regulação em tensão para 115%, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,15 s);
- **Protecção de frequência:** Regulação de mínimo de frequência entre 47,5 e 48 Hz e de máximo de frequência para 51 Hz, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,16 s).

Infelizmente, esta instalação estará sujeita a desligações frequentes provocadas por curto-circuitos noutras saídas da subestação. É aceitável que as protecções sejam primárias e directas, sem alimentação auxiliar.

6.4.2 IPE com ponto de interligação em cabo subterrâneo partilhado ou sub-rede mista (aérea e subterrânea)

Esta situação corresponde também à da Instalação de Produção B na figura 6, se na linha representada o operador da rede de distribuição não praticar Religação Rápida. Isto pode acontecer por a rede ser inteiramente subterrânea, caso em que não haverá qualquer tipo de Religação automática, ou por ser mista, caso em que o distribuidor poderá adoptar a solução de manter a prática de Religações Lentas mas prescindir da Rápida.

Nesta situação recomendam-se as seguintes regulações:

- **Protecção de Máximo de Tensão homopolar:** Regulação em tensão como indicado atrás, em função do Regime de Neutro da rede, com temporização coordenada cronometricamente com as das outras saídas da subestação (por exemplo 1,5 s., se a temporização das protecções das saídas for de 1,0 s.);
- **Protecção de Mínimo de Tensão:** Regulação em tensão entre 80 e 87%, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,15 s);
- **Protecção de Máximo de Tensão:** Regulação em tensão para 115%, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,15 s);
- **Protecção de frequência:** Regulação de mínimo de frequência entre 47,5 e 48 Hz e de máximo de frequência para 51 Hz, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,16 s).

Graças à temporização da protecção de máximo de tensão homopolar, e considerando que a maioria dos defeitos são fase-terra, esta IPE sofrerá, previsivelmente, apenas 1/3 a 1/4 dos disparos não-selectivos da IPE de 6.4.1 para as condições médias de constituição das subestações de distribuição e redes derivadas. Em caso de defeito na sub-rede associada ao ramal deste IPE, este será desligado de imediato pela sua protecção de mínimo de tensão se o defeito for polifásico.

A protecção de Máximo de Tensão homopolar poderá ainda ter as suas eficiência e selectividade melhoradas se dispuser dos seguintes elementos adicionais:

- **Funcionalidade de tempo inverso:** para coordenar com algumas protecções de Máximo de Intensidade Homopolar de tempo inverso usadas em algumas redes de distribuição;
- **Elemento adicional de tempo constante:** regulado para de 100 a 150% de U_n e sem temporização, por forma a detectar rapidamente defeitos fase-terra na própria saída da subestação a que a IPE se interliga ou suas derivações, após

desligação do disjuntor da subestação, quando a sub-rede formada fica em Neutro Isolado sobre o defeito fase-terra.

É aceitável que as protecções sejam primárias e directas, sem alimentação auxiliar, como na IPE de 6.4.1.

6.4.3 IPE com ligação directa à subestação, sem teledisparo

Esta situação corresponde à da Instalação de Produção A na figura 6. A IPE detém um ramal exclusivo que a liga directamente à subestação, onde existe um disjuntor que, por conseguinte, apenas lhe está dedicado. Mesmo que a ligação seja em linha aérea, não é em geral do interesse do produtor que a subestação pratique a Religação Rápida, que não deve portanto existir neste ramal, neste caso.

A selectividade baseia-se essencialmente na detecção da abertura do disjuntor da linha do lado da subestação, através da medida das drásticas variações de frequência e de tensão que a acompanharão, para discriminar a localização do curto-circuito na rede e evitar o disparo devido a defeitos noutras saídas da subestação.

Nesta situação recomendam-se as seguintes regulações fundamentais:

- **Protecção de Mínimo de Tensão:** Regulação em tensão para **25%**, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,15 s);
- **Protecção de Máximo de Tensão:** Regulação em tensão para **115%**, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,15 s);
- **Protecção de frequência:** Regulação de mínimo de frequência para **49,5 Hz** e de máximo de frequência para **50,5 Hz**, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,16 s).

A Protecção contra defeitos fase-terra está, neste caso, desactivada. A detecção de defeitos deste tipo fora do ramal do IPE não existe, e no ramal é feita indirectamente, após o disparo da protecção associada ao disjuntor da subestação. A detecção de defeitos polifásicos está, por sua vez, muito dessensibilizada, por forma a detectar um mínimo de defeitos fora do ramal e apenas seguramente os defeitos próximos. Após a abertura do disjuntor da subestação cabe à protecção de frequência detectar a situação de insularização decorrente, sendo essa a razão da sua elevada sensibilização. Como reserva de actuação, e para situações onde haja auto-consumo que se aproxime da potência produzida, dificultando a actuação da protecção de frequência, deverão ainda ser regulados:

- **Protecção de Máximo de Tensão homopolar:** Regulação em tensão como indicado atrás, em função do Regime de Neutro da rede, com temporização coordenada cronometricamente com as das outras saídas da subestação (por exemplo 1,5 s., se a temporização das protecções das saídas for de 1,0 s.);
- **Protecção de Mínimo de Tensão (elemento adicional):** Regulação em tensão entre **80 e 87%**, com temporização coordenada cronometricamente com as das outras saídas da subestação (por exemplo 1,5 s., se a temporização das protecções das saídas for de 1,0 s.);
- **Protecção de Máximo de Tensão (elemento adicional):** Regulação em tensão entre **108 e 112%**, com temporização de 1 s.

Esta IPE não se desligará, em regra, para defeitos fora do seu ramal de ligação, mas tem o inconveniente (para si própria e para a rede) de se desligar sempre que haja alguma perturbação maior que afecte a frequência da instalação e/ou da rede, a que tem de ser muito sensível por forma a se garantir a detecção rápida e segura da abertura do disjuntor da subestação. Neste caso não é aceitável que as protecções sejam primárias e directas; deverão ser secundárias e indirectas, existindo uma fonte de alimentação auxiliar.

É também necessário verificar se a contribuição da IPE para um defeito noutra saída da subestação não atinge a corrente operacional da protecção que, na subestação, protege o ramal de ligação da IPE. Se isso suceder, para garantir a selectividade é então necessário bloquear a protecção da subestação para esses defeitos com um elemento de sobreintensidade direccionada, cujo custo deverá ser suportado pelo produtor.

6.4.4 IPE com teledisparo

Esta situação pode corresponder em princípio tanto à da Instalação de Produção A, como à da IPE B na figura 6, mas de acordo com as disposições regulamentares é obrigatória para todas as instalações com potência não inferior a **10 MVA**, e opcional para os restantes produtores.

Tal como no caso anterior (6.4.3.), a selectividade baseia-se na abertura do disjuntor da subestação para a localização discriminada dos defeitos, mas agora essa informação é directamente telecomunicada, o que permite cobrir todo o tipo de causas de disparo ocorridas na subestação e dessensibilizar a protecção de frequência que, no caso anterior, tinha o papel agora atribuído ao teledisparo.

O canal de teledisparo deve ser fiável e vigiado, por exemplo um circuito dedicado de um operador de telecomunicações ou um cabo de comunicações enterrado com o cabo de potência ou montado sobre os seus postes de sustentação.

Como reserva de protecção para o caso do teledisparo estar indisponível, estas instalações devem ainda dispôr do seguinte conjunto de protecções:

- **Protecção de Máximo de Tensão homopolar:** Regulação em tensão como indicado atrás, em função do Regime de Neutro da rede, com temporização coordenada cronometricamente com as das outras saídas da subestação (por exemplo 1,5 s., se a temporização das protecções das saídas for de 1,0 s.);
- **Protecção de Mínimo de Tensão:** Regulação em tensão entre **80 e 87%**, com temporização coordenada cronometricamente com as das outras saídas da subestação (por exemplo 1,5 s., se a temporização das protecções das saídas for de 1,0 s.).
- **Protecção de Máximo de Tensão:** Regulação em tensão para **115%**, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,15 s);
- **Protecção de Máximo de Tensão (elemento adicional):** Regulação em tensão entre **108 e 112%**, com temporização de 1 s;
- **Protecção de frequência:** Regulação de mínimo de frequência entre **47,5 e 48 Hz** e de máximo de frequência para **51 Hz**, sem temporização (corte em tempo não superior a 0,16 s).

A desensibilização agora introduzida na regulação da protecção de frequência permite que esta IPE seja muito menos susceptível a incidentes na rede de Alta Tensão e até na de Transporte, o que é benéfico tanto para a IPE como para a rede pública.

Porém, tal como em 6.4.2., é necessário verificar se a contribuição da IPE para um defeito noutra saída da subestação não atinge a corrente operacional da protecção que, na subestação, protege o ramal de ligação da IPE. Se atingir, então é necessário bloquear a protecção da subestação para esses defeitos com um elemento de sobreintensidade direccionada, cujo custo deve ser suportado pelo produtor.

6.5 ESPECIFICAÇÃO DE TT PARA PROTECÇÃO

Os Transformadores de Tensão (TT) usados para medida não garantem precisão abaixo de 80% de U_n , o que os torna desadequados à utilização em funções de protecção em que a protecção de mínimo de tensão deva ser regulada abaixo desse limiar. Deverão por isso ser usados enrolamentos de classe de precisão 3P nos TT aplicados em funções de protecção, dimensionados para não saturarem com as tensões compostas entre fase e neutro, e potências de precisão não inferiores às de carga (protecções e fios de ligação), sempre que as protecções de mínimo de tensão se prevejam necessitem de ser reguladas para valores abaixo de 80% (condição 6.4.3).

Para regulações acima de 80% as protecções poderão partilhar os enrolamentos de TT de medida, desde que a sua potência de precisão seja adequada. Note-se que o emprego de protecções microcomputadorizadas multi-funcionais reduz substancialmente a potência de carga constituída pelas protecções para os TT.

6.6 COORDENAÇÃO COM RELIGAÇÃO AUTOMÁTICA

No caso da IPE partilhar uma saída da subestação com outros utilizadores e houver a prática de Religação Automática pelo distribuidor, à filosofia de protecções do IPE terá de se subordinar a esse automatismo que visa restabelecer a alimentação aos consumidores tão cedo quanto possível, desligando-se rapidamente e não voltando a ligar-se senão depois de garantida a estabilidade de tensão na linha.

Note-se ainda que a Religação Rápida, comum a linhas aéreas, é particularmente exigente nos tempos de abertura que exige, visto normalmente implicar uma desligação por disparo não temporizado na subestação, com religação apenas 0,30 s. após o corte de alimentação à linha. A Religação Lenta é normalmente subsequente a um corte efectuado pelo elemento temporizado da protecção da subestação, e só se efectua de 15 a 60 segundos depois, sendo 30 segundos o valor mais corrente.

6.7 REGIME ESPECIAL DE EXPLORAÇÃO

Quando o distribuidor anteveja a conveniência de executar trabalhos em tensão (TET) na rede a que a IPE está ligada, todas as temporizações das protecções desta, caso não sejam nulas, devem poder ser anuladas por um comutador físico ou virtual encravável pelo distribuidor e correspondente ao regime especial de exploração (REE). As protecções deverão também ser reguladas para a máxima sensibilidade. Trata-se de uma medida indispensável à segurança das equipas de manutenção do distribuidor, visando garantir a rápida desligação da IPE em caso de contacto humano com condutores em tensão.

A inexistência desses comutadores obrigará à desligação total da IPE durante os referidos TET. Em protecções microcomputadorizadas multi-funcionais dispondo de vários conjuntos de parametrizações, o REE pode ser utilizado para comutar o conjunto activo para um mais sensível e rápido, pré-programado, sem necessidade de outra intervenção nas protecções.

7. PROIBIÇÃO DE FUNCIONAMENTO EM ILHA

O Regulamento das Redes de Distribuição proíbe terminantemente o funcionamento em ilhas, formadas por geradores de IPE dispersos e cargas da rede de distribuição externas às instalações de produção, por duas razões:

1. Se a ilha resultou da desligação de parte da rede de distribuição na sequência de um curto-circuito ou outro defeito, o operador da rede de distribuição tem de restaurar os circuitos interrompidos, e este trabalho complica-se muito se houver geradores emilhota com cargas do distribuidor vinculado. Em particular, pode ser necessária a deslocação de equipas de manutenção para trabalho de reparação sobre os circuitos da rede, cuja segurança ficaria gravemente ameaçada se existissem IPE ligados à rede que a colocassem em tensão;
2. A qualidade da energia (níveis de tensão e de frequência, assim como de harmónicas) pode não ser garantida pelos geradores das IPE na ilha aos níveis requeridos regulamentarmente, causando eventuais danos aos consumidores pelos quais é o distribuidor vinculado quem é responsável.

Em particular, nas redes de distribuição em que o neutro é ligado à terra nas subestações de distribuição através de uma impedância limitadora, a formação de ilhas que excluam essa ligação do neutro caracteriza-se por regimes de neutro isolado, o que pode criar sérios riscos para o isolamento de todos os equipamentos da ilha, em caso de desequilíbrio de tensões ou da ocorrência de algum defeito fase-terra. Outro sério risco é o da formação da ilha passar despercebida por parte dos operadores da rede de distribuição, dando origem a religações que podem encontrar a tensão da ilha em oposição de fase com a da restante rede, originando as correspondentes perturbações de tensão e corrente e danos associados para os equipamentos da rede e das IPE.

A formação de ilhas pode parecer improvável uma vez satisfeitas as condições de protecção contra defeitos na rede de distribuição analisadas em 6.4, mas há curto-circuitos nas redes de distribuição que são de detecção muito difícil nas IPE, como por exemplo os defeitos fase-terra muito resistivos, e há situações de desligação de redes, nas subestações de distribuição ou até nas de transporte, sem a ocorrência de curto-circuitos prévios.

Em situações de quase equilíbrio entre a potência produzida pelas IPE e o consumo dependente da rede de distribuição que ficou a constituir a ilha com as IPE, a formação de uma situação de insularização pode, portanto, ser difícil de detectar. Para este efeito deve ser considerada a aplicação de um ou mais dos seguintes quatro princípios de protecção:

- a) A IPE faz parte de um conjunto, eventualmente singular, de instalações de produção cuja potência total agregada não ultrapassa, junto do disjuntor a montante

mais próximo da rede de distribuição, 1/3 da Potência total mínima de carga dependente da sub-rede associada a esse disjuntor;

- b) A IPE baseia a sua ligação à rede em inversores electrónicos dispondo de algum método devidamente certificado de detecção do funcionamento em ilha;
- c) A IPE faz parte de uma instalação em que existe auto-consumo que supera sempre a máxima potência produtível pela instalação, não havendo, portanto, nunca, lugar à exportação de energia para a rede de distribuição. Neste caso a protecção contra a insularização poderá basear-se numa protecção direccionada de potência que detecte a sua inversão, e que deverá ocasionar disparo não temporizado.
- d) A IPE não preenche nenhuma das condições anteriores (a) a c)) e deverá então dispor de uma protecção específica contra o funcionamento em ilha (protecção anti-insularização).

Entre as opções a considerar para a protecção específica anti-insularização, deverá ser escolhida uma das seguintes:

- I. Sensibilização particular para as protecções de mínimo e de máximo de tensão, com regulação por exemplo e respectivamente para 89% e 110%, sem temporização, e identicamente para a protecção de máximo e de mínimo de frequência, com regulações não temporizadas para 49,5 e 50,5 Hz;
- II. Protecção de taxa de variação de frequência associada à protecção de frequência, e regulada com sensibilidade adequada. Esta opção só é possível se houver uma razoável diferença entre a potência máxima gerável e a potência de consumo mínima na sub-rede isolável em ilha;
- III. De variação brusca do vector associado à potência fornecida à rede de distribuição, ou à tensão aos terminais dos geradores. Esta opção, que essencialmente combina as variações eventualmente menores de potência activa fornecida, com as da potência reactiva, quando da insularização, tem uma elevada sensibilidade à insularização mesmo com pequenas diferenças entre a potência máxima produtível e o consumo mínimo da ilha, mas infelizmente também a tem a certos curto-circuitos na rede, podendo provocar disparos intempestivos com alguma frequência;
- IV. Teledisparo, activado pela abertura do disjuntor da subestação. É a solução mais segura embora também a mais dispendiosa, e é regulamentarmente imposta para instalações com potência superior a 10 MVA. O teledisparo pode ser não só comandado pela abertura do disjuntor da subestação do distribuidor, como por outras origens que a operação da rede entenda (por exemplo, ordens de Centros de Condução).

Existem presentemente no mercado relés de protecção microcomputadorizados de diversas marcas que oferecem integradamente todo o conjunto de funções de protecção que têm vindo a ser mencionadas, além de funções de oscilografia, registo cronológico de acontecimentos, medida, comando e telecomunicações. São normalmente designados por “relés de interligação”.

8. TESTES DE CONFORMIDADE E ACEITAÇÃO

As instalações de produção em regime especial (IPE) devem comprovar, através de ensaios devidamente certificados, que cumprem o estipulado regulamentarmente quanto à qualidade da energia fornecida (nomeadamente harmónicas e tremulação), assim como quanto à eficácia das protecções essenciais à segurança da interligação (sincronização, perda de sincronismo, anti-insularização, desvios de tensão e de frequência, bloqueio da religação quando se não verificarem as condições regulamentares para o efeito, e desligação automática em caso de falha de tensão auxiliar ou avaria interna do sistema de protecções).

Estes ensaios podem ser ensaios de tipo ou **projecto** (prova de que a concepção de um dado equipamento cumpre as condições técnicas regulamentares), ensaios de fábrica ou **produção** (prova de que um dado equipamento é fabricado de acordo com a sua concepção), e ensaios locais à instalação, ou de **comissionamento**. Devem, naturalmente, ser devida e formalmente documentados.

Relativamente à qualidade da energia fornecida, a Comissão Electrotécnica Internacional tem definido nos últimos anos normas para a qualificação de IPE relativamente à **produção de harmónicas**, incluindo **componentes contínuas**, e de **tremulação**, assim como quanto ao **desequilíbrio de tensões**, que permitem a obtenção de certificados internacionais de tipo ou projecto para diversas tecnologias de produção de energia. São, nomeadamente, aplicáveis as seguintes normas:

CEI 61000-21 (2001): Relativa à qualidade de energia das IPE eólicas. Esta norma define os métodos de medida e ensaio a aplicar, referindo-se às restantes normas existentes da CEI.

CEI 61000-4-30 (2000): Normativo geral sobre métodos de medida de diversos parâmetros da qualidade de energia de um sistema de energia.

CEI 61000-4-7 (1991, actualizada em 2001): Normativos sobre métodos de medição de harmónicas e componentes contínuas de corrente injectadas pelas IPE;

CEI 61000-4-15 (1998): Normativos sobre métodos de medição de tremulação suscitadas pelas IPE;

CEI 61800-3, Apêndice B.3 (1996): Normativos sobre métodos de medida do desequilíbrio de tensões.

O IEEE (*"Institute of Electrical and Electronic Engineers"*), pelo seu lado, tem vindo a preparar um conjunto de normas e guias relativos não só à qualidade da energia, como também às condições técnicas de interligação das IPE. Está também em preparação a definição de um normativo para os respectivos ensaios de conformidade, em particular quanto à operacionalidade das funções de protecção.

Na ausência, entretanto, de normas internacionais que estabeleçam completamente objectivos pré-definidos para fabricantes, instaladores, operadores de rede e representantes dos consumidores e do Estado, relativamente ao conjunto de testes a serem verificados, é recomendada a seguinte lista de ensaios a efectuar no **comissionamento** e algumas orientações sobre a sua execução prática:

Ensaio mínimo de execução recomendada no comissionamento:

- Resposta a tensões e frequências anormais.
- Bloqueio da ligação sobre redes sem tensão e verificação dos correspondentes tempos de confirmação.
- Anti-insularização (apenas relevante para IPE cujo tipo de ligação à rede não possua métodos certificados de detecção da insularização; certos sistemas baseados em inversores possuem métodos desses).
- Limitação de injeção de harmónicas e componente contínua na corrente (apenas relevante para IPE que utilizem inversores electrónicos para a ligação à rede).

O teste da resposta a **tensões e frequências anormais** poderá ser feito através da “simulação de redes”, ou seja, usando equipamentos adequados capazes de injectarem correntes e tensões nas protecções ou sistema de controlo dos geradores das IPEs, equipamentos vulgarmente conhecidos por “malas de ensaio de protecções”. O mesmo método poderá ser usado para a verificação do cumprimento das condições de **bloqueio e tempo de confirmação** em caso de falha de alimentação na rede.

O teste de **anti-insularização** poderá ser efectuado com a IPE já pronta a entrar em serviço, nas próprias condições de funcionamento expectáveis, procedendo à desligação de um interruptor ou disjuntor em local adequado da rede e seleccionado de acordo com a empresa de distribuição. Note-se que certos sistemas usando inversores electrónicos dispensam esses ensaios, conforme indicado em 7.

A verificação dos **limites de injeção de harmónicas e componentes contínuas** de corrente pode efectuar-se usando aparelhos destinados para o efeito actualmente existentes e cumprindo as normas CEI mencionadas.

Existe ainda um conjunto de testes e verificações que podem ser feitos por inspecção visual local ou análise do projecto da instalação, nomeadamente:

- Verificação do dispositivo de corte visível;
- Existência de meios de monitorização ou da previsão da sua existência futura.

9. AVALIAÇÃO DA COMPATIBILIDADE DO PRODUTOR COM A REDE

A avaliação da compatibilidade de uma Instalação de Produção em Regime Especial (IPE) com um dado ponto de ligação à rede eléctrica poderá ser efectuada percorrendo as seguintes etapas:

1. Verificação de que a potência máxima produtível (durante 10 minutos) pela IPE, afectada de um factor de segurança variável entre 1,01 e 1,1 conforme a instalação, é menor que a **capacidade de recepção** do ponto de ligação disponível mais próximo, agregando a potência da IPE à de outros produtores cuja ligação já tenha sido definida. Pressupõe-se que a definição da referida capacidade de recepção se fundamentou na capacidade térmica limite dos condutores da rede eléctrica nesse ponto, conforme é definido regulamentarmente. Se a verificação for positiva pode-se passar ao passo seguinte, caso contrário será necessário localizar o ponto de recepção mais próximo que satisfaça esta condição.
2. Verificação de que a **potência de curto-circuito** adicionada pela IPE, agregada à já previamente atribuída no ponto de interligação ou na sub-rede associada ao disjuntor de subestação mais próximo, e somada à proveniente da rede de transporte, é suportável dinamicamente e termicamente pelos condutores da rede e compatível com o poder de corte dos disjuntores da subestação. Se a verificação for positiva pode-se passar ao passo seguinte, caso contrário será necessário localizar o ponto de recepção mais próximo que satisfaça esta condição e a anterior.
3. Verificação de que a operação da IPE, em condições estacionárias de potência máxima e factor de potência regulamentar, não conduz à violação dos **limites máximo e mínimo de tensão** definidos pelo Regulamento da Qualidade de Energia no ponto de interligação ou outros pontos da rede. Estes outros pontos devem ser investigados particularmente para ligações à rede de Alta Tensão, na previsão do seu funcionamento em malhas fechadas. Se a verificação for positiva pode-se passar ao passo seguinte, caso contrário será necessário localizar o ponto de recepção mais próximo que satisfaça esta condição e as anteriores.
4. Verificação de que a ligação à rede da IPE, bem como a sua desligação, não produzem **variações de tensão relativas** superiores ao estipulado regulamentarmente. Uma primeira verificação poderá ser a da verificação de se a relação de curto-circuito no ponto de interligação é suficiente. Se não for, dever-se-á proceder a um cálculo mais rigoroso, considerando o argumento da impedância de curto-circuito da rede e o factor de potência da geração quando da sua ligação. Se a verificação for positiva pode-se passar ao passo seguinte, caso contrário será necessário localizar o ponto de recepção mais próximo que satisfaça esta condição e as anteriores.
5. Se a IPE se basear em energia **eólica ou solar**, é necessário verificar se os limites de **tremulação** impostos regulamentarmente não são ultrapassados, no ponto de interligação, pela tremulação emitida pela IPE e toda a demais potência de origem eólica e solar agregada a esse ponto. Se a verificação for positiva pode-se passar ao passo seguinte, caso contrário será necessário localizar o ponto de recepção mais próximo que satisfaça esta condição e as anteriores.

6. Se a IPE dispuzer de **inversores electrónicos** de potência, é necessário verificar se os limites de **harmónicas** impostos regulamentarmente não são ultrapassados, no ponto de interligação, pelas harmónicas de corrente injectadas pela IPE e toda a demais potência dispendo de inversores electrónicos agregada a esse ponto. Se a verificação for positiva pode-se passar ao passo seguinte, caso contrário será necessário localizar o ponto de recepção mais próximo que satisfaça esta condição e as anteriores.
7. Se a IPE se basear em **geradores síncronos**, é necessário verificar se a potência da IPE e se o coeficiente de rigidez entre a rede e a instalação, no ponto de interligação, requerem a existência de uma protecção específica contra a perda de sincronismo. Se a verificação for positiva pode-se passar ao passo seguinte, caso contrário será necessário localizar o ponto de recepção mais próximo que satisfaça esta condição e as anteriores.
8. Finalmente e verificadas positivamente as condições anteriores, é necessário verificar ainda se o projecto da instalação cumpre todos os preceitos regulamentares e que ensaios certificados de projecto existem.