

**MANUAL DE PROCEDIMENTOS DO GESTOR DO
SISTEMA**

Dezembro 2008

ÍNDICE

1	FUNCIONAMENTO DO SISTEMA	1
1.1	Objectivo	1
1.2	Matérias a detalhar	1
1.3	Âmbito de aplicação	1
1.4	Critérios de segurança e de funcionamento do sistema	2
1.4.1	Estados de funcionamento do sistema	2
1.4.1.1	Estado normal	2
1.4.1.2	Estado de alerta	2
1.4.1.3	Estado de emergência	2
1.4.1.4	Estado de reposição	2
1.4.2	Variáveis de controlo da segurança do sistema eléctrico	3
1.4.3	Contingências a considerar na análise de segurança	3
1.4.4	Margens das variáveis de controlo operacionais	3
1.4.4.1	Funcionamento do sistema em estado normal	3
1.4.4.2	Critérios de segurança	5
1.4.5	Medidas extraordinárias de segurança	8
1.5	Estabelecimento dos níveis de carga admissíveis	8
1.5.1	Limites térmicos	8
1.5.2	Metodologia de cálculo	9
1.5.2.1	Modelo térmico para o equipamento	9
1.5.2.2	Modelo térmico para os condutores	9
1.5.2.3	Modelo térmico para os transformadores	9
1.5.3	Periodicidade do cálculo dos níveis admissíveis de carga	9
1.6	Condições de entrega de energia nos pontos fronteira da rede de transporte	9
1.6.1	Interrupções do abastecimento e qualidade da onda de tensão	10
1.7	Reservas para a regulação frequência/potência	10
1.7.1	Reserva de regulação primária	10
1.7.2	Reserva de regulação secundária	11
1.7.3	Reserva de regulação terciária	12
1.7.3.1	Reserva mínima de regulação terciária	12
1.7.3.2	Reserva adicional de regulação terciária	12
1.8	Estabelecimento dos planos de segurança	12
1.8.1	Planos de Salvaguarda	13
1.8.1.1	Planos de teledisparo de geradores	13
1.8.2	Planos de Emergência	13
1.8.2.1	Deslastre automático de cargas	14
1.8.2.2	Deslastre selectivo manual de carga	15
1.8.3	Planos de Reposição do Serviço	17
2	VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DE OPERAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZOS	19
2.1	Objectivo	19

2.2	Ambito de aplicação.....	19
2.3	Matérias a detalhar	19
2.4	Previsão de consumo	19
2.4.1	Previsão Mensal Com Horizonte Anual Móvel.....	19
2.4.2	Previsão Com Horizonte Semanal Móvel	20
2.4.3	Previsão Diária	20
2.5	Verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos	20
2.5.1	Introdução.....	20
2.5.2	Análise de Segurança	21
2.5.3	Metodologia do Estudo.....	21
2.5.4	Informação Necessária	22
2.5.4.1	Centrais Térmicas de carvão.....	22
2.5.4.2	Centrais de fuel, gás natural e gasóleo	22
2.5.4.3	Centrais hidroeléctricas	22
2.5.5	Níveis de Segurança.....	23
2.5.5.1	Centrais térmicas.....	23
2.5.5.2	Albufeiras.....	23
2.6	Coordenação da manutenção das unidades de produção	23
2.6.1	Informação a Fornecer pelos Produtores.....	23
2.6.2	Informação Difundida pelo Gestor de Sistema	24
2.6.3	Compromisso dos Prazos Anunciados	24
3	PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO	27
3.1	Objectivo	27
3.2	Definições	27
3.2.1	Programa Diário Base (PDBC).....	27
3.2.2	Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF).....	27
3.2.3	Programa Diário Viável Provisional (PDVP)	28
3.2.4	Assignação de reserva de regulação secundária	28
3.2.5	Programa Diário Viável Definitivo (PDVD)	28
3.2.6	Programa Provisional de Reserva (PPR).....	28
3.2.7	Programa Horário Final (PHF)	28
3.2.8	Programa Horário Operativo (PHO).....	28
3.2.8-A	Programa Horário Operativo Final (PHOF).....	28
3.2.9	Restrição técnica.....	29
3.2.10	Áreas de balanço	29
3.2.11	Desvios geração e consumo	31
3.3	Programação prévia.....	31
3.3.1	Programa diário base de funcionamento (PDBF)	31
3.3.2	Programa diário viável provisional (PDVP)	32
3.3.3	Requisitos de reserva de regulação secundária.....	32
3.3.4	Assignação de reserva de regulação secundária	32
3.3.5	Programa diário viável definitivo (PDVD).....	33
3.3.6	Programa provisional de reserva (PPR)	33

3.4	Mercado intradiário (mi)	33
3.5	Programação em tempo real	34
3.5.1	Programas horários operativos (PHO).....	34
3.5.2	Actuações imediatas perante desequilíbrios em tempo real	34
3.5.3	Modificações dos PHO.....	34
3.5.4	Gestão de desvios entre sessões do MI e solução de restrições detectadas em tempo real.....	34
3.6	Divulgação de informação relativa à programação da exploração	35
4	SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS.....	37
4.1	Objectivo	37
4.2	Definições	37
4.3	Solução de restrições técnicas no programa diário base	37
4.3.1	Desagregação dos programas estabelecidos no PDBF e comunicação ao GS de outras informações necessárias para as análises de segurança	37
4.3.2	Ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas	38
4.3.2.1	Período para a recepção de ofertas	38
4.3.2.2	Apresentação de ofertas.....	38
4.3.2.3	Características das ofertas	39
4.3.2.4	Modificação do programa PDBF por critérios de segurança	39
4.3.2.5	Identificação das restrições técnicas	40
4.3.2.6	Resolução das restrições e valorização	40
4.3.2.7	Implementação da resolução de restrições	41
4.3.2.8	Reequilíbrio entre geração e consumo	43
4.3.3	Indisponibilidades de unidades de produção com influência na segurança, comunicadas depois de publicado o PDBF	44
4.3.4	Informação ao OM e aos agentes de mercado.....	45
4.4	Solução de restrições técnicas no mercado intradiário.....	45
4.5	Solução de restrições técnicas no pedido de mudança de geração entre áreas de balanço	46
4.6	Resolução de restrições técnicas em tempo real	46
4.7	Mecanismos excepcionais de resolução.....	47
4.8	Divulgação de informação relativa ao mercado de resolução de restrições técnicas internas	48
4.8.1	PROGRAMA DIÁRIO BASE	48
4.8.2	MERCADO INTRADIÁRIO.....	48
4.8.3	TEMPO REAL	48
5	RESOLUÇÃO DE DESVIOS.....	49
5.1	Objectivo	49
5.2	Procedimento de resolução	49
5.2.1	Definição do Programa Previsional de Reserva (PPR)	49
5.2.2	Definição do Programa Horário Operativo (PHO).....	50
5.2.3	Alteração do Programa Horário Operativo (PHO).....	50
5.2.4	Actuações imediatas perante desvios em tempo real	51

5.2.5	Valorização da energia mobilizada pelo GS	51
5.3	Mecanismos excepcionais de resolução.....	52
5.4	Divulgação de informação relativa aos desvios à programação.....	52
6	INDISPONIBILIDADES DA REDE DE TRANSPORTE	53
6.1	Objectivo	53
6.2	Âmbito da aplicação.....	53
6.3	Programa de manutenção	53
6.3.1	Plano Anual de Indisponibilidades	53
6.3.1.1	Recepção e compilação das propostas de indisponibilidades	54
6.3.2	Plano Semanal de Indisponibilidades	55
6.3.2.1	Critérios de autorização das indisponibilidades.....	55
6.3.3	Programação de curto prazo.....	56
6.3.3.1	Características das indisponibilidades geridas no curto prazo	56
6.3.3.2	Fluxo de informação	57
6.4	Análise diária de segurança.....	58
7	INDISPONIBILIDADES DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO.....	59
7.1	Objectivo	59
7.2	Âmbito de aplicação.....	59
7.3	Definições	59
7.4	Responsabilidades.....	59
7.5	Critérios para a determinação das indisponibilidades.....	59
7.6	Procedimentos de actuação	60
8	GESTÃO DAS INTERLIGAÇÕES	63
8.1	Objectivo	63
8.2	Matérias a detalhar	63
8.3	Âmbito de aplicação.....	63
8.4	Definições	63
8.4.1	Interligação internacional	63
8.4.2	Programa de interligação	63
8.4.3	Capacidade de interligação.....	64
8.4.4	Desvio.....	64
8.4.5	Programa de apoio entre sistemas	64
8.4.6	Acordo de Gestão da Interligação.....	64
8.5	Cálculo e publicação da capacidade de interligação	64
8.5.1	Critérios de segurança	65
8.5.2	Estabelecimento de cenários e procedimento de cálculo da capacidade de interligação	65
8.5.3	Publicação da capacidade de interligação.....	65
8.6	Estabelecimento dos programas na interligação	65
8.7	Medida da energia na interligação	66

8.8	Determinação e compensação dos desvios	66
8.9	Tratamento dos programas de apoio	67
8.9.1	Programa de apoio pedido pelo sistema português ou pelo sistema espanhol	67
8.9.2	Resposta às solicitações de apoio doutro sistema eléctrico.....	67
8.9.3	Compensação das energias de apoio.....	67
8.10	Divulgação de informação relativa às acções coordenadas de balanço	68
9	GESTÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA	69
9.1	Objectivo	69
9.2	Âmbito de aplicação.....	69
9.3	Serviço complementar de regulação primária.....	69
9.3.1	Definições.....	69
9.3.1.1	Regulação primária.....	69
9.3.2	Necessidades de Regulação Primária	69
9.3.3	Obrigatoriedade da prestação do serviço	70
9.3.4	Comunicação de dados.....	70
9.3.5	Controlo do cumprimento dos requisitos.....	70
9.4	Serviço complementar de regulação secundária.....	70
9.4.1	Definições.....	70
9.4.1.1	Reserva de regulação secundária	70
9.4.2	Agentes participantes.....	71
9.4.3	Determinação da Reserva Global necessária.....	71
9.4.4	Apresentação das ofertas	71
9.4.5	Assignação da Reserva Secundária	71
9.4.6	Valorização do Serviço de Regulação Secundária.....	72
9.4.6.1	Reserva de regulação assignada	72
9.4.6.2	Energia de regulação secundária utilizada	72
9.4.7	Controlo da resposta	73
9.4.8	Mecanismos Excepcionais de Assignação	73
9.4.9	Assignação da Regulação Secundária	73
9.4.9.1	Dados de Entrada no Processo de Assignação.....	73
9.4.9.2	Assignação da Reserva de Regulação Secundária.....	74
9.4.10	Regras da Regulação Secundária	75
9.4.10.1	Introdução.....	75
9.4.10.2	Reserva de Regulação Secundária	76
9.4.10.3	Controlo da Regulação	77
9.4.10.4	Incumprimentos	77
9.5	Serviço complementar de regulação.....	78
9.5.1	Definições.....	78
9.5.1.1	Regulação terciária.....	78
9.5.1.2	Reserva terciária.....	78
9.5.2	Agentes Participantes	78
9.5.3	Determinação da Reserva Global Necessária	78
9.5.4	Apresentação de Ofertas de Reserva de Regulação	79
9.5.5	Actualização das Ofertas de Reserva de Regulação.....	79

9.5.6	Cr�terios gerais para a assigna�o das ofertas de regula�o.....	80
9.5.7	Valoriza�o do Servi�o.....	80
9.5.8	Controlo do cumprimento do Servi�o Mobilizado.....	80
9.5.9	Mecanismos Excepcionais de Mobiliza�o.....	80
9.5.10	Valida�o dos blocos de oferta	81
9.5.11	Algoritmo de assigna�o de ofertas de reserva de regula�o.....	81
9.6	Divulga�o de informa�o relativa ao Mercado de Servi�os de Sistema	81
9.6.1	Mercado de Regula�o Secund�ria.....	81
9.6.2	Mercado de Reserva de Regula�o.....	82
10	OPERA�O DO SISTEMA EL�CTRICO	83
10.1	Objectivo	83
10.2	Mat�rias a detalhar	83
10.3	Âmbito de aplica�o.....	83
10.4	Responsabilidades.....	83
10.5	Actua�o do gs sobre as instala�es do sistema de produ�o e transporte	84
10.6	Opera�o da rede	84
10.6.1	Estados Poss�veis Da Rede.....	84
10.6.2	Opera�o em Estado Normal.....	85
10.6.3	Opera�o em Estado de Alerta	85
10.6.3.1	Avalia�o dos riscos potenciais	85
10.6.3.2	Determina�o e an�lise das poss�veis medidas correctiva e preventivas	86
10.6.3.3	Aplica�o das ac�es correctivas e preventivas.....	86
10.6.4	Opera�o em Estado de Emerg�ncia	87
10.6.5	Actua�o em Estado de Reposi�o	87
10.7	Controlo das tens�es na rede	88
10.8	Medidas de opera�o para garantir a satisfa�o do consumo em situa�es de alerta e de emerg�ncia	89
10.8.1	Situa�es de alerta no abastecimento dos consumos a curto prazo.....	89
10.8.2	Situa�o de emerg�ncia no abastecimento dos consumos.....	90
10.9	Mecanismo excepcional de resolu�o	90

1 FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

1.1 OBJECTIVO

Este Procedimento visa o estabelecimento de critérios de segurança e funcionamento que devem aplicar-se à operação do sistema eléctrico português, na elaboração e execução das normas de segurança, tendo como objectivo a garantia da continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas.

1.2 MATÉRIAS A DETALHAR

Neste procedimento estabelecem-se:

- a) Os critérios de segurança e funcionamento a aplicar à operação do sistema eléctrico português, de modo a garantir a continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas.
- b) Os critérios a utilizar para determinar os níveis de carga admissíveis em linhas e transformadores da rede de transporte.
- c) As condições de entrega de energia em pontos fronteira da ligação da rede de transporte com outras redes ou instalações, de modo a garantir a qualidade de serviço nesses pontos fronteira.
- d) As reservas de regulação necessárias que permitam resolver as restrições técnicas e os desequilíbrios entre geração e consumo.
- e) As condições gerais para o estabelecimento de planos de segurança de modo a garantir o funcionamento seguro e fiável do sistema e que permitam levar a cabo a reposição do serviço após a ocorrência de um grande incidente.

1.3 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este Procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Gestor do Sistema, entidade concessionária da RNT.
- Empresas proprietárias ou operadoras de instalações particulares sujeitas à operação da RNT.
- Operadores das redes de distribuição e clientes ligados à rede de transporte.
- Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores ligados à rede de transporte ou que tenham influência directa sobre esta.
- Outros Agentes do Mercado (AM).

Este Procedimento afecta as seguintes instalações:

- As instalações da rede de transporte.
- As instalações de produção ligadas directamente à rede de transporte ou com influência directa no funcionamento desta.
- As instalações de distribuição ou de clientes ligados directamente à rede de transporte.

1.4 CRITÉRIOS DE SEGURANÇA E DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

1.4.1 ESTADOS DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

Definem-se quatro possíveis estados de funcionamento do sistema eléctrico:

1.4.1.1 ESTADO NORMAL

Situação na qual todas as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro das margens de funcionamento normal estabelecidas no ponto 1.4.4.1 e se cumprem os critérios de segurança face às contingências indicadas no ponto 1.4.4.2.

1.4.1.2 ESTADO DE ALERTA

Situação na qual todas as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro das margens de funcionamento normal estabelecidas no ponto 1.4.4.1, mas não se cumprem os critérios de segurança face às contingências indicadas no ponto 1.4.4.2.

1.4.1.3 ESTADO DE EMERGÊNCIA

Situação na qual uma ou mais variáveis de controlo do sistema apresentam valores fora das margens de funcionamento normal.

Inclui-se neste estado aqueles casos em que se regista alguma interrupção no fornecimento de energia eléctrica de carácter local.

1.4.1.4 ESTADO DE REPOSIÇÃO

Situação caracterizada pela perda de fornecimento de energia eléctrica numa parte do sistema eléctrico (apagão regional) ou na totalidade do sistema eléctrico (apagão nacional), sendo que o principal objectivo é o da reposição ordenada, segura e rápida do serviço.

1.4.2 VARIÁVEIS DE CONTROLO DA SEGURANÇA DO SISTEMA ELÉCTRICO

As variáveis que permitem supervisionar o estado do sistema eléctrico são:

- A frequência do sistema.
- As tensões nos nós da rede de transporte.
- Os níveis de carga nos diferentes elementos da rede de transporte (linhas, transformadores e equipamentos associados).
- As reservas de regulação (potências activa e reactiva).

1.4.3 CONTINGÊNCIAS A CONSIDERAR NA ANÁLISE DE SEGURANÇA

O Gestor do Sistema deve realizar os estudos de análise de segurança que sejam necessários, de modo a identificar quais os incidentes que possam provocar na rede de transporte violação das margens estabelecidas para as variáveis de controlo e segurança do sistema eléctrico de sua responsabilidade e aplicar os planos de segurança adequados.

Nestes estudos de análise de segurança devem contemplar-se como carácter geral a falha simples de um qualquer dos elementos do sistema (Critério N-1): grupo gerador, circuito de linha, transformador ou reactância. Adicionalmente, consideram-se também as seguintes contingências:

- A falha simultânea dos dois circuitos de linhas duplas que tenham no seu traçado corredores de apoios comuns com mais de 35 km.
- Durante a exploração em tempo real, quando for baixo o risco desta contingência por não existirem condições meteorológicas adversas, nem de qualquer outro tipo que afectem negativamente o funcionamento da linha, pode-se não considerar esta contingência na análise de segurança em tempo real.
- A falha do maior grupo gerador de uma região e a falha sucessiva de uma das suas linhas de ligação com o resto do sistema ou falha de outro grupo da mesma região quando, após uma primeira falha simples (grupo ou linha), o sistema fica num estado de alerta e não seja possível recuperar o estado normal de funcionamento mediante a utilização dos meios disponíveis para a operação em tempo real.

1.4.4 MARGENS DAS VARIÁVEIS DE CONTROLO OPERACIONAIS

1.4.4.1 FUNCIONAMENTO DO SISTEMA EM ESTADO NORMAL

1.4.4.1.1 FREQUÊNCIA

A frequência atribuída ao sistema é de 50 Hz ou, alternativamente, o valor consignado pela UCTE com o objectivo de corrigir a hora síncrona.

Encontrando-se o sistema eléctrico nacional interligado com o sistema europeu, as margens de variação de frequência estarão de acordo com as referências estabelecidas para manter a frequência em todo o sistema europeu interligado.

Em caso de funcionamento em rede isolada de uma parte do sistema eléctrico nacional, desligado do restante sistema europeu, as margens indicadas podem ser excedidas temporariamente.

1.4.4.1.2 TENSÃO

As tensões na RNT deverão encontrar-se dentro das margens indicadas na tabela seguinte:

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	380 kV (95 %)	420 kV (105%)
Nível de 220 kV	209 kV (95%)	245 kV (111%)
Nível de 150 kV	142 kV (95 %)	165 kV (110%)
Nível de 60 kV	Neste nível de tensão, os valores serão fixados caso a caso, por acordo com a Distribuição, nos termos do RQS	

Após a contingência, a tensão poderá variar segundo o estabelecido no ponto 1.4.4.2.

1.4.4.1.3 CARGA

Os níveis de carga dos elementos da rede de transporte não superarão a capacidade nominal dos transformadores, nem a capacidade térmica permanente das linhas da rede de transporte definidas para cada período sazonal, de acordo com o indicado no ponto 5.

Em todo o caso, a capacidade em regime permanente poder-se-á limitar a um valor inferior ao indicado quando assim seja necessário por razões de estabilidade dinâmica, exista risco de colapso de tensão ou por qualquer outra situação que o exija.

Após contingência, a carga dos elementos da rede de transporte poderá atingir os valores estabelecidos no ponto 1.4.4.2.

1.4.4.1.4 DESVIOS MÁXIMOS NAS INTERLIGAÇÕES

As regras que regem o funcionamento do sistema interligado europeu (*Operation Handbook* da UCTE) fixam os critérios que têm que ser respeitados por todos os sistemas eléctricos que o integram, para evitar fortes desvios involuntários nas interligações entre sistemas adjacentes, os quais poderiam afectar a segurança do sistema interligado, bem como para definir a participação conjunta na manutenção da frequência.

Para garantir o cumprimento efectivo dos referidos critérios, durante a exploração em estado normal, o sistema eléctrico nacional deve dispor das margens de reserva de regulação que se estabelecem neste Procedimento. Com essas reservas de regulação pretende-se, em primeiro lugar, fazer face às variações imprevistas do consumo ou da geração, bem como evitar que nas interligações com o restante sistema europeu se possam produzir desvios de potência importantes.

Com o mesmo fim, nem as alterações de programas de intercâmbio internacional nem as centrais de bombagem deverão provocar desvios nas interligações internacionais superiores quer aos valores máximos estabelecidos nos acordos de operação bilateral quer em regras que regem o funcionamento do sistema interligado.

1.4.4.1.5 RESERVA DE REGULAÇÃO DE POTÊNCIA ACTIVA

No Capítulo 7 deste procedimento estabelecem-se os requisitos de reserva de regulação primária, secundária e terciária.

1.4.4.1.6 RESERVA DE REGULAÇÃO DE POTÊNCIA REACTIVA

Em cada zona eléctrica dever-se-á dispor de reserva de potência reactiva suficiente para fazer face às contingências consideradas no ponto 1.4.4.2 sem que se superem os limites estabelecidos no dito ponto para as tensões nos nós.

1.4.4.2 CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

As variáveis de controlo de segurança do sistema devem permanecer dentro dos limites que se indicam em seguida para as contingências estabelecidas no ponto 1.4.3 não se produzindo para essas contingências cortes de consumos, devendo-se cumprir adicionalmente as condições estabelecidas na regulamentação vigente sobre qualidade de serviço.

1.4.4.2.1 FALHA SIMPLES (CRITÉRIO N-1)

- Não se produzem sobrecargas permanentes nas linhas da rede de transporte podendo, não obstante, admitir-se sobrecargas transitórias (de duração igual ou inferior a 15 minutos) até 15 %.
- Não se produzem sobrecargas permanentes nos transformadores podendo, contudo, admitir-se sobrecargas (de duração igual ou inferior a duas horas) até 5% da sua capacidade nominal no Verão e 20% no Inverno.
- As tensões, após a recuperação do regime permanente, devem estar compreendidas entre os seguintes valores:

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	372 kV	420 kV
Nível de 220 kV	205 kV	245 kV
Nível de 150 kV	140 kV	165 kV
Nível de 60 kV	Admitem-se variações máximas de +/- 5% em torno das tensões referidas em 1.4.4.1.2, nos termos do RQS	

1.4.4.2.2 FALHA DE LINHAS DE CIRCUITO DUPLO

- Não se produzem sobrecargas permanentes nas linhas da rede de transporte podendo, contudo, admitir-se sobrecargas transitórias (de duração igual ou inferior a 15 minutos) até 15% da sua capacidade nominal.
- Não se produzem sobrecargas permanentes nos transformadores podendo, contudo, admitir-se sobrecargas (de duração igual ou inferior a duas horas) até 10% da sua capacidade nominal no Verão e 30% no Inverno.
- As tensões, após a recuperação do regime permanente, devem estar compreendidas entre os seguintes valores:

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	360 kV	420 kV
Nível de 220 kV	198 kV	245 kV
Nível de 150 kV	135 kV	165 kV
Nível de 60 kV	Admitem-se variações máximas de +/- 5% em torno das tensões referidas em 1.4.4.1.2, nos termos do RQS	

O Gestor do Sistema mantém actualizada e publicada uma lista das linhas de circuito duplo, definidas segundo o ponto 1.4.3, de modo a ter em conta a influência da falha destes circuitos aquando da realização de estudos de análise de segurança.

1.4.4.2.3 FALHA SUCESSIVA DO MAIOR GRUPO GERADOR DE UMA ZONA E DE UMA LINHA DE INTERLIGAÇÃO DA DITA ZONA COM O RESTANTE SISTEMA

Consideram-se os mesmos valores admissíveis para as sobrecargas de linhas e transformadores e também os mesmos limites para as tensões nos nós que foram estabelecidas para o caso de falhas de linhas de circuito duplo.

1.4.4.2.4 TABELA DE RESUMO DOS CRITÉRIOS DE SEGURANÇA FACE ÀS CONTINGÊNCIAS

Em seguida apresenta-se uma tabela resumo dos critérios de segurança referidos. Em todas as situações deve-se verificar que:

- Não existe cortes de consumos.
- A frequência se encontra dentro das margens estabelecidas pelas regras da UCTE.

- Existe a reserva de regulação disponível estabelecida neste procedimento.

TABELA RESUMO DOS CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

CRITÉRIO CONTINGÊNCIA	SOBRECARGAS TRANSITÓRIAS (%)				TENSÕES kV	DESVIOS	FREQUÊNCIA	INTERRUPÇÃO ABASTECIMENTO OU DEGRADAÇÃO QUALIDADE
	t < 2 h		t < 15 min					
	LINHAS	TRANSF.	LINHAS	TRANSF.				
Sem falha (N)	0	0	0	0	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal	De acordo com procedimento "Funcionamento do sistema"	De acordo com regras UCTE	Não existe
Falha simples (N -1)	0	Inverno: 20 Verão: 5	15%	Inverno: 20 Verão: 5	Nível 400 kV : 372-420 Nível 220 kV: 205-245 Nível 150 kV: 140-165	De acordo com procedimento "Funcionamento do sistema"	De acordo com regras UCTE	Não existe
Duplo circuito ou sucessivo de grupo mais linha	0	Inverno: 30 Verão: 10	15%	Inverno: 30 Verão: 10	Nível 400 kV : 360-420 Nível 220 kV: 198-245 Nível 150 kV: 135-165	De acordo com procedimento "Funcionamento do sistema"	De acordo com regras UCTE	Não existe

1.4.4.2.5 OUTRAS CONSIDERAÇÕES

- Adicionalmente, aos critérios anteriores, deverá garantir-se, em todos os casos, a inexistência de uma situação de instabilidade das tensões que possa derivar num colapso de tensão.
- No caso de nós da rede de transporte alimentados por apenas duas linhas nos quais, perante a falha ou indisponibilidade programada de uma delas, se deixasse de cumprir o critério N-1, dever-se-á estabelecer um Plano de Salvaguarda específico, em colaboração com os agentes afectados, para reduzir ao máximo os efeitos que poderão advir da falha posterior da outra linha.

Para a programação de trabalhos que impliquem a indisponibilidade de uma destas linhas, dever-se-á avaliar o risco de falha da outra, escolhendo sempre o momento e as condições mais apropriadas para realizar o trabalho, de acordo com o operador da rede de distribuição da zona.

- Para trabalhos com indisponibilidade de um barramento dum subestação de barramento duplo, analisar-se-ão os efeitos da falha do outro barramento e ter-se-ão em conta todas as circunstâncias que poderão ocorrer em cada situação específica, considerando devidamente as respectivas consequências na segurança do sistema estabelecendo-se, se necessário, um Plano de Salvaguarda para reduzir ao máximo os efeitos que poderão advir da falha do outro barramento.
- Para intervenções planeadas em elementos dos sistemas de protecção, dever-se-á ter em conta o nível de criticidade dos diferentes nós da rede e os tempos críticos de eliminação do defeito, conforme disposto em procedimento específico, de forma a evitar que um defeito nessas condições possa ter uma repercussão grave para o sistema.
- Sempre que exista um Plano de Salvaguarda, em que se estabeleçam as medidas de operação após uma dada contingência, que minimize as consequências, poder-se-ão exceder os limites estabelecidos neste Procedimento para as variáveis de controlo.

1.4.5 MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS DE SEGURANÇA

O Gestor do Sistema, perante situações especiais, tais como eventos importantes de carácter público, condições meteorológicas adversas, tomará as medidas necessárias para garantir a segurança do abastecimento no sistema eléctrico nacional aplicando, se o considerar necessário, critérios mais restritivos do que os descritos na Secção 1.4.4.

1.5 ESTABELECIMENTO DOS NÍVEIS DE CARGA ADMISSÍVEIS

O operador da rede de transporte e as entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT aplicará os critérios que a seguir se referem para estabelecer os níveis de carga admissíveis nas linhas e transformadores de que seja proprietário.

1.5.1 LIMITES TÉRMICOS

Define-se como “capacidade” ou “limite térmico sazonal” a capacidade máxima de transporte numa linha ou transformador em regime permanente, associada a um período determinado.

As entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT determinarão a capacidade admissível das linhas e transformadores de que são proprietárias, utilizando para esse fim a metodologia aprovada e publicada.

Para o cálculo da capacidade de transporte das linhas ter-se-á em conta o estabelecido no regulamento técnico de linhas aéreas de alta tensão, para garantir a segurança das pessoas e bens.

Estabelecem-se os limites térmicos sazonais para os seguintes períodos:

Para o sistema português:

Limite Térmico Sazonal	Período
Verão:	Junho-Julho-Agosto-Setembro
Inverno:	Dezembro a Fevereiro

No caso das instalações que possuam meios de monitorização para determinar a sua capacidade térmica em tempo real, a informação dos mesmos poderá ser tida em conta nas análises de segurança do sistema.

O Gestor do Sistema, após informar os agentes, poderá modificar transitoriamente os períodos de aplicação dos limites térmicos sazonais, quando ocorram condições meteorológicas excepcionais que o justifiquem.

1.5.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

Os modelos de cálculo a utilizar na determinação das capacidades de transporte de linhas e transformadores contemplarão os aspectos que a seguir se referem.

1.5.2.1 MODELO TÉRMICO PARA O EQUIPAMENTO

Ter-se-ão em conta as equações que regem o comportamento térmico do equipamento, os dados estatísticos históricos de temperaturas e a temperatura máxima de projecto do equipamento.

1.5.2.2 MODELO TÉRMICO PARA OS CONDUTORES

Ter-se-ão em conta as equações que regem o comportamento térmico dos condutores, os dados estatísticos históricos de temperaturas, e a temperatura da especificação do condutor e da radiação solar. Considerar-se-á uma velocidade do vento de 0,6 m/s.

1.5.2.3 MODELO TÉRMICO PARA OS TRANSFORMADORES

A capacidade dos transformadores será definida pelos fabricantes de acordo com as suas características construtivas específicas e será a mesma em todos os regimes permanentes admissíveis.

1.5.3 PERIODICIDADE DO CÁLCULO DOS NÍVEIS ADMISSÍVEIS DE CARGA

As actualizações das capacidades térmicas das instalações de transporte realizar-se-ão sempre que exista alguma variação das características dos equipamentos.

1.6 CONDIÇÕES DE ENTREGA DE ENERGIA NOS PONTOS FRONTEIRA DA REDE DE TRANSPORTE

As entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT são responsáveis pela operação das suas instalações seguindo as instruções recebidas pelo Gestor do Sistema, para que se garantam as condições de entrega de energia estabelecidas nesta secção.

Adicionalmente ao exposto neste procedimento, deverão cumprir-se as condições específicas que se estabelecem na regulamentação vigente sobre qualidade de serviço.

Relativamente às variações de frequência e tensão nos nós fronteira da rede de transporte, será aplicado o estabelecido na secção 1.4.4, considerando o que se refere de seguida.

1.6.1 INTERRUPÇÕES DO ABASTECIMENTO E QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

Os valores admitidos para as interrupções do abastecimento e da qualidade da onda tensão encontram-se estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

1.7 RESERVAS PARA A REGULAÇÃO FREQUÊNCIA/POTÊNCIA

O Gestor do Sistema fixará para o sistema eléctrico nacional os níveis de reserva de regulação, necessários para fazer frente aos desequilíbrios entre geração e consumos reais, de acordo com o plano de necessidades de serviços de sistema, previamente aprovado pela ERSE.

Dependendo da escala de tempo em que tem lugar a sua acção e do sinal originado pela sua actuação, estabelecem-se três níveis de reserva:

- Reserva de regulação primária.
- Reserva de regulação secundária.
- Reserva de regulação terciária.

Sem prejuízo do indicado por este procedimento para as reservas de regulação indicadas, para a gestão dos serviços complementares correspondentes ter-se-ão em conta os procedimentos específicos que se lhes aplicam, nos quais são detalhados de forma exaustiva os aspectos relativos a esta questão.

1.7.1 RESERVA DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

O Gestor do Sistema determinará e publicará em cada ano as necessidades de reserva de regulação primária para a gestão do sistema eléctrico, de acordo com as datas e os critérios de regulação do sistema de interligação europeu estabelecidos pela UCTE.

Estes critérios estabelecem que, em situação não perturbada, uma perda súbita de 3000 MW de geração no sistema UCTE, deve ser compensada unicamente mediante a acção da regulação primária devendo cumprir-se as seguintes condições para a variação da frequência:

- O desvio de frequência em regime transitório será inferior a 800 mHz, não sendo activados os primeiros escalões de deslastre de carga por frequência.
- O desvio de frequência em regime quase-estacionário será inferior a 180 mHz, considerando um efeito autoregulador da carga de 1%/Hz. De forma semelhante, uma perda súbita de carga de 3000 MW, não deverá provocar um aumento superior a 180 mHz na frequência.

Os sistemas interligados terão de colaborar na reserva de regulação primária estabelecida para o conjunto, em função de um coeficiente de partilha, que se estabelece anualmente para cada um dos sistemas referidos. Deste modo, para cada sistema nacional, a reserva de regulação primária exigida (RP), num ano concreto, é determinada pela seguinte expressão:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \text{ [MW]}$$

Sendo:

E = Energia produzida no ano anterior pelo sistema nacional (incluídas as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação).

E_T = Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu.

RP_T = Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado.

A banda de insensibilidade dos reguladores dos grupos deve ser a mais pequena possível e, em todos os casos, inferior a ± 10 mHz e a banda morta predefinida igual a zero.

Para o conjunto do sistema europeu interligado, a reserva mínima de regulação primária estabelecida RP_T, deve ser activada na sua totalidade perante desvios quase-estacionários de frequências iguais ou superiores a 200 mHz.

VELOCIDADE DE ACTIVAÇÃO DA RESERVA DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

A reserva de regulação primária deve ser activada nos seguintes intervalos:

- Antes de 15 segundos para perturbações inferiores a 1500 MW.
- Variar linearmente entre 15 e 30 segundos para perturbações compreendidas entre 1500 e 3000 MW, sendo os valores de potência indicados referidos à rede síncrona UCTE.

1.7.2 RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

A reserva que se deve manter em regulação secundária no sistema eléctrico nacional, será determinada pelo Gestor do Sistema para cada período de programação, em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados. Além disso, ter-se-á em conta a magnitude dos escalões horários de potência inerentes à programação das unidades de produção e bombagem.

O início da actuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua actuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela acção da regulação terciária, em caso de perda de um grupo de geração importante, o mais tardar em 15 minutos.

Para o estabelecimento dos níveis de reserva de regulação secundária ter-se-ão em consideração os critérios e recomendações que sejam publicados para estes efeitos pela UCTE.

As regras da UCTE recomendam também que, no caso do valor da reserva de regulação secundária a subir não ser suficiente para cobrir a perda máxima de produção associada a uma falha simples, deverá também prever-se uma reserva terciária rápida para assegurar a diferença.

1.7.3 RESERVA DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA

1.7.3.1 RESERVA MÍNIMA DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA

A reserva mínima de regulação terciária em cada período de programação será estabelecida pelo Gestor do Sistema, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma directa pela falha simples dum elemento do sistema eléctrico, aumentada em 2% do consumo previsto em cada período de programação.

1.7.3.2 RESERVA ADICIONAL DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA

Além das reservas de regulação primária, secundária e terciária que se estabelecem neste Procedimento, será necessário dispor de uma reserva adicional de potência activa que garanta a cobertura do consumo e o funcionamento do sistema nos seguintes casos:

- Quando o consumo horário previsto pela REN, supere em mais de 2% o consumo horário resultante dos mercados de produção diário e intradiário.
- Quando a previsão de perda de geração devida a falhas sucessivas e/ou atrasos na ligação ou subida de carga de grupos térmicos seja superior à reserva de regulação terciária estabelecida.

O valor da reserva adicional de potência activa será determinado pela soma dos défices de potência derivados da consideração dos casos anteriores.

1.8 ESTABELECIMENTO DOS PLANOS DE SEGURANÇA

O Gestor do Sistema deverá, com a colaboração dos proprietários das instalações afectadas, estabelecer e pôr à disposição de todos os agentes os planos de segurança, que permitam fazer frente às diferentes situações que podem apresentar-se na operação do sistema da sua responsabilidade, com o objectivo de garantir a sua segurança.

Os planos de segurança, em função da situação de operação em que se aplicam, classificam-se como:

Planos de Salvaguarda, Planos de Emergência e Planos de Reposição de Serviço.

1.8.1 PLANOS DE SALVAGUARDA

Os Planos de Salvaguarda contemplarão as medidas que se devem adoptar para evitar que o sistema se encontre fora do estado normal ou, se isso acontecer, para recuperar esse estado no menor tempo possível, com o objectivo de prevenir o desencadeamento de incidentes que possam ter uma importante repercussão negativa tanto no abastecimento eléctrico como no funcionamento dos geradores.

Nos Planos de Salvaguarda serão estabelecidas:

- As acções correctivas pós-contingência, incluindo os planos de teledisparo dos geradores, que os operadores deverão adoptar para devolver o sistema ao estado normal de funcionamento.
- As acções preventivas necessárias para aqueles casos em que as repercussões possam ser graves para o sistema e em que as possíveis acções correctivas pós-contingência não possam ter efeito em tempo útil para a operação (no caso de, por exemplo, ser necessário ligar um novo grupo na mesma zona).

1.8.1.1 PLANOS DE TELEDISPARO DE GERADORES

O Gestor do Sistema poderá estabelecer planos de teledisparo de geradores ou outros elementos da rede de transporte em zonas de potência excedentária, nas quais determinadas contingências possam provocar sobrecargas importantes para escoar a geração ou a perda de estabilidade dos grupos dessa zona.

Os custos derivados da instalação do teledisparo assim como as possíveis implicações que essa instalação tiver sobre o funcionamento dos equipamentos geradores, serão assumidos pelos proprietários desses geradores.

1.8.2 PLANOS DE EMERGÊNCIA

O objectivo dos Planos de Emergência é minimizar o alcance e a extensão dos incidentes, uma vez que estes tenham ocorrido e devolver o sistema ao estado normal de operação no menor tempo possível. Consequentemente, só se consideram os planos de acções correctoras pós-contingência que sejam precisos em cada caso, incluindo a actuação dos equipamentos de deslastre de cargas por mínimo de frequência e o deslastre de carga manual selectivo.

1.8.2.1 DESLASTRE AUTOMÁTICO DE CARGAS

O Gestor do Sistema, considerando as propostas realizadas pelos operadores das redes de distribuição, proporá para aprovação da ERSE, os Planos de Deslastre Automático de Cargas necessários para os casos em que, por causa de um incidente muito grave, o equilíbrio entre a geração e o consumo do sistema não possa ser restabelecido, pondo em prática outras acções de controlo.

Estes planos serão baseados na actuação de um sistema automático de deslastre de cargas por mínimo de frequência, para conseguir desligar controladamente essas cargas e poderão ser coordenados a nível ibérico com o objectivo de melhorar a sua eficiência.

Os Planos de Deslastre Automático de Cargas estabelecerão um deslastre escalonado, desligando em primeiro lugar os grupos de bombagem e posteriormente, para valores inferiores de frequência, conjuntos de cargas não críticas pré-seleccionadas.

Este deslastre será realizado de acordo com os limites de frequência, magnitude da carga e especificação da mesma, que se estabeleçam nos Planos de Deslastre Automático de Carga.

Os geradores ligados nas redes de distribuição, os clientes ligados à RNT e os proprietários dos grupos de bombagem, deverão instalar relés de frequência cuja actuação se ajuste aos critérios gerais que se indicam neste Procedimento e aos que se estabeleçam nos Planos de Deslastre Automático de Cargas que estejam em vigor em determinado momento. A localização, os critérios de actuação e as características destes relés não poderão ser modificadas sem o acordo prévio do Gestor do Sistema.

As empresas produtoras deverão garantir, sempre que a protecção dos equipamentos internos o permita, que as protecções de mínimo de frequência dos grupos geradores, incluindo os que estão em regime especial, estejam coordenadas com o sistema de deslastre automático de cargas por frequência e somente poderão ser desligados da rede se a frequência cair abaixo dos 48 Hz, durante um tempo igual ou superior a 3 segundos.

O Gestor do Sistema poderá realizar, sempre que o considere oportuno, simulações de activação destes Planos de Deslastre Automático de Cargas por mínimo de frequência, utilizando para o efeito o simulador de treino.

De igual modo, poder-se-á contemplar a actuação de deslastres automáticos de cargas se, depois da aplicação sucessiva das medidas de operação que sejam pertinentes, forem precisos esses deslastres para eliminar de forma expedita sobrecargas pontuais na rede de transporte, por existir risco iminente para a continuidade do abastecimento.

1.8.2.2 DESLASTRE SELECTIVO MANUAL DE CARGA

Se depois da aplicação sucessiva das medidas de operação, que são de aplicação em situações de alerta e emergência para cobrir o consumo, for preciso chegar ao deslastre selectivo por existir risco iminente para a continuidade do abastecimento, o Gestor do Sistema dará instruções para que as empresas de distribuição procedam ao deslastre indicado.

Os deslastres selectivos de carga poderão ser efectuados directamente pelo Gestor do Sistema (em caso de ser necessário realizar um deslastre de forma expedita) ou pelos operadores das redes de distribuição na sequência de solicitação da REN.

Para este fim, deverão estabelecer-se planos que serão elaborados com a colaboração dos operadores das redes de distribuição, para que a aplicação desta medida minimize o impacto sobre os seus clientes. Estes planos deverão ser revistos periodicamente e estarão necessariamente integrados nos protocolos de operação existentes entre a REN e as empresas de distribuição.

Estes planos incluirão a seguinte informação:

- Subestações das redes de transporte e distribuição envolvidas.
- Saídas afectadas.
- Potência deslastrável estimada.
- Caracterização geográfica.

Os deslastres deverão produzir-se de acordo com as considerações apresentadas a seguir.

1.8.2.2.1 LIMIAR DE DESLASTRE

O Gestor do Sistema emitirá as instruções de deslastre quando se verificar alguma das condições que se indicam a seguir, para os parâmetros associados às variáveis de controlo:

- Sobrecargas em linhas de transporte com uma duração superior ou igual a 15 minutos.
- Sobrecargas em linhas de transporte superiores ou iguais a 15 %.
- Tensões, em regime estacionário, inferiores a 360, 198 e 135 kV, para os níveis de tensão de 400, 220 e 150 kV respectivamente.
- Tensões, em regime estacionário, inferiores a 59 kV, para o nível de tensão de 63kV, com a capacidade de regulação em carga dos transformadores esgotada.
- Frequência em regime estacionário inferior a 49 Hz.
- Sobrecargas permanentes nos transformadores superiores a 30 % durante o Inverno (Dezembro a Fevereiro, ambos inclusive), a 10 % no Verão (Junho a Setembro, ambos inclusive) e a 15 % nos restantes meses.
- Situações de emergência de cobertura.

1.8.2.2.2 CARGAS AFECTADAS PELO DESLASTRE

O Gestor do Sistema determinará:

- As zonas eléctricas da rede de transporte nas quais se deverão deslastrar as cargas.
- Para cada zona eléctrica da rede de transporte, o Gestor do Sistema indicará os nós eléctricos de ligação sobre os quais prioritariamente se deverá realizar o deslastre, com o objectivo de subir a tensão nos nós considerados como variáveis de controlo mais afectadas.
- O valor da potência a deslastrar.
- Hora de início do deslastre e estimativa do período durante o qual este se manterá.

Resulta deste procedimento que um operador de rede de distribuição em BT cuja rede se encontre ligada à RND, será considerada como uma carga desta última empresa.

O operador da rede de distribuição escolherá os clientes que deverão ser afectados, tentando minimizar o impacto sobre os utilizadores deste serviço evitando, na medida do possível, afectar serviços essenciais e a repetição dos deslastres sobre um mesmo cliente ou conjunto de clientes. Com esse objectivo, caso seja necessário, será aplicado um critério de deslastre rotativo dos clientes.

Os deslastres deverão iniciar-se preferencialmente começando com os circuitos correspondentes a consumos industriais, continuando com as zonas rurais, seguindo-se os clientes domésticos e, em último caso, afectando os serviços público e zonas comerciais.

Se a carga a deslastrar for superior à contemplada nos Planos de Deslastre de Carga, ou o tempo disponível para executar os deslastres não for suficiente para por em prática estes Planos, os operadores das redes de distribuição procederão ao deslastre de cargas por nós completos da rede de distribuição, assegurando a compatibilidade dos deslastres com as instruções emitidas pelo Gestor do Sistema.

1.8.2.2.3 COMUNICAÇÃO DA INSTRUÇÃO DE DESLASTRE

No caso das situações de deslastre poderem ser previstas antecipadamente, o responsável da Divisão do Gestor do Sistema, contactará com o operador de rede de distribuição, informando que se deverá proceder ao corte de consumos na rede de distribuição, transmitindo a informação recolhida na secção anterior.

No caso das situações de deslastre não poderem ser previstas antecipadamente, os deslastres serão executados imediatamente. Neste caso, o Centro de Controlo do Gestor do Sistema transmitirá o valor da potência a deslastrar ao Centro de Operação do Gestor do Sistema, que procederá ao corte de consumos a partir das saídas da rede de transporte, de acordo com os planos pré-estabelecidos em colaboração com a empresa de distribuição.

1.8.2.2.4 CONFIRMAÇÃO DO DESLASTRE

As empresas de distribuição confirmarão ao Gestor do Sistema a execução dos deslastres de cargas.

1.8.2.2.5 NORMALIZAÇÃO DO ABASTECIMENTO

Quando a tensão nos nós piloto seja tal que, com a ligação de cargas, não seja previsível a existência de sobrecargas ou quebras de tensão nos equipamentos que ponham em risco o abastecimento, o Gestor do Sistema dará instruções aos operadores das redes de distribuição para iniciar a reposição progressiva das cargas deslastradas, indicando:

- As zonas eléctricas da rede de transporte nas quais deverá repor a carga.
- A potência total das cargas a ligar.

O processo de reposição será realizado de forma progressiva até à total normalização do abastecimento eléctrico.

1.8.2.2.6 CONFIRMAÇÃO DA NORMALIZAÇÃO DO ABASTECIMENTO

As empresas de distribuição confirmarão ao Gestor do Sistema a normalização do abastecimento eléctrico, indicando as potências, tempo e energias não abastecidas, indexando esta informação com o correspondente Plano de Deslastre de Carga.

1.8.2.2.7 INFORMAÇÃO EMITIDA PELO GESTOR DO SISTEMA

Com a maior brevidade possível, o Gestor do Sistema enviará uma informação aos Organismos Ministeriais e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, na qual se pormenorizarão todos os aspectos relevantes do incidente que tenha sido provocado pelo deslastre de carga.

1.8.3 PLANOS DE REPOSIÇÃO DO SERVIÇO

Os Planos de Reposição do Serviço têm como objectivo devolver o sistema eléctrico ao estado normal de operação, depois de incidentes graves que tenham provocado a separação de parte da rede de transporte e interrupções do abastecimento em grandes zonas do sistema.

A elaboração e actualização dos Planos de Reposição do Serviço são da responsabilidade dos Gestores dos Sistemas espanhol e português.

Estes planos sistematizarão as actuações que os diferentes centros de controlo/manobra e o pessoal de operação local nas subestações deverão realizar, no caso de ocorrer uma perturbação com as consequências descritas.

No caso de se produzir um incidente local ou nacional, os centros de controlo/manobra de produção, distribuição e transporte efectuarão a reposição do serviço coordenados pelo Gestor do Sistema, conforme o estabelecido nos respectivos Planos de Reposição.

De um modo geral, a reposição das cargas deverá ser levada a cabo pelos agentes nos termos em que se estabeleceram os Planos de Reposição do Serviço. Estes planos deverão também referenciar os dispositivos automáticos de reposição de serviço instalados, nos casos em que estão autorizados e a sua inter-relação com a actuação dos agentes mencionados. Consequentemente, a actuação autónoma de dispositivos de reposição automática de carga será limitada aos casos que estão contemplados nestes Planos.

Serão realizadas simulações destes Planos de Reposição de Serviço sempre que o Gestor do Sistema o considere oportuno, utilizando para o efeito o simulador de treino

2 VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DE OPERAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZOS

2.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento, que contém diversos horizontes, discriminações e periodicidades, é definir o processo de verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos no curto e médio prazo.

2.2 AMBITO DE APLICAÇÃO

Este procedimento aplica-se ao Gestor do Sistema (GS), ao Operador de Mercado (OM), aos agentes de Mercado (AM) e aos titulares de unidades de produção instaladas em Portugal.

2.3 MATÉRIAS A DETALHAR

O procedimento apoia-se em três actividades principais:

- A previsão do consumo.
- O estudo da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Eléctrico Nacional.
- A coordenação do plano de manutenção das unidades de produção localizadas em Portugal.

2.4 PREVISÃO DE CONSUMO

O Gestor do Sistema (GS) realizará um conjunto de previsões de consumo nos diversos horizontes temporais, relativo ao Sistema Eléctrico Nacional. Estas previsões deverão ser disponibilizadas aos Agentes de Mercado (AM) e ao Operador de Mercado (OM).

2.4.1 PREVISÃO MENSAL COM HORIZONTE ANUAL MÓVEL

O GS elaborará e publicará mensalmente, antes do dia 15 de cada mês, uma previsão anual, com discriminação mensal, do consumo de energia referido à emissão, com início no mês seguinte ao da data da publicação.

2.4.2 PREVISÃO COM HORIZONTE SEMANAL MÓVEL

A previsão semanal dirá respeito ao consumo diário de energia referido à emissão, com um horizonte de sete dias e uma discriminação horária.

Todos os dias úteis, antes das 12 h, o GS elaborará e publicará uma previsão semanal, relativa aos sete dias seguintes.

2.4.3 PREVISÃO DIÁRIA

A previsão diária dirá respeito ao consumo de energia referido à emissão, com discriminação horária.

Até às 17h, o GS elaborará e publicará uma previsão do consumo diário, incluindo essa previsão o horizonte temporal das vinte e quatro horas do dia 'd+2'

A previsão diária, será actualizada noventa minutos antes do fecho de cada sessão do mercado diário ou intra-diário, para o horizonte adequado.

2.5 VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DA OPERAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZOS

2.5.1 INTRODUÇÃO

O GS elaborará mensalmente uma previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Eléctrico Nacional, com um horizonte anual móvel e discriminação mensal.

Para esse efeito, terá em conta as informações recebidas dos agentes, relativas à disponibilidade prevista dos grupos geradores, ao estado das reservas hidroeléctricas e condicionamentos previstos, às existências de combustível em parque e à capacidade de aumento das mesmas e ainda à informação elaborada pelo OM relativa à evolução esperada do funcionamento do mercado eléctrico.

A previsão consistirá num balanço mensal com a distribuição estatística de potências, resultante do agrupamento por decis dos diversos cenários considerados no processo estocástico de hidraulicidade e avaria térmica.

O balanço contabilizará a participação previsível na garantia do abastecimento dos diferentes recursos de geração, agrupados por tipo de combustível - carvão, gás natural, fuel, hídrica, produção em regime especial e intercâmbios de importação e exportação pelas interligações internacionais.

A previsão, acompanhada das hipóteses que serviram para a sua elaboração, será enviada aos AM, ao OM, à ERSE e à DGEG.

2.5.2 ANÁLISE DE SEGURANÇA

O GS verificará mensalmente a garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Eléctrico Nacional com um horizonte anual móvel.

A verificação da segurança compreenderá os seguintes aspectos:

- Verificação de segurança sem restrições de rede.
- Verificação de segurança por zonas, prevendo possíveis problemas de garantia do abastecimento.

O primeiro determinará o risco de falha de abastecimento que poderia decorrer dos próprios meios de produção, tendo em conta a disponibilidade de combustíveis, as reservas hídricas nas albufeiras (incluindo as espanholas com influência na exploração), a disponibilidade dos grupos geradores e a hidraulicidade, com diversos cenários de consumo.

A análise incluirá a evolução das reservas hídricas, tendo em conta os diversos cenários de aflúncias e definirá, para cada instante, níveis mínimos de energia e potência a disponibilizar globalmente pelas centrais hídricas.

Utilizar-se-ão, como índices de risco, o valor esperado da energia não abastecida e a margem de reserva.

A análise zonal permitirá determinar as necessidades específicas de disponibilidade dos grupos geradores e dos elementos da rede de transporte, de modo a evitar situações de redução da segurança do sistema em determinadas zonas.

O estudo de previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos será publicado nos primeiros cinco dias úteis de cada mês.

2.5.3 METODOLOGIA DO ESTUDO

Para a realização dos estudos de previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos e verificação da segurança, serão empregues os seguintes critérios:

- A utilização dos diversos meios de produção será determinada atendendo ao custo de oportunidade da geração. Para as centrais térmicas, este custo de oportunidade será determinado fundamentalmente pelos preços de substituição dos combustíveis e dos contratos de longo prazo. Para as centrais hídricas, este custo de oportunidade será o da geração térmica substituída.

- As afluições futuras dos aproveitamentos hídricos serão obtidas a partir da evolução histórica conhecida. O estado inicial das albufeiras, será disponibilizado pelos AM no início de cada período, segundo o disposto neste procedimento.
- As existências de combustíveis como carvão, fuel ou gasóleo serão disponibilizadas pelos AM no início de cada período de estudo.
- O plano de manutenção dos geradores será elaborado pelo GS, tendo em conta a informação recebida dos AM.
- A informação relativa ao consumo de combustível dos grupos térmicos será disponibilizada pelos AM.
- A potência máxima dos Produtores em Regime Especial será disponibilizada pelos AM.
- Serão tidas em conta as características técnicas dos contratos bilaterais e trocas acordados com os AM.
- Serão também consideradas as previsões sobre o funcionamento do mercado comunicadas pelo OM.

2.5.4 INFORMAÇÃO NECESSÁRIA

2.5.4.1 CENTRAIS TÉRMICAS DE CARVÃO

Antes do dia 20 de cada mês, as empresas produtoras deverão enviar ao GS a seguinte informação:

- Existências de carvão em ktec, ou em substituição o valor correspondente em GJ.
- Variações previsíveis na disponibilidade dos geradores.

2.5.4.2 CENTRAIS DE FUEL, GÁS NATURAL E GASÓLEO

Antes do dia 20 de cada mês, as empresas produtoras deverão enviar ao GS a seguinte informação:

- Existências de fuel e gasóleo.
- Variações previstas na disponibilidade dos geradores.

2.5.4.3 CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS

As empresas proprietárias de centrais hidroeléctricas deverão transmitir ao GS a seguinte informação:

- Diariamente, valores verificados de:
 - Afluições próprias por albufeira.
 - Cotas das albufeiras.
 - Volumes turbinados e descarregados.
 - Caudais ecológicos.
- Antes do dia 20 de cada mês, previsões de:
 - Condicionamentos de exploração previstos.

- Disponibilidade prevista dos geradores e grupos de bombagem.
- Caudais ecológicos obrigatórios.

2.5.5 NÍVEIS DE SEGURANÇA

2.5.5.1 CENTRAIS TÉRMICAS

As empresas proprietárias de centrais térmicas com capacidade de armazenamento de combustível, manterão em permanência uma reserva mínima de segurança em cada central, nos termos da legislação aplicável e das licenças de produção.

2.5.5.2 ALBUFEIRAS

As empresas proprietárias de centrais hídricas manterão em permanência a reserva de segurança definida pelo estudo de segurança da garantia do abastecimento.

2.6 COORDENAÇÃO DA MANUTENÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

O Gestor do Sistema (GS) deverá dispor permanentemente de informação actualizada, necessária para a elaboração do plano das indisponibilidades das unidades de produção, seja por manutenção anual, seja por outros motivos conhecidos com a antecedência necessária, com as actualizações periódicas num horizonte anual móvel.

2.6.1 INFORMAÇÃO A FORNECER PELOS PRODUTORES

Os trabalhos de manutenção, assim como quaisquer outras causas previstas que possam afectar a disponibilidade total ou parcial das unidades de produção, deverão ser comunicados com a maior antecedência possível ao GS, para incorporação desta informação nos estudos de garantia de abastecimento dos consumos e segurança da operação no curto e médio prazos, de modo a permitir a obtenção de elementos que fundamentem a sua autorização.

Antes do dia 15 de cada mês, as empresas titulares de unidades de produção incluídas no âmbito da aplicação deste procedimento comunicarão ao GS as suas melhores propostas sobre possíveis alterações dos períodos de indisponibilidade das suas unidades de produção, seja por alteração dos programas de manutenção programada vigentes, ou por avarias, ou qualquer outra causa que implique a apresentação duma nova previsão. O horizonte contemplado será um ano civil móvel.

Os planos de manutenção das unidades de produção, a apresentar ao GS, deverão conter a seguinte informação, considerada como mínima:

- Identificação da central e/ou grupo afectado pela indisponibilidade, e/ou fracção da potência total indisponível.
- Motivo da indisponibilidade e/ou condicionamentos de geração.
- Datas de início e fim (e duração) das indisponibilidades.
- Potência indisponível.
- Indicação sobre a impossibilidade de alteração dos períodos referidos na proposta assumindo-se que o período de paragem será declarado inamovível apenas se tal for imprescindível.
- Outra informação considerada relevante.

O Agente deverá informar o GS sobre os motivos que justifiquem a inamovibilidade da indisponibilidade. Se tal não acontecer ou se a justificação não for considerada aceitável, a indisponibilidade não será considerada inamovível.

2.6.2 INFORMAÇÃO DIFUNDIDA PELO GESTOR DE SISTEMA

No primeiro dia útil de cada mês, o GS, após aceitar ou não as alterações previamente apresentadas, actualizará os planos de indisponibilidades previstos das unidades de produção mencionadas no ponto 2, num horizonte anual, comunicando o referido plano à ERSE e ao OM.

A informação elaborada pelo GS conterà, para além das datas e duração dos trabalhos previstos, uma estatística da potência disponível nas diferentes unidades de produção para o horizonte contemplado e com especificação semanal.

2.6.3 COMPROMISSO DOS PRAZOS ANUNCIADOS

Quaisquer modificações aos trabalhos de manutenção de unidades de produção que impliquem indisponibilidades totais ou parciais e cujo começo esteja previsto nos doze meses seguintes à data de publicação do plano pelo GS, segundo o que se especifica no número anterior, deverão ser comunicadas ao GS, para que este proceda à sua validação (quando for caso disso) e a tenha em conta para efeitos dos estudos de segurança na exploração diária da rede de transporte e na garantia do abastecimento dos consumos, assim como na planificação dos trabalhos dos elementos que compõem a rede de transporte e que possam ser afectados pelas alterações do plano de geração apresentadas. As indisponibilidades previstas para os três meses seguintes à data de publicação do plano pelo GS serão consideradas como firmes, excepto em condições excepcionais e com o acordo de ambas as partes.

Em qualquer caso, as empresas titulares de unidades de produção no âmbito da aplicação deste procedimento deverão comunicar ao GS qualquer modificação que surja no que diz respeito ao plano

vigente em cada instante, qualquer que seja a natureza da modificação, segundo o procedimento anteriormente descrito.

3 PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO

3.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é estabelecer o processo de programação diária da exploração a partir dos resultados dos mercados diários e intradiários de produção e consumo, de forma a garantir-se a cobertura do consumo e a segurança do sistema. Refira-se que o horizonte diário deve ser entendido como o período compreendido entre as 23.00 horas do dia d-1 e as 23.00 do dia d.

A programação inclui os seguintes processos sucessivos:

- O programa diário base (PDBC) fornecido pelo Operador de Mercado (OM).
- O programa diário base de funcionamento (PDBF).
- O programa diário viável provisional (PDVP).
- O programa diário viável definitivo (PDVD).
- O programa provisional de reserva (PPR).
- Os programas horários finais resultantes das sessões do mercado intradiário (PHF).
- Os programas horários operativos, estabelecidos em cada hora até ao final do horizonte de programação (PHO).
- O programa horário operativo final (PHOF).

3.2 DEFINIÇÕES

3.2.1 PROGRAMA DIÁRIO BASE (PDBC)

É o programa com discriminação horária da geração, do consumo diário e do trânsito nas interligações, realizado pelo OM, tendo por base o encontro de ofertas de geração e consumo recebidas dos AM e após a resolução dos congestionamentos na interligação.

3.2.2 PROGRAMA DIÁRIO BASE DE FUNCIONAMENTO (PDBF)

É o programa de geração e consumo diário, com discriminação horária, realizado a partir do PDBC e da informação de execução dos contratos bilaterais físicos comunicada pelos sujeitos titulares.

3.2.3 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL PROVISIONAL (PDVP)

É o programa diário, com discriminação horária, que incorpora as modificações introduzidas no PDBF para resolver as restrições técnicas e para o reequilíbrio posterior entre geração e consumo, bem como o programa provisional de compras a Produtores em Regime Especial.

3.2.4 ASSIGNAÇÃO DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Processo de selecção das ofertas de regulação secundária, realizado pelo GS no dia d-1 para garantir a disponibilidade de banda de potência de regulação secundária a subir e descer no dia d, necessária por razões de segurança do sistema.

3.2.5 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL DEFINITIVO (PDVD)

É o programa diário, com discriminação horária, com as assignações efectuadas de reserva de regulação secundária.

3.2.6 PROGRAMA PREVISIONAL DE RESERVA (PPR)

É o programa diário, com discriminação horária, com as possíveis assignações destinadas a eliminar as diferenças existentes entre o consumo previsto pelo GS e o definido pelo PDVD.

3.2.7 PROGRAMA HORÁRIO FINAL (PHF)

É a programação estabelecida após cada sessão do mercado intradiário, como resultado da agregação de todas as transacções firmes formalizadas para cada período de programa e do encontro de ofertas do mercado intradiário, uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas e efectuado o posterior reequilíbrio entre geração e consumo.

3.2.8 PROGRAMA HORÁRIO OPERATIVO (PHO)

É o programa operativo que o GS estabelece em cada hora até ao final do horizonte da programação. Inclui o PHF, o PPR e todas as assignações e redespachos aplicados pelo GS até à sua publicação, 15 minutos antes do início de cada hora.

3.2.8-A PROGRAMA HORÁRIO OPERATIVO FINAL (PHOF)

É o programa horário operativo resultante no final do horizonte diário de programação. Inclui o PHF, as mobilizações resultantes do PPR e todas as restantes alterações dos programas associados à

participação das diferentes unidades nos processos de resolução de restrições técnicas e serviços de sistema.

3.2.9 RESTRIÇÃO TÉCNICA

É uma qualquer limitação, derivada da situação da rede de transporte ou do sistema, para que o fornecimento de energia eléctrica se possa realizar nas condições de segurança, qualidade e fiabilidade definidas no procedimento “Funcionamento do Sistema”. Adicionalmente podem-se produzir restrições devidas a:

- Insuficiente reserva de regulação secundária e terciária.
- Insuficiente reserva de capacidade para o controlo das tensões.
- Insuficiente reserva de capacidade para a reposição do serviço.

Na resolução destes tipos de restrições aplicar-se-ão os mecanismos estabelecidos nos serviços complementares correspondentes.

3.2.10 ÁREAS DE BALANÇO

É um conjunto de unidades de produção e bombagem, pertencentes a um mesmo agente, que se encontram interligados numa área de rede nos quais se agregam os desvios de produção, que deverão coincidir ou agregar as Unidades de Oferta no mercado diário e intradiário do MIBEL que correspondem a centros electroprodutores localizados em Portugal. As áreas de balanço da Rede Nacional de Transporte (RNT) e as Unidades de Oferta no mercado diário e intradiário do MIBEL que correspondem a centros electroprodutores localizados em Portugal são as seguintes:

Área de Balanço	Unidade de Oferta
Douro Internacional	Bacia hidrográfica do Douro Internacional, constituída pelas centrais de Miranda, Picote, Bemposta, Pocinho, Tabuaço e Varosa
Douro Nacional	Bacia hidrográfica do Douro Nacional, constituída pelas centrais de Valeira, Régua, Carrapatelo, Crestuma e Torrão
Douro Nacional (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Douro Nacional (Bombagem), constituída pela central de Torrão
Cávado	Bacia hidrográfica do Cávado, constituída pelas centrais de Alto Rabagão, Venda Nova, Frades, Paradela, Salamonde, Vilarinho das Furnas e Caniçada
Cávado (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Cávado (Bombagem), constituída pelas centrais de Alto Rabagão, Frades e Vilarinho das Furnas
Lima	Bacia hidrográfica do Lima, constituída pelas centrais de Alto Lindoso, Touvedo e Lindoso

Mondego	Bacia hidrográfica do Mondego, constituída pelas centrais de Caldeirão, Aguieira, Raiva, Sabugueiro1, Desterro, Ponte de Jugais e Vila Cova
Mondego (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Mondego (Bombagem), constituída pela central de Aguieira
Tejo e Zêzere	Bacia hidrográfica do Tejo e Zêzere, constituída pelas centrais de Santa Luzia, Cabril, Bouçã, Castelo do Bode, Pracana, Fratel e Belver
Guadiana	Bacia hidrográfica do Guadiana, constituída pela central de Alqueva
Guadiana (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Guadiana (Bombagem), constituída pela central de Alqueva
Central Térmica do Barreiro	Central Termoelétrica do Barreiro – Grupo 1
	Central Termoelétrica do Barreiro – Grupo 2
Central Térmica do Carregado	Central Termoelétrica do Carregado – Grupo 1
	Central Termoelétrica do Carregado – Grupo 2
	Central Termoelétrica do Carregado – Grupo 3
	Central Termoelétrica do Carregado – Grupo 4
	Central Termoelétrica do Carregado – Grupo 5
	Central Termoelétrica do Carregado – Grupo 6
Central Térmica do Pego	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 1
	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 2
Central Térmica do Ribatejo (220 kV)	Central Termoelétrica do Ribatejo – Grupo 1
Central Térmica do Ribatejo (400 kV)	Central Termoelétrica do Ribatejo – Grupo 2
	Central Termoelétrica do Ribatejo – Grupo 3
Central Térmica de Setúbal	Central Termoelétrica de Setúbal – Grupo 1
	Central Termoelétrica de Setúbal – Grupo 2
	Central Termoelétrica de Setúbal – Grupo 3
	Central Termoelétrica de Setúbal – Grupo 4
Central Térmica de Sines (150 kV)	Central Termoelétrica de Sines – Grupo 1
Central Térmica de Sines (400 kV)	Central Termoelétrica de Sines – Grupo 2
	Central Termoelétrica de Sines – Grupo 3
	Central Termoelétrica de Sines – Grupo 4
	Central Térmica de Tunes (150 kV)
Central Térmica de Tunes (60 kV)	Central Termoelétrica de Tunes – Grupo 4
Central Térmica Turbogás	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 1
	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 2
	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 3

Qualquer alteração nas Áreas de Balanço e, conseqüentemente, nas Unidades de Oferta do mercado diário e intradiário do MIBEL que correspondam a centros electroprodutores localizados em Portugal, carece de aprovação prévia da ERSE, ouvida a entidade concessionária da RNT.

3.2.11 DESVIOS GERAÇÃO E CONSUMO

São os desvios originados pelas modificações do programa de geração por indisponibilidade total ou parcial de um ou de vários geradores, variações no consumo real do sistema e/ou nas entregas da produção em regime especial em relação à sua programação ou à previsão de entregas comunicadas, e/ou pela existência de diferenças importantes entre o consumo total e o consumo considerado pelo agentes nas diferentes sessões de mercado e contratos bilaterais físicos estabelecidos.

3.3 PROGRAMAÇÃO PRÉVIA

3.3.1 PROGRAMA DIÁRIO BASE DE FUNCIONAMENTO (PDBF)

O GS receberá do OM, antes das 09.30 horas de cada dia, o programa diário base (PDBC) correspondente ao dia seguinte e a ordem de mérito das ofertas de venda e aquisição de energia apresentadas no mercado.

Às 10:15, após ter recebido a comunicação dos contratos bilaterais físicos o GS estabelece e publica o PDBF, correspondente à programação do dia seguinte e considerará aberto o período de recepção de ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas, período que encerrará às 11.00, ou 30 minutos após a sua abertura, naqueles casos em que a abertura deste período de recepção de ofertas se realize após as 10.15.

Antes das 11.00, ou em caso de atraso na publicação do PDBF no prazo máximo de 1 hora desde a sua publicação, o GS receberá a repartição física assignada às diferentes unidades de produção que integram cada unidade de oferta de venda de energia, incluindo as unidades de ofertas correspondentes à produção em regime especial participante no mercado, e cada um dos grupos de bombagem que integrem cada unidade de aquisição de energia associada ao consumo de bombagem, com o objectivo de se poder analisar o nível de segurança do sistema ao longo do horizonte de programação e detectar as possíveis restrições que possam surgir da aplicação do PDBF.

Antes das 11.00 de cada dia, o GS receberá, com discriminação horária, uma desagregação das entregas de energia de produção de regime especial não participante no mercado, conforme a informação facultada pelo comercializador de último recurso, diferenciando as entregas de energia directamente associadas à produção eólica das não eólicas (cogeração e outras).

Nos períodos de maior consumo, para os quais o GS o solicite, os titulares das unidades de produção hidráulicas deverão enviar diariamente ao GS, antes das 11.00 horas, ou em caso de atraso na publicação do PDBF no prazo máximo de 1 hora desde a sua publicação, a informação correspondente às potências hidráulicas máximas que possam ser fornecidas, no caso de serem requeridas por razões

de segurança do sistema, durante um tempo máximo de 4 e 12 horas, respectivamente, de forma adicional à potência correspondente à energia incorporada no PDBF.

3.3.2 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL PROVISIONAL (PDVP)

O GS, tendo em conta o consumo previsto no sistema e as indisponibilidades previstas na rede e unidades de produção, realizará análises de segurança para detectar as possíveis restrições técnicas e suas possíveis soluções, seleccionando aquelas que implicam um menor sobrecusto para o sistema. O GS introduzirá as alterações na programação que sejam necessárias para a resolução das restrições detectadas e estabelecerá as limitações de segurança que sejam necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas nos processos e mercados posteriores, de acordo com o estabelecido no procedimento “Solução de Restrições Técnicas”.

Uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas, o GS realizará as modificações adicionais necessárias, para obter um programa equilibrado entre a geração e o consumo, respeitando as limitações de programa estabelecidas por razões de segurança.

O programa PDVP resultante deste processo será publicado pelo GS até às 13.00, ou passadas duas horas desde a publicação do PDBF, quando a publicação deste se processar após as 11.00.

3.3.3 REQUISITOS DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

O GS estabelecerá diariamente os requisitos de reserva de regulação secundária para cada um dos períodos horários de programação do dia seguinte, de acordo com o estabelecido no ponto 9.4.

Estes requisitos de reserva de regulação secundária necessária para cada período de programação do dia seguinte, serão comunicados pelo GS a todos os agentes de mercado, antes das 13.00 horas de cada dia.

3.3.4 ASSIGNAÇÃO DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Uma vez comunicados os requisitos de reserva de regulação secundária, o GS abrirá o processo de recepção de ofertas para a prestação do serviço complementar de regulação secundária, processo que encerrará às 14.30 horas, salvo outra indicação do GS com o prévio acordo de todos os agentes de mercado habilitados para a prestação deste serviço.

Com as ofertas de reserva de regulação secundária recebidas, o GS assignará a prestação do serviço complementar de regulação secundária com os critérios de mínimo custo, seguindo o processo descrito no procedimento de operação no qual se estabelece a prestação do serviço complementar de regulação secundária.

Até às 15.00 horas, o GS comunicará aos agentes a atribuição da reserva de regulação secundária para todos e cada um dos períodos de programação do dia seguinte.

3.3.5 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL DEFINITIVO (PDVD)

Até às 15.00 horas o GS publicará o programa resultante (PVD) abrindo-se o prazo de envio de ofertas dos AM para a primeira sessão do Mercado Intradiário (MI).

3.3.6 PROGRAMA PREVISIONAL DE RESERVA (PPR)

O GS publicará uma previsão do consumo de energia horária até 90 minutos antes do fecho do mercado diário, que abrangerá as 24 horas do dia seguinte. Após o estabelecimento do PDBF, o GS simula a mobilização/desmobilização da geração, tendo como objectivo anular as diferenças entre o consumo contratualizado e o previsto, criando dessa forma um PPR. No caso das referidas diferenças não serem anuladas atempadamente pelos mercados intradiários posteriores, este programa incorporará-se no PHO.

3.4 MERCADO INTRADIÁRIO (MI)

Ao longo do horizonte da programação, o GS receberá o programa resultante do encontro das ofertas de venda e aquisição de energia formalizadas em cada uma das sucessivas sessões do MI.

O GS, tendo em conta os programas resultantes das diversas sessões do MI, realizará análises de segurança para identificar possíveis restrições técnicas e, quando for o caso, resolverá as referidas restrições eliminando do processo de encontro de ofertas aquelas que dêem lugar a essas restrições, assim como de outras ofertas para o posterior reequilíbrio entre geração e consumo.

Após a incorporação, quando for o caso, das modificações, o GS procederá à publicação do PHF com uma antecipação mínima de 15 minutos em relação ao horizonte de aplicação da correspondente sessão do MI de acordo com o estabelecido no procedimento "Informação trocada pelo GS".

Naqueles casos em que, por atraso ou outro condicionante operativo, não seja possível a publicação do correspondente PHF antes do início do horizonte de aplicação de uma sessão do MI, o GS procederá à suspensão da aplicação do PHF na dita hora, comunicando este facto aos AM e ao OM, para os devidos efeitos.

3.5 PROGRAMAÇÃO EM TEMPO REAL

3.5.1 PROGRAMAS HORÁRIOS OPERATIVOS (PHO)

Os PHO são os programas horários que resultam da agregação de todas as assignações firmes efectuadas até ao momento da sua publicação.

3.5.2 ACTUAÇÕES IMEDIATAS PERANTE DESEQUILÍBRIOS EM TEMPO REAL

No momento em que apareça uma incidência com desequilíbrio entre a geração e o consumo produzirá-se, de forma automática, a actuação imediata da regulação primária e secundária para corrigir esse desequilíbrio, com a consequente perda de reserva de regulação.

Quando a reserva secundária se encontrar abaixo dum valor mínimo de segurança, o GS requererá a utilização de reserva terciária para regenerar a reserva secundária, utilizando para tal o estabelecido no procedimento para o serviço complementar de regulação terciária.

3.5.3 MODIFICAÇÕES DOS PHO

A modificação dum PHO em relação ao anterior pode ser motivada por:

- Troca de produções dentro da mesma área de balanço, por instrução do GS.
- Troca de produções entre áreas de balanço autorizadas pelo GS.
- Indisponibilidades fortuitas das unidades de produção no período que medeia entre a publicação de dois PHO consecutivos.
- Previsões da evolução do consumo até à sessão seguinte do MI, comunicadas pelos agentes ou realizadas pelo GS, que diferem do consumo total encontrado na sessão anterior do MI.
- Solução de situações de alerta por restrições em tempo real.
- Comunicação da empresa proprietária da impossibilidade técnica de cumprir o programa.

3.5.4 GESTÃO DE DESVIOS ENTRE SESSÕES DO MI E SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES DETECTADAS EM TEMPO REAL

Os desvios que apareçam por indisponibilidades de equipamentos de geração ou por modificações na previsão do consumo resolver-se-ão conforme o disposto em 5.

Igualmente, a modificação da programação para a solução das restrições efectuar-se-á conforme o disposto no ponto 0.

3.6 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA À PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO

No âmbito da prestação de informação referente à programação da exploração, o GS divulgará a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

- na sua página pública na Internet, informação relativa à programação da exploração do dia d (a publicar em d+1).
- apenas aos Agentes de Mercado, os Programas Horários Operativos (PHO) completos, a divulgar 15 minutos antes do início do período de programação a que dizem respeito, e o Programa Horário Operativo Final (PHOF) completo relativo ao dia d, a divulgar em d+1.

4 SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS

4.1 OBJECTIVO

O objectivo deste capítulo é o de estabelecer o processo para a solução das restrições técnicas na Rede Nacional de Transporte (RNT) correspondentes aos programas resultantes dos mercados de produção, assim como as que possam surgir em tempo real.

4.2 DEFINIÇÕES

As definições dos diferentes programas referidos neste capítulo encontram-se descritas em 3.2.

4.3 SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PROGRAMA DIÁRIO BASE

4.3.1 DESAGREGAÇÃO DOS PROGRAMAS ESTABELECIDOS NO PDBF E COMUNICAÇÃO AO GS DE OUTRAS INFORMAÇÕES NECESSÁRIAS PARA AS ANÁLISES DE SEGURANÇA

Antes das 11.00 de cada dia, ou 1 hora após a publicação do PDBF, quando a publicação deste se realiza após as 11.00, o GS deverá dispor da seguinte informação:

a) Informação correspondente à desagregação dos programas de venda e aquisição de energia incorporados no PDBF.

- O GS deverá receber dos agentes de mercado a informação relativa à energia do programa PDBF assignada a cada uma das unidades físicas de produção e de consumo que integram cada unidade de venda e aquisição de energia.

Esta desagregação de programas incluirá, no caso das unidades de venda, todas aquelas unidades compostas por mais do que uma unidade física e que correspondam a:

- Unidades de venda correspondentes a uma central térmica composta por várias unidades físicas.
- Unidades de venda correspondentes a uma central hídrica.
- Unidades de venda de energia correspondentes a centrais reversíveis de bombagem.
- Unidades de venda de energia de produção em regime especial participantes no mercado através de agente titular ou de agente vendedor.

- Unidades de venda de energia de comercializadores que integram o mercado de produção nacional de regime especial ou de regime ordinário.
- b) Informação correspondente à desagregação das previsões de entrega de energia procedente da produção em regime especial incorporadas no PDBF.
- O GS deverá receber do comercializador de último recurso e demais receptores da referida energia, a informação, com detalhe horário, referente à desagregação da previsão das entregas de produção em regime especial não participante no mercado incorporadas no PDBF, diferenciando as entregas de energia directamente associadas à produção eólica daquelas entregas associadas a produção não eólica (cogeração e outras), para que sejam consideradas nas análises de segurança do sistema.
- c) Informação relativa às potências máximas hidráulicas que poderão ser mantidas durante 4 e 12 horas.
- Nos períodos de maior consumo de energia eléctrica, para os quais o GS o solicite, os agentes titulares de centrais hídricas deverão facultar ao GS, para sua consideração nas análises de segurança do sistema, a informação referente aos máximos valores de potência, expressos em MW, que podem ser fornecidos pela correspondente unidade de gestão hidráulica, de forma adicional à potência incorporada no PDBF para a dita unidade, e que podem ser mantidos durante um tempo máximo de 4 e 12 horas.

4.3.2 OFERTAS PARA O PROCESSO DE RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS

4.3.2.1 PERÍODO PARA A RECEPÇÃO DE OFERTAS

Após a publicação do PDBF, o GS considerará aberto o período para a recepção de ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas, período que encerrará às 11.00, ou 30 minutos após a sua abertura, naqueles casos em que a abertura do período de recepção de ofertas seja posterior às 10.15.

4.3.2.2 APRESENTAÇÃO DE OFERTAS

Poderão apresentar ofertas os agentes titulares de unidades de venda de energia correspondentes à produção em regime ordinário e à produção em regime especial e os agentes titulares de unidades de aquisição de energia para consumo de bombagem, associadas tanto a transacções de mercado como a contratos bilaterais com entrega física sendo que, no caso dos agentes de unidades de venda associados a contratos bilaterais físicos, a sua apresentação é obrigatória, caso contrário os seus programas serão anulados por incumprimento dessa obrigação.

4.3.2.3 CARACTERÍSTICAS DAS OFERTAS

Em cada oferta especificar-se-á a seguinte informação:

- Tipo de oferta (produção ou consumo de bombagem).
- Para cada período horário de programação e tendo em conta a energia programada no PDBF, indicar-se-á:
 - Energia para subir:
 - Número de blocos: Blocos divisíveis de preços crescentes de 1 a 10 (número máximo de blocos).
 - Energia (MWh).
 - Preço da energia oferecida.
 - Energia para descer:
 - Número de blocos: Blocos divisíveis de preços decrescentes de 1 a 10 (número máximo de blocos).
 - Energia (MWh).
 - Preço da energia oferecida.

O processo de resolução das restrições técnicas do programa diário base de funcionamento (PDBF), consta de duas fases diferenciadas:

- Fase 1: Modificação do programa PDBF por critérios de segurança.
- Fase 2: Reequilíbrio entre geração e consumo.

4.3.2.4 MODIFICAÇÃO DO PROGRAMA PDBF POR CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

O objectivo desta fase é a determinação das restrições técnicas que possam afectar a execução do PDBF, identificando aquelas modificações de programa que sejam necessárias para a resolução das restrições técnicas detectadas e estabelecendo as limitações de segurança necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas na segunda fase do processo de resolução de restrições técnicas e nos subsequentes mercados.

Nesta fase da programação da exploração, o Gestor de Sistema poderá solicitar a entrada de grupos do SEN com o intuito de testar a sua disponibilidade.

4.3.2.5 IDENTIFICAÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS

As análises de segurança para a identificação das restrições técnicas terão em conta o consumo previsto pelo GS, a produção e os programas estabelecidos nas interligações incluídos no PDBF e a eventual mobilização de reserva para efectuar o equilíbrio entre o consumo previsto e o contratado.

Consideram-se as instalações da Rede Nacional de Transporte (RNT) de acordo com a situação prevista para o dia seguinte, tendo em conta as indisponibilidades autorizadas e as indisponibilidades por avarias existentes. Serão também consideradas as indisponibilidades previstas para as unidades de produção.

Sobre os cenários anteriores, o GS efectuará as análises de segurança necessárias para todo o horizonte da programação e identificará as restrições técnicas que afectem o PDBF, de acordo com os critérios de segurança, qualidade e fiabilidade que constam no ponto 1.

4.3.2.6 RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES E VALORIZAÇÃO

Para resolver as restrições técnicas, o GS definirá esquemas especiais de exploração, através da introdução de alterações topológicas na RNT. Caso a solução das restrições não seja viável através da reconfiguração da rede, o GS estabelecerá incrementos ou reduções da energia programada no PDBF.

Uma vez identificadas as restrições técnicas, o GS estudará para cada conjunto de períodos horários consecutivos com restrições técnicas, as possíveis soluções que tecnicamente as resolvam com uma margem de segurança adequada.

Para o efeito, utilizar-se-ão os seguintes meios:

- Incremento da energia programada no PDBF.

Mobilização das unidades de venda associadas a instalações de produção, mediante a utilização do valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as apresentadas e não encontradas no mercado diário:

- Redução de energia programada no PDBF.

Mediante a utilização do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário:

- a) Unidades de venda associadas a instalações de produção.
- b) Unidade de aquisição de energia para o consumo de bombagem.

No caso em que não se disponha de outros meios no sistema eléctrico nacional, ou exista o risco para o fornecimento de energia, a redução de energia programada no PDBF poder-se-á estender a:

- c) Unidades de aquisição de energia correspondentes a exportações de energia através das interligações.

No caso de existir mais do que uma solução tecnicamente válida, o GS efectuará uma avaliação económica das diferentes soluções e elegerá aquela que represente um menor sobrecusto e, no caso de igualdade de sobrecusto para várias soluções, o GS seleccionará aquela que represente um menor movimento de energia.

Para a determinação do custo total de cada solução, ter-se-á em conta, tanto a modificação requerida do PDBF para a solução das restrições técnicas, como as modificações da produção necessárias para anular em cada hora as alterações introduzidas nas assignações efectuadas pela própria solução de restrições, quando essas alterações requirem um aumento de produção para estabelecer um novo equilíbrio entre a geração e o consumo no programa viável provisional (PDVP).

As entradas em serviço de grupos e os incrementos de produção em relação ao PDBF que sejam necessários introduzir, serão valorizados tendo como base o valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as ofertas apresentadas que não foram encontradas no mercado diário.

O custo do programa de produção de um grupo gerador térmico para a solução das restrições técnicas, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, será valorizado à maior receita diária resultante da consideração dos seguintes pressupostos:

- a) Oferta simples: Considera-se o valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as ofertas simples efectuadas no mercado diário que não foram casadas.
- b) Oferta complexa: Considera-se o preço da produção oferecida (termo variável da oferta complexa), majorado com o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa) pela energia total que produzirá, de acordo com o PDVP.

Todas as reduções de produção efectuadas no PDBF, tanto para a solução de restrições como para a compensação de novas assignações introduzidas para a solução de restrições técnicas, serão valorizadas pela diferença entre o preço de encontro e o do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário, até um limite de 0,15 vezes do preço de encontro.

4.3.2.7 IMPLEMENTAÇÃO DA RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES

Para o estabelecimento dos redespachos de energia necessários para a solução de restrições técnicas, respeitar-se-ão os valores correspondentes às potências mínimas e máximos técnicos dos grupos geradores, às potências nominais das unidades de consumo de bombagem e ter-se-ão em consideração

possíveis limitações transitórias desses valores de potência que tenham sido comunicados ao GS, não se considerando outras limitações distintas próprias de cada unidade de produção, tais como rampas máximas de subida e descida de carga de grupos térmicos, entre outras, que devem ser geridas, quando necessário, nos mercados intradiários subsequentes pelos agentes titulares das unidades de ofertas de geração correspondentes a esses grupos.

O GS ao aplicar redespachos de energia a subir sobre unidades de venda correspondentes a centrais reversíveis de bombagem, terá em conta a capacidade da albufeira a montante da dita central, tanto em termos de exequibilidade do programa total de venda de energia que poderá ser requerido para a resolução das restrições técnicas do PDBF, como em termos da exequibilidade do programa de consumo de bombagem necessário para poder corresponder ao dito programa de venda de energia resultante da resolução de restrições técnicas. Este programa de consumo de bombagem deverá ser estabelecido de forma directa pelo agente titular da unidade, mediante a sua participação no mercado intradiário.

Uma vez seleccionada entre o conjunto de soluções tecnicamente válidas aquela que representa um menor custo global, o GS assignará as modificações da produção correspondentes à solução adoptada indicando, para cada unidade de oferta, a etiqueta correspondente:

- UDO (Unidade de Despacho Obrigatório)
 - Unidade de Oferta de venda em que se requer a entrada em serviço ou o aumento de produção de um ou vários grupos geradores que a integram.
 - Unidade de Oferta de bombagem para a qual se requer uma redução do programa de aquisição previsto no PDBF.
- UDL (Unidade de Despacho Limitado): Unidade de oferta em que um ou vários dos grupos que a integram têm de reduzir a sua produção
- UDR (Unidade de Descida Restringida)
 - Unidade de Oferta em que, por razões de segurança, um ou vários dos grupos que a integram devem manter uma certa produção mínima.
 - Unidade de aquisição de energia, programada ou não no PDBF, correspondente a um consumo de bombagem cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor.
- USR (Unidade de Subida Restringida)
 - Unidade de Oferta em que, por razões de segurança, um ou vários dos grupos que a integram não podem admitir produções superiores a um máximo estabelecido.
 - Unidade de aquisição de energia, programada no PDBF, correspondente a um consumo de bombagem cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor.

Em todos os casos em que esteja associada à solução de restrições a entrada em serviço, aumento ou redução de produção de unidades físicas concretas e não seja suficiente uma modificação global da unidade de oferta correspondente, o GS definirá estes requisitos de forma detalhada, incorporando esta informação complementar no PDVP.

A atribuição das etiquetas UDO, UDL, UDR ou USR colocará restrições aos posteriores redespachos que possam afectar as correspondentes Unidade de Ofertas. Assim, a etiqueta UDO só permitirá redespachos a subir e a etiqueta UDL apenas permitirá redespachos para descer. As etiquetas UDR e USR apenas permitirão redespachos que respeitem os limites de potência máxima a baixar e a subir, respectivamente, por eles estabelecidos. Estas restrições nos redespachos poderão desaparecer no caso em que o GS elimine a presença das etiquetas na área de balanço, perante modificações no sistema de geração – transporte que tenham feito desaparecer as condições que imponham a restrição.

Quando as etiquetas UDO, UDL, UDR ou USR estejam associadas a unidades físicas concretas e não a unidades de oferta, as restrições em posteriores redespachos deverão estar associadas também a estas unidades físicas e não às unidades de ofertas.

4.3.2.8 REEQUILÍBRIO ENTRE GERAÇÃO E CONSUMO

Uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas no PDBF, o GS procederá à realização das modificações necessárias para obter um programa equilibrado entre a geração e o consumo, respeitando as limitações estabelecidas por razões de segurança do sistema, na primeira fase do processo de resolução de restrições técnicas.

Para o efeito utilizará os seguintes meios:

- Incremento da energia programada no PDBF

Mobilizando unidades de venda associadas a instalações de produção, mediante a utilização do valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas e não encontradas no mercado diário.

- Redução de energia programada no PDBF

Mediante a utilização do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário:

- a) Unidades de venda associadas a instalações de produção.
- b) Unidades de aquisição de energia para o consumo de bombagem.

As entradas em serviço de grupos e os incrementos de produção em relação ao PDBF que sejam necessários introduzir, serão valorizados tendo como base o valor mínimo entre as ofertas de energia

apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas e que não foram encontradas no mercado diário.

O custo do programa de produção de um grupo gerador térmico para a solução das restrições técnicas, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, será valorizado à maior receita diária resultante da consideração dos seguintes pressupostos:

- a) Oferta simples: Considera-se o valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as ofertas simples apresentadas no mercado diário que não foram casadas.
- b) Oferta complexa: Considera-se o preço da produção oferecida (termo variável da oferta complexa), majorado com o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa) pela energia total que produzirá, de acordo com o PDVP.

Todas as reduções de produção efectuadas no PDBF, tanto para a solução de restrições como para a compensação de novas assignações introduzidas para a solução de restrições técnicas, serão valorizadas pela diferença entre o preço de encontro e o do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário, até um limite de 0,15 vezes do preço de encontro.

4.3.3 INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES DE PRODUÇÃO COM INFLUÊNCIA NA SEGURANÇA, COMUNICADAS DEPOIS DE PUBLICADO O PDBF

No caso duma indisponibilidade parcial ou total, para o dia objecto da programação, duma unidade de produção programada e limitada para a resolução de restrições do PDBF, antes das 12:00, o GS tratará de reajustar o programa previsto para a resolução das restrições do PDBF, de acordo com a última informação disponível em relação às indisponibilidades de geração.

Se a informação é recebida após as 12:00, o GS procederá à publicação do PDVP sem considerar a referida indisponibilidade de geração, abordando a resolução da restrição técnica após a publicação do PDVP.

Uma vez declarada a indisponibilidade duma unidade de produção e tendo ela sido considerada no processo de resolução de restrições técnicas do PDBF, sem que tenham sido aplicadas sobre a dita unidade limitações de programa por razões de segurança, o agente titular da unidade poderá recorrer ao mercado intradiário para recomprar o programa previsto no PDVP e que não pôde produzir.

No caso do GS ter mantido as limitações de segurança, para evitar atrasos na publicação do PDVP, o GS, imediatamente após a publicação do PDVP, introduzirá anotações de desvio por indisponibilidade sobre o programa da referida unidade, de acordo com os registos de indisponibilidade enviados pelo

agente titular, mantendo-se assim sem modificação as limitações por segurança aplicadas sobre essa unidade.

No caso de ocorrer uma antecipação da disponibilidade da unidade em relação à previsão inicial, o GS procederá à eliminação da anotação de desvio por indisponibilidade declarada, mantendo a unidade o estabelecido no PDVP para a resolução das restrições técnicas do PDBF e as limitações de segurança associadas à referida programação.

No caso da antecipação de disponibilidade se produzir após a unidade de produção ter anulado o programa afectado mediante a participação no mercado intradiário, a referida unidade de produção apenas poderá participar na programação mediante a apresentação de ofertas no mercado intradiário.

4.3.4 INFORMAÇÃO AO OM E AOS AGENTES DE MERCADO

Como resultado do processo de resolução de restrições técnicas do PDBF, o GS porá à disposição do OM e dos AM, nos prazos estabelecidos neste manual, as seguintes informações:

- Informação que o GS colocará à disposição do OM.
 - O programa diário viável provisional (PDVP), resultante do processo de resolução de restrições técnicas do PDBF.
 - As limitações por segurança aplicadas sobre os programas das unidades de venda e de aquisição, para evitar que em processos e mercados posteriores se gerem novas restrições.
- Informação que o GS colocará à disposição dos AM.
 - As informações colocadas à disposição do OM.
 - Os redespachos aplicados sobre os programas das unidades de venda e de aquisição de energia, para resolver restrições técnicas identificadas no PBF, associados tanto a transacções de mercado como a contratos bilaterais.
 - Os redespachos aplicados sobre as unidades de venda e aquisição de energia para o reequilíbrio entre geração e consumo, associados tanto a transacções de mercado como a contratos bilaterais.

O GS colocará à disposição do OM e dos AM qualquer actualização dos ficheiros resultante do processo de resolução de restrições técnicas.

4.4 SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO MERCADO INTRADIÁRIO

O GS publicará diariamente, conjuntamente com o PDVP, as limitações às ofertas que se devem impor nas unidades de oferta, áreas de balanço, unidades de produção e/ou nas unidades de consumo de

bombagem, para não modificar as condições previstas na segurança do sistema. Ao longo do dia, o GS poderá modificar as mesmas, ou incorporar novas restrições, de acordo com a situação real do sistema em cada momento.

Uma vez publicadas as assignações efectuadas numa sessão do MI e recebidas as repartições físicas das diferentes unidades que integram cada unidade de produção e de bombagem, o GS efectuará uma análise de segurança da programação resultante para detectar as restrições técnicas que possam existir.

No caso de identificar alguma restrição que impeça que o programa horário final que resultaria da aplicação do encontro de ofertas do MI se realize mantendo os critérios de qualidade, segurança e fiabilidade que foram aplicados, o GS resolverá essa restrição seleccionando a eliminação dum conjunto de ofertas que resolvam as restrições, tendo por base a precedência económica do MI comunicada pelo OM. O GS não considerará nenhuma condição complexa das ofertas no processo de resolução de restrições técnicas.

O equilíbrio entre geração e consumo será restabelecido mediante a retirada pelo GS das ofertas apresentadas nessa sessão do mercado intradiário, tendo como base a ordem de precedência económica das ofertas assignadas.

O PHF será posteriormente comunicado aos AM e ao OM.

4.5 SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PEDIDO DE MUDANÇA DE GERAÇÃO ENTRE ÁREAS DE BALANÇO

Sempre que surja uma solicitação, por parte dum AM, para proceder à troca da geração programada numa determinada área de balanço, para outra área de balanço e que, em consequência dessa mudança, surjam restrições técnicas, as trocas de produção serão inviabilizadas pelo GS.

4.6 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS EM TEMPO REAL

O GS analisará duma forma permanente, ao longo de todo o horizonte de programação, o estado de segurança do sistema e detectará as restrições existentes em cada período horário. Para a resolução de uma situação de alerta que exija a modificação dos programas de geração de uma ou várias unidades, o GS adoptará a solução que represente o menor custo.

Para o efeito utilizará os seguintes meios:

- Incremento da energia programada.

Mobilização das unidades de venda associadas a instalações de produção, mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação.

- Redução de energia programada.

Mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação:

- a) Unidades de venda associadas a instalações de produção.
- b) Unidades de aquisição de energia para o consumo de bombagem.

As entradas em serviço de grupos e os incrementos de produção em relação ao programado que sejam necessários introduzir, serão valorizados ao preço da oferta de reserva de regulação efectuada.

O custo do programa de produção de um grupo gerador térmico para a solução das restrições técnicas, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, será valorizado ao preço da respectiva oferta de reserva mais o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa do mercado diário) pela energia total que produzirá.

Todas as reduções de produção efectuadas no PDBF, tanto para a solução de restrições como para a compensação de novas assignações introduzidas para a solução de restrições técnicas, serão valorizadas pelas respectivas ofertas de reserva para baixar.

As ofertas utilizadas nestas circunstâncias não serão usadas para a definição do preço de valorização da energia de regulação usada.

O GS comunicará aos AM afectados a programação realizada para resolver as restrições, que se considerará como firme.

4.7 MECANISMOS EXCEPCIONAIS DE RESOLUÇÃO

No caso em que, por razões de emergência, ou por falta de ofertas válidas suficientes ou por indisponibilidade dos sistemas informáticos de gestão ou outra causa justificada, não seja possível resolver as restrições mediante os mecanismos previstos neste procedimento, o GS poderá adoptar as decisões de programação que considere mais oportunas, justificando as suas actuações à posteriori perante os agentes afectados e a ERSE, sem prejuízo da retribuição económica das mesmas que sejam de aplicação em cada caso.

4.8 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA AO MERCADO DE RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS

No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Resolução de Restrições Técnicas Internas, o GS divulgará na sua página pública na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

4.8.1 PROGRAMA DIÁRIO BASE

RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS

- Listagem das restrições técnicas identificadas e dos redespachos de energia aplicados, por unidade de programação, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Custo da resolução de restrições técnicas, em cada hora do dia d (a publicar na semana s+1).
- Ofertas para resolução de restrições técnicas internas no PDBF, referentes ao mês m (a publicar no início do mês m+3).

REEQUILÍBRIO ENTRE GERAÇÃO E CONSUMO

- Listagem dos redespachos de energia aplicados, por unidade de programação, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Custo do reequilíbrio, em cada hora do dia d (a publicar na semana s+1).

4.8.2 MERCADO INTRADIÁRIO

RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS

- Listagem das restrições técnicas identificadas e dos redespachos de energia aplicados, por unidade de programação, por sessão do MI, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- REEQUILÍBRIO ENTRE GERAÇÃO E CONSUMO
- Listagem dos redespachos de energia aplicados, por unidade de programação, por sessão do MI, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).

4.8.3 TEMPO REAL

RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS

- Listagem dos redespachos de energia aplicados, por área de balanço, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Custo da resolução de restrições técnicas, em cada hora do dia d (a publicar na semana s+1).

5 RESOLUÇÃO DE DESVIOS

5.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é estabelecer o processo de resolução dos desvios entre a geração e o consumo.

5.2 PROCEDIMENTO DE RESOLUÇÃO

5.2.1 DEFINIÇÃO DO PROGRAMA PREVISIONAL DE RESERVA (PPR)

O GS elaborará e publicará uma previsão do consumo de energia horária até às 16.00 de cada dia, que abrangerá o período compreendido entre as 23 horas do dia d+1 e as 23 horas do dia d+2. Cerca de 90 minutos antes do fecho do mercado diário, o GS actualizará a previsão do consumo de energia horária publicada, para o período que abrangerá as 24 horas do período compreendido entre as 23 horas desse dia e as 23 horas do dia seguinte.

Após o estabelecimento do PDBF, o GS elaborará uma curva de ofertas para o incremento e outra para a redução de geração, tendo por base:

- Incremento da energia programada

A mobilização das unidades de venda associadas a instalações de produção através da utilização do valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas e não encontradas no mercado diário.

- Redução de energia programada

A utilização do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário:

- a) Unidades de venda associadas a instalações de produção.
- b) Unidades de aquisição de energia para o consumo de bombagem.

Após a elaboração das referidas curvas de ofertas, o GS estabelece um PPR, sempre que a produção prevista no PDBF seja diferente do consumo previsto pelo GS. Este programa será constituído pela mobilização/desmobilização da geração capaz de equilibrar a produção com o referido consumo.

O PPR anteriormente definido poderá sofrer alterações, sempre que:

- O GS altere a sua previsão de consumo, incluindo alterações à produção em regime eólico inicialmente prevista.

- Os produtores comuniquem ao GS indisponibilidades que surjam nos seus grupos geradores ou alterações impostas, devidamente justificadas, no programa.
- Exista um novo PHF na sequência duma sessão do mercado intradiário.

Às 22:00, após o encerramento da recepção de ofertas de reserva, o GS modifica as unidades afectas ao PPR, de acordo com as referidas ofertas.

5.2.2 DEFINIÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO OPERATIVO (PHO)

O PHO é o programa operativo por área de balanço, que o GS estabelece entre intradiários, consequência da adição do PPR e do PHF vigente e cujo horizonte de programação se limita ao período coberto pelo mercado intradiário mais próximo. Assim:

- Às 22:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 23:00 desse dia e as 04.00 do dia seguinte.
- Às 03:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 04:00 e as 07:00.
- Às 06:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 07:00 e as 11:00.
- Às 10:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 11:00 e as 15:00.
- Às 14:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 15:00 e 20:00.
- Às 19:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 20:00 e as 23:00.

As energias do PPR mobilizadas serão valorizadas ao preço marginal das ofertas de reserva de regulação assignadas em cada período de programação, distinguindo-se a reserva a subir e a baixar, sendo o preço marginal estabelecido de acordo com o descrito no ponto 9.5.7.

O custo do programa de produção de um grupo gerador térmico, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, será valorizado ao preço reserva de regulação mais o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa do mercado diário) pela energia total que produzirá.

5.2.3 ALTERAÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO OPERATIVO (PHO)

O PHO poderá ser modificado em cada hora, até ao final do período de programação, sendo publicada uma nova versão até 15 minutos antes da mudança da hora. As razões pelas quais poderá haver lugar a alterações são:

- Troca de produções dentro da mesma área de balanço, por instrução do GS.
- Troca de produções entre áreas de balanço, solicitadas pelos produtores e autorizadas pelo GS, devidas nomeadamente a variações nos caudais afluentes.

- Indisponibilidades fortuitas das unidades de produção no período que medeia entre a publicação de dois PHO consecutivos.
- Alterações das previsões da evolução do consumo realizadas pelo GS ou resultantes de comunicações dos agentes.
- Solução de situações de alerta por restrições em tempo real.
- Comunicação da empresa proprietária da impossibilidade técnica de cumprir o programa.

Refira-se que, para que o PHO permaneça actualizado, os produtores deverão comunicar ao GS, tão rapidamente quanto possível, todas as indisponibilidades ou modificações de programa, devidamente justificadas, que surjam nos seus geradores, explicitando a sua previsível duração. Os agentes compradores de energia deverão comunicar ao GS, tão prontamente quanto seja possível, todas as variações que prevejam no seu consumo em relação ao contratado.

As trocas de produção entre áreas de balanço terão de ser solicitadas pelos produtores até ao final de cada hora, entrando em vigor, se forem tecnicamente válidas, na hora h+2 até à hora final definida pelo agente (por exemplo um produtor que queira trocar a programação duma determinada área de balanço para uma outra, a partir das 10:00 horas, deverá solicitar ao GS essa modificação até às 09:00 desse dia).

5.2.4 ACTUAÇÕES IMEDIATAS PERANTE DESVIOS EM TEMPO REAL

No momento em que apareça uma incidência com desequilíbrio entre a geração e o consumo, produzir-se-á, duma forma automática, a actuação imediata da regulação primária e secundária para corrigir esse desequilíbrio, com a conseqüente perda de reserva de regulação.

Quando a reserva secundária se encontrar abaixo dum valor mínimo de segurança, o GS requererá a utilização de reserva de regulação para regenerar a reserva secundária, utilizando para tal o estabelecido no ponto 9.5.

5.2.5 VALORIZAÇÃO DA ENERGIA MOBILIZADA PELO GS

As energias de regulação mobilizadas serão valorizadas ao preço marginal das ofertas de regulação assignadas em cada período de programação, distinguindo-se a reserva a subir e a baixar, sendo o preço marginal de estabelecido de acordo com o descrito no ponto 9.4.6.2.

A valorização da produção dos grupos térmicos que não tenham sido encontrados nas diferentes sessões de mercado e que tenham sido mobilizados pelo GS, realizar-se-á somando ao preço da produção oferecida, o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque na energia total programada, através da aplicação da metodologia definida no procedimento de resolução de restrições técnicas internas.

Todas as reduções de produção efectuadas no PDBF, tanto para a solução de restrições como para a compensação de novas assignações introduzidas para a resolução de restrições técnicas, serão valorizadas pela diferença entre o preço de encontro e o do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário, ou do próprio preço de encontro, no caso dos contratos bilaterais que não apresentem ofertas de energia no processo de resolução de restrições técnicas, até um limite de 0,15 vezes do preço de encontro.

5.3 MECANISMOS EXCEPCIONAIS DE RESOLUÇÃO

No caso em que, por razões de emergência, ou por falta de ofertas válidas suficientes ou por indisponibilidade dos sistemas informáticos de gestão ou outra causa justificada, não seja possível resolver um desvio mediante os mecanismos previstos neste procedimento, o GS poderá adoptar as decisões de programação que considere mais oportunas, justificando as suas actuações *a posteriori* perante os agentes afectados e a ERSE, sem prejuízo da retribuição económica das mesmas que sejam de aplicação em cada caso.

5.4 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA AOS DESVIOS À PROGRAMAÇÃO

No âmbito da prestação de informação referente aos desvios à programação, o GS divulgará na sua página pública na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

- Energia horária de desvio, por comercializador e por área de balanço, para o mês m (a publicar no início do mês $m+1$).
- Custo horário da resolução dos desvios, para o mês m (a publicar no início do mês $m+1$).

6 INDISPONIBILIDADES DA REDE DE TRANSPORTE

6.1 OBJECTIVO

Este procedimento descreve os fluxos de informação e os processos necessários para a elaboração dos planos de manutenção dos elementos e instalações da rede de transporte nos horizontes anual, bimensal, semanal e de curto prazo, de modo a:

- Assegurar a sua compatibilidade com os planos de manutenção das unidades de produção.
- Minimizar as restrições técnicas que afectem os meios de produção do sistema ibérico.
- Obter um estado de disponibilidade das redes de transporte que garanta a segurança e qualidade no abastecimento dos consumos.

6.2 ÂMBITO DA APLICAÇÃO

Encontram-se abrangidas pelo âmbito deste procedimento as seguintes entidades:

- a) GS.
- b) Entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT.
- c) Operadores de redes de distribuição ligadas à rede de transporte, se aplicável.
- d) Clientes directamente ligados à rede de transporte.
- e) Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores directamente ligados à rede de transporte.

6.3 PROGRAMA DE MANUTENÇÃO

O programa de manutenção compreende um Plano Anual de Indisponibilidades, que será revisto bimestralmente, um plano semanal e uma programação cujo âmbito temporal será inferior (denominada de curto prazo), que terminará no tempo real.

6.3.1 PLANO ANUAL DE INDISPONIBILIDADES

O Plano Anual de Indisponibilidades da rede de transporte sob a responsabilidade de cada um dos operadores incluirá todas as indisponibilidades da rede de transporte.

6.3.1.1 RECEPÇÃO E COMPILAÇÃO DAS PROPOSTAS DE INDISPONIBILIDADES

O GS elaborará o plano anual de manutenção das instalações da rede de transporte, a partir das propostas efectuadas pelas entidades abrangidas por este procedimento. Todas as propostas anteriormente mencionadas, deverão ser apresentadas ao GS até ao dia 30 de Setembro de cada ano, com a informação relativa a indisponibilidades referentes ao ano seguinte e, no caso da rede de transporte, com a previsão da manutenção para os dois anos seguintes, em que no segundo ano se incluirão apenas os trabalhos já orçamentados, devendo aí constar:

- a) A empresa que solicita os trabalhos.
- b) Os elementos afectados (linha, transformador, barramento, protecções, etc.), indicando o estado de disponibilidade previsto durante os trabalhos.
- c) Uma breve descrição dos trabalhos a realizar e suas implicações.
- d) A duração prevista.
- e) A data desejada para a sua realização.
- f) A margem de mobilidade possível no calendário.
- g) A possibilidade de reposição diária e tempo da mesma.
- h) O tempo de reposição em situação de emergência.
- i) Qualquer outra informação que se julgue oportuna.

Com esta informação e tendo em conta os programas de manutenção das unidades de produção, o GS elaborará, antes de 30 de Novembro, o Plano Anual de Indisponibilidades da rede de transporte, tendo presente o critério de minimização das restrições técnicas que afectem os meios de produção.

Para impor o menor número possível de restrições, tanto para a geração como para a operação do sistema, o GS agrupará os diferentes trabalhos numa única indisponibilidade, elegendo a melhor época do ano e o horário mais adequado, para que seja possível a concretização de todos os trabalhos propostos e terá em conta as diferentes alternativas de prazos e modalidades técnicas de concretização dos mesmos expressas pelas empresas proprietárias das instalações.

O GS comunicará o Plano Anual de Indisponibilidades a todas as entidades abrangidas por este procedimento, depois da devida articulação.

No caso de não ser possível programar os trabalhos nas datas e modos propostos pelos proprietários das instalações, o GS dar-lhes-á conhecimento tendo em vista a procura de alternativas viáveis.

Este plano será revisto bimestralmente, pelo que as empresas proprietárias das instalações deverão actualizar a informação descrita anteriormente pelo menos 20 dias úteis antes da data de publicação de cada revisão, sendo esta efectuada no primeiro dia útil do mês correspondente.

As alterações surgidas já no período de vigência do Plano Anual de Indisponibilidades, decorrentes da modificação das hipóteses que serviram de base à sua elaboração, tais como alterações substanciais da hidraulicidade e de datas de indisponibilidades de grupos geradores ou indisponibilidades permanentes entretanto registadas, serão tidas em conta nas sucessivas revisões do Plano Anual.

6.3.2 PLANO SEMANAL DE INDISPONIBILIDADES

O GS também elaborará um Plano Semanal de Indisponibilidades, com um horizonte de duas semanas, que permitirá às empresas abrangidas por este procedimento uma adequada programação dos trabalhos e assegurará um estado de disponibilidade adequado da rede de transporte em termos de segurança e qualidade de serviço. Os trabalhos programados para a segunda semana estarão ainda sujeitos a confirmação na semana anterior.

Neste plano serão geridos tanto os trabalhos programados a nível anual como aqueles que sejam solicitados pela primeira vez.

Para a sua preparação, as empresas deverão propor ao GS, antes das 20 horas da segunda-feira anterior à primeira semana do horizonte de programação, a informação indicada no ponto 6.3.1.1, para os trabalhos que devam iniciar-se nas duas semanas seguintes. O período semanal será considerado entre as 0 horas de sábado e as 24 horas da sexta-feira seguinte.

O Plano Semanal de Indisponibilidades será constituído pelos trabalhos autorizados e que terão início dentro do horizonte considerado e será publicado antes das 14 horas da quinta-feira anterior à semana considerada.

Este plano fará uma distinção entre os trabalhos cuja autorização se considera firme e aqueles cuja autorização fica sujeita ao cumprimento de condições concretas de operação no momento em que devem ser realizados. Uma vez conhecidas as condições, os trabalhos serão autorizados ou negados definitivamente.

6.3.2.1 CRITÉRIOS DE AUTORIZAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES

Na autorização das indisponibilidades a inserir no Plano Semanal deverão ser considerados os seguintes critérios:

- a) Incompatibilidade de indisponibilidades simultâneas.

Em caso de incompatibilidade entre várias indisponibilidades, terão prioridade de execução aquelas que foram programadas no plano anual, com exceção das indisponibilidades resultantes de avarias que poderão pôr em causa a segurança do sistema, pessoas ou bens.

b) Alteração das condições previstas a longo prazo.

Uma alteração substancial das condições de operação, comparativamente às que foram consideradas aquando da execução do plano anual, poderá ser motivo para não autorizar uma indisponibilidade incluída no plano anual. A decisão deverá ser justificada pelo impacto negativo, quer do ponto de vista técnico quer do ponto de vista económico, que a referida indisponibilidade induzirá na operação.

c) Indisponibilidades que dêem lugar a restrições de geração.

Aquelas indisponibilidades que sejam solicitadas nas datas inicialmente acordadas no plano anual e cuja execução dê lugar a restrições de produção em grupos geradores, serão autorizadas na semana em que se pede a confirmação sempre que as condições previstas de operação ao longo do ano em curso não possibilitem uma data alternativa mais aconselhável técnica ou economicamente.

As indisponibilidades não programadas no plano anual que suponham restrições de equipamento gerador ou não disponham de reposição diária ou de emergência adequada, apenas serão autorizadas em casos de avarias urgentes, que ponham em causa a segurança do sistema, pessoas e bens.

No entanto, se as condições de execução dos trabalhos permitirem a reposição, quer diária, quer a qualquer momento a pedido do GS, a sua autorização ficará condicionada até se conhecer o perfil de geração, o valor de consumo e o estado da rede para o período em causa. No programa semanal, os referidos trabalhos serão identificados para que os respectivos Despachos estejam informados das condições exigidas para a sua execução. Se a indisponibilidade finalmente não for autorizada, por não cumprir as condições exigidas, então o pedido será incorporado na revisão seguinte do plano anual, sem prejuízo de que possa ser solicitada em semanas posteriores e autorizada caso seja possível.

6.3.3 PROGRAMAÇÃO DE CURTO PRAZO

As indisponibilidades que surjam num prazo inferior ao indicado no plano semanal, conforme descrito no ponto 6.3.2, serão tratadas como indisponibilidades de curto prazo, cuja tramitação decorrerá entre as 20 horas de segunda-feira (fim do âmbito semanal) e o dia em que se pretende iniciar os trabalhos.

6.3.3.1 CARACTERÍSTICAS DAS INDISPONIBILIDADES GERIDAS NO CURTO PRAZO

Considerar-se-ão indisponibilidades geridas no curto prazo, aquelas que apresentem as seguintes características:

- a) Indisponibilidades fortuitas que, por resultarem de avarias, não serão passíveis de negociação por parte do GS.
- b) Indisponibilidades urgentes que surjam depois da programação semanal, desde que a sua prorrogação para um posterior ciclo semanal de indisponibilidade, conduza a uma diminuição apreciável das condições de segurança do sistema, ponha em risco a segurança de pessoas ou instalações ou crie uma restrição de geração ou transporte.
- c) Indisponibilidades programadas que possam ser antecipadas para um horizonte definido como de curto prazo, no caso dessa antecipação ser favorável para o sistema. De acordo com decisão a tomar pelo GS, as ditas indisponibilidades dever-se-ão iniciar logo que possível.
- d) Indisponibilidades que tramitaram do horizonte semanal, cuja autorização ficou condicionada pelo conhecimento mais objectivo dos cenários de operação. As condições de execução destes trabalhos deverão permitir a reposição diária ou num prazo razoável de interrupção dos trabalhos a pedido do GS.
- e) Indisponibilidades em elementos que vão estar fora de serviço por estarem cobertos por outro trabalho autorizado em âmbito semanal, surgidos depois da correspondente decisão semanal.

6.3.3.2 FLUXO DE INFORMAÇÃO

Para efectuar a tramitação das indisponibilidades referidas no ponto 6.3.3.1, as empresas abrangidas por este procedimento, deverão facultar ao GS a seguinte informação:

- a) Causa que justifique o tratamento da indisponibilidade a curto prazo.
- b) Responsável pelos trabalhos.
- c) Elementos afectados (linha, transformador, barramento, protecções, etc.), indicando o estado de disponibilidade durante os trabalhos.
- d) Duração prevista.
- e) Data desejada para a sua realização.
- f) Margem de mobilidade possível na data.
- g) Possibilidade de reposição diária e tempo da mesma.
- h) tempo de reposição em situação de emergência.
- i) Qualquer outra informação que considere oportuna.

Para os trabalhos descritos na alínea d) do ponto 6.3.3.1 anterior não é necessário reenviar a informação semanal. Indicar-se-á unicamente a ocorrência de alteração de condições.

6.4 ANÁLISE DIÁRIA DE SEGURANÇA

O GS realizará diariamente uma análise de segurança para o dia seguinte sobre cenários que reflectam o estado da rede, o consumo e o perfil de geração previstos. As indisponibilidades que foram autorizadas previamente e que deverão estar em curso no dia analisado, serão simuladas como um dado adquirido. Estes cenários servirão de base para as análises de segurança dos sistemas e em especial dentro do âmbito deste procedimento, para determinar que indisponibilidades das consideradas como de curto prazo, serão viáveis. De seguida, o GS manifestará a sua conformidade ou não à execução das mesmas, de acordo com os critérios de segurança definidos no procedimento “Funcionamento do Sistema”. As indisponibilidades que já tinham sido autorizadas prosseguirão, salvo se o GS, com prévia justificação, determine que as mesmas sejam interrompidas.

Se a natureza dos trabalhos (caso de reparação de avarias de carácter urgente) implicar uma actuação de âmbito inferior ao diário, o GS comunicará às entidades abrangidas por este documento a sua decisão, o mais rapidamente possível, após análise da sua repercussão na segurança dos sistemas.

O GS colocará à disposição de todos os agentes, às 8 horas de cada dia, dentro da informação de livre acesso, uma lista diária dos trabalhos nas redes de transporte que incluirá:

- O modo de programação: anual, semanal ou de curto prazo.
- As datas de início e fim.
- A entidade responsável pelos trabalhos.
- Outra informação que se julgue necessária.

7 INDISPONIBILIDADES DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

7.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é estabelecer os critérios que se devem aplicar à comunicação e tratamento das indisponibilidades dos grupos geradores, para que o Gestor de Sistema (GS) realize a verificação técnica e o despacho das unidades de produção e confirme as circunstâncias que permitam a sua exclusão da necessidade de apresentar ofertas no mercado diário no caso de indisponibilidades.

7.2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este procedimento aplica-se ao GS, ao Operador de Mercado (OM) e aos produtores.

7.3 DEFINIÇÕES

Considera-se que uma unidade de produção está totalmente disponível se puder participar no despacho de produção sem nenhuma limitação na sua capacidade de geração. Em caso contrário, considerar-se-á a existência de uma indisponibilidade, que poderá ser parcial ou total.

7.4 RESPONSABILIDADES

As empresas proprietárias das unidades de produção são responsáveis pela comunicação ao GS de qualquer indisponibilidade total ou parcial que tenha afectado ou possa vir a afectar a capacidade de geração das suas unidades de produção, logo que estas aconteçam.

7.5 CRITÉRIOS PARA A DETERMINAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES

Para a determinação das potências indisponíveis e dos períodos de indisponibilidade das unidades de produção dever-se-á atender aos seguintes critérios gerais:

1. Independentemente da causa que tenha provocado a indisponibilidade, a potência na emissão de um grupo será a determinada pela diferença entre a potência instalada na emissão da central e a potência efectivamente disponível na emissão, excepto nos casos para os quais se indique um tratamento específico.
2. O período de indisponibilidade é o compreendido entre o instante em que esta se inicia e aquele em que se finaliza. O fim de uma indisponibilidade não se considera efectivo até que este seja comunicado ao GS. Em consequência, a comunicação de disponibilidade de uma unidade de produção não terá efeitos retroactivos.

3. Durante o processo de arranque e paragem de um grupo, considera-se disponível toda a sua potência instalada na emissão, salvo se existir alguma causa que limite esse valor.
4. No caso de atraso no paralelo, sempre que este aconteça após finalizada a hora em que era previsto acontecer, deverá ser considerada a indisponibilidade total do grupo durante o período de tempo compreendido entre o início da hora em que estava previsto ocorrer o paralelo e o instante de paralelo efectivo, em horas e minutos.
5. Pelo contrário, caso o paralelo ocorra antes do fim da hora em que estava programado, não haverá lugar a qualquer tipo de indisponibilidade.
6. Após disparo, um grupo não ficará disponível até reentrar, excepto se for dispensado de reentrar pelo GS, passando a ser esse o instante a partir do qual o grupo ficará disponível, salvo informação em contrário do produtor.
7. Durante o período de ensaios considerar-se-á que o grupo estará disponível se a natureza dos mesmos permitir o seu cancelamento ou modificação, caso tal seja solicitado pelo GS.
8. A disponibilidade de uma unidade de produção, desde que esteja em condições de a garantir, não será afectada pelo resultado de restrições da rede de transporte que impossibilitem a utilização total ou parcial da potência instalada.

7.6 PROCEDIMENTOS DE ACTUAÇÃO

Sempre que uma unidade de produção fique ou se preveja que venha a ficar indisponível, a empresa proprietária da mesma deverá comunicar esse facto ao GS, por via informática a acordar, mediante um ficheiro que possibilite o seu posterior tratamento informático.

A informação contida no referido ficheiro deverá ser:

- Unidade indisponível.
- Data e hora de início previsto.
- Data e hora de início efectivo.
- Data e hora de fim previsto.
- Data e hora de fim efectivo.
- Potência na emissão disponível.
- Motivo da indisponibilidade.
- Adicionalmente, os produtores deverão informar o GS de condicionamentos que possam afectar os programas de produção, como por exemplo limites de cotas, caudais máximos ou mínimos, limites de reactivas, caudais ecológicos, etc.

Esta informação deverá ser actualizada pela empresa proprietária da unidade de produção mediante a incorporação da melhor previsão disponível em cada instante.

1. Após receber uma declaração de indisponibilidade, sempre que a mesma seja compatível com o horário de publicação do Programa Horário Operativo (PHO) contemplado em 5.2.2, o GS modificará a programação da unidade de produção afectada no PHO seguinte, que deverá ser publicado, incluindo o novo programa realizado pela unidade.

Caso seja necessário, o deficit de geração resultante será eliminado utilizando as metodologias descritas no ponto 5.

Se, aquando da publicação do PHO, não for possível incluir uma indisponibilidade ocorrida entretanto, o desequilíbrio de geração existente corrigir-se-á mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação, sem que tal suponha modificação do PHO anteriormente publicado.

2. Previamente ao início das sessões do mercado diário e intradiário, o GS comunicará os dados relativos às indisponibilidades ao OM através do envio do ficheiro anteriormente mencionado. Se posteriormente se produzir alguma modificação numa indisponibilidade, o agente comunicará por via informática a citada modificação ao GS e este por sua vez ao OM, antes do fim da correspondente sessão de mercado.
3. A declaração de indisponibilidade e a correspondente modificação do PHO não invalida a responsabilidade da empresa proprietária da unidade de produção de participar, no que lhe for imputado, nos custos originados por esta indisponibilidade.
4. O GS comunicará à ERSE os incumprimentos que observe por falta de comunicação dos dados das indisponibilidades, por parte das empresas proprietárias das instalações e os erros na informação transmitida.

8 GESTÃO DAS INTERLIGAÇÕES

8.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é o estabelecimento das condições técnicas para a gestão das interligações do sistema eléctrico português, no que se refere aos temas que constam no ponto seguinte.

8.2 MATÉRIAS A DETALHAR

Este procedimento detalha as seguintes matérias:

- Cálculo e publicação da capacidade de interligação.
- Estabelecimento dos programas de interligação entre ambos os sistemas.
- Medida da energia na interligação.
- Determinação e compensação dos desvios.
- Tratamento dos programas de apoio.

8.3 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este procedimento aplica-se aos seguintes sujeitos e organizações:

- Gestor de Sistema português.
- Agentes de mercado (AM).

8.4 DEFINIÇÕES

8.4.1 INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL

Conjunto de linhas que ligam subestações dum sistema eléctrico com subestações de outro sistema eléctrico interligado vizinho e que exercem uma função efectiva de trânsito de energia entre sistemas eléctricos.

8.4.2 PROGRAMA DE INTERLIGAÇÃO

Energia programada para transitar entre dois sistemas eléctricos interligados, em cada período de programação, acordada conjuntamente entre os operadores dos sistemas eléctricos respectivos.

Os programas na interligação podem ser discriminados por titular das transacções, nas interligações em que tal seja aplicável, ou como programa líquido global em cada interligação.

8.4.3 CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Capacidade técnica máxima de trânsito de energia eléctrica entre dois sistemas eléctricos interligados, compatível com o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos nos respectivos sistemas eléctricos.

Define-se capacidade de interligação em cada um dos sentidos do fluxo de potência numa interligação eléctrica, como o valor máximo do programa de interligação líquido que pode estabelecer-se no dito sentido do fluxo de potência.

8.4.4 DESVIO

Diferença entre a magnitude do programa na interligação em termos energéticos e a energia realmente transitada, medida por meio de contadores, num determinado período.

8.4.5 PROGRAMA DE APOIO ENTRE SISTEMAS

Programa de interligação que se estabelece entre dois sistemas eléctricos interligados, em caso de necessidade, com o fim de garantir as condições de segurança do fornecimento de energia em qualquer dos dois sistemas, em caso de urgência e para resolver uma situação especial de risco na operação dum dos sistemas, com acordo prévio dos operadores de sistema respectivos, na ausência de outros meios de resolução disponíveis no sistema que precise de apoio e sempre que a segurança do sistema que presta o apoio assim o permita.

8.4.6 ACORDO DE GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO

Conjunto de procedimentos que afectam os operadores dos sistemas eléctricos respectivos, através do qual se estabelecem conjuntamente todos os aspectos relativos à gestão da dita interligação referidos no ponto 8.2.

8.5 CÁLCULO E PUBLICAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Os operadores dos sistemas eléctricos realizarão, num horizonte anual, trimestral, mensal e semanal, o cálculo da capacidade de interligação para cada um dos sentidos do fluxo da interligação, de acordo com a Metodologia dos estudos para determinação da capacidade de interligação para fins comerciais

prevista no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações. Os cálculos realizados em horizonte semanal serão actualizados posteriormente, caso necessário, com um horizonte diário e em tempo real.

8.5.1 CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

Para o cálculo da capacidade de interligação Portugal – Espanha, consideram-se os critérios de funcionamento e segurança estabelecidos nos Procedimentos vigentes de operação dos sistemas eléctricos português e espanhol.

8.5.2 ESTABELECIMENTO DE CENÁRIOS E PROCEDIMENTO DE CÁLCULO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Os cenários a considerar para o cálculo, o procedimento e a sequência temporal que os operadores dos respectivos sistemas eléctricos irão aplicar para a determinação da capacidade de interligação, assim como as trocas de informação entre os operadores respectivos e a forma e prazos das mesmas, serão estabelecidos de comum acordo entre os respectivos operadores, sob a forma dum Acordo de Gestão da Interligação elaborado conjuntamente.

8.5.3 PUBLICAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

O GS procederá à publicação da capacidade de interligação nas seguintes datas:

- Antes de 30 de Novembro de cada ano, os valores de capacidade previstos para o ano seguinte. A informação contemplará as distintas estações climatéricas, situações extremas de consumo (Ponta e Vazio) e diferentes condições de hidraulicidade e eolicidade.
- Antes do dia 5 do mês anterior ao início do trimestre, os valores de capacidade previstos para o trimestre seguinte. A informação contemplará as distintas estações climatéricas, situações extremas de consumo (Ponta e Vazio) e diferentes condições de hidraulicidade e eolicidade.
- Antes do dia 18 de cada mês, os valores de capacidade previstos para o mês seguinte em situações extremas de consumo (Ponta e Vazio).
- Todas as 5^{as} feiras, antes das 18:00h (hora peninsular espanhola), a capacidade de interligação prevista para cada período de programação, para as duas semanas eléctricas seguintes (de sábado a sexta), com começo às 00:00 horas (hora peninsular espanhola) do sábado seguinte.
- O novo valor de capacidade de interligação, assim que seja acordado pelos gestores de sistema respectivos, sempre que exista alguma modificação respeitante ao previamente publicado.

8.6 ESTABELECIMENTO DOS PROGRAMAS NA INTERLIGAÇÃO

Os programas de energia estabelecidos na interligação só serão definitivos quando os gestores dos sistemas eléctricos respectivos os tenham confirmado. Para isso, os gestores dos sistemas trocarão a informação referente aos programas de trocas de energia estabelecidos na interligação para cada período de programação, com desagregação por agente titular quando for aplicável, de preferência

através da troca de dados por meios electrónicos, de forma a que, em cada quantidade, seja expresso o pedido de autorização e a resposta de conformidade ou não conformidade.

Os gestores de sistema respectivos estabelecerão de comum acordo o procedimento que deverá ser aplicado neste processo de pedido e obtenção de conformidade para os programas de trocas de energia estabelecidos na interligação.

No caso de que as autorizações dos gestores de sistema, referentes a um determinado programa de interligação, não sejam coincidentes, só poderá ser considerado como programa de interligação o menor dos dois valores.

8.7 MEDIDA DA ENERGIA NA INTERLIGAÇÃO

Para cada interligação, os gestores dos correspondentes sistemas eléctricos acordarão conjuntamente o número, tipo e colocação dos contadores registadores, com os quais se efectuará a medida de energia transitada na interligação e a periodicidade das leituras, assim como, se for caso disso, o tratamento das perdas de transporte nas linhas de interligação.

Para a medida da energia transitada participarão os contadores de todas as linhas de interligação, incluindo aqueles das linhas de menor tensão que não exerçam uma função de troca entre sistemas, mas apenas de apoio e possível entrega a mercados locais.

8.8 DETERMINAÇÃO E COMPENSAÇÃO DOS DESVIOS

Os gestores dos sistemas eléctricos correspondentes determinarão, para cada interligação, o valor dos desvios como a diferença entre a medida registada pelos contadores da energia realmente transmitida através da interligação e o saldo dos programas estabelecidos na mesma e previamente acordados por ambos os operadores de sistema (sem incluir nos últimos os possíveis programas de compensação de desvios de regulação correspondentes a períodos anteriores).

Os desvios de regulação assim calculados serão compensados mediante a devolução da energia de desvio nos períodos acordados pelos gestores de sistema, de forma a que se compensem em períodos equivalentes de programação de ponta e vazio, ou em outros que podem ser estabelecidos de comum acordo para a correspondente Interligação.

No caso de existir um valor relativamente importante de desvios de regulação pendentes por compensar, que supere um determinado nível de energia, acordado entre os respectivos gestores de sistema, poderá estabelecer-se, também de comum acordo, a sua devolução sob a forma de uma transacção económica

pela energia pendente a devolver, valorizada de acordo com os critérios de custo da energia acordados conjuntamente, e aprovados pela ERSE.

8.9 TRATAMENTO DOS PROGRAMAS DE APOIO

8.9.1 PROGRAMA DE APOIO PEDIDO PELO SISTEMA PORTUGUÊS OU PELO SISTEMA ESPANHOL

O gestor do sistema eléctrico português ou espanhol, conforme o caso, uma vez que constate a sua necessidade e tendo verificado não dispor de outros meios de produção disponíveis para o efeito, solicitará a activação de um programa de apoio aos gestores dos sistemas vizinhos interligados, limitando a aplicação desta troca de energia ao horizonte temporal em que a segurança do sistema eléctrico espanhol ou português, conforme o caso, assim o exija.

8.9.2 RESPOSTA ÀS SOLICITAÇÕES DE APOIO DOUTRO SISTEMA ELÉCTRICO

Perante um pedido de apoio com origem num sistema eléctrico vizinho interligado ao sistema eléctrico português, o Gestor de Sistema comprovará, dentro das suas possibilidades, que o sistema que solicita o apoio não dispõe de outros meios alternativos ao programa de apoio de energia.

De seguida e sempre que a segurança do sistema eléctrico o permita, procederá ao estabelecimento do programa de interligação correspondente a esta acção de apoio entre sistemas eléctricos, mantendo-se a sua programação durante o horizonte de tempo mínimo imprescindível e, como máximo, até ao início do horizonte de aplicação da seguinte sessão do mercado intradiário (MI). Assim, proceder-se-á à redução ou anulação do programa de apoio na interligação no momento em que tenha desaparecido a situação especial de risco na operação do sistema que tenha solicitado o apoio ou assim que este disponha de meios alternativos ao programa de apoio entre sistemas para fazer face à situação especial de risco.

8.9.3 COMPENSAÇÃO DAS ENERGIAS DE APOIO

A energia correspondente aos programas de apoio realizados poderá ser devolvida:

- Como se de desvios de regulação se tratassem.
- Mediante fórmulas de compensação económica para a energia entregue, acordadas conjuntamente pelos operadores dos sistemas eléctricos respectivos, estabelecendo-se estas fórmulas, sempre que seja possível, com critérios de transparência e representatividade do custo da energia fornecida pelo sistema que presta o apoio. As fórmulas de compensação económica para a energia entregue devem fazer parte de uma metodologia de valorização aprovada pela ERSE, devendo esta entidade ser informada posteriormente sempre que for aplicada.

8.10 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA ÀS ACÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO

No âmbito da prestação de informação referente às Acções Coordenadas de Balanço previstas no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, o GS divulgará na sua página pública na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

- Energia, sentido da redução, motivo da acção coordenada de balanço, para cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Liquidação de cada acção coordenada de balanço (custo e compensações entre operadores), para o mês m (a publicar no início do mês m+1).

9 GESTÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

9.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é a determinação das necessidades de regulação primária, secundária e terciária do sistema eléctrico nacional e a respectiva atribuição aos geradores que prestem estes serviços.

9.2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este procedimento aplica-se ao Gestor de Sistema (GS) e às empresas produtoras.

9.3 SERVIÇO COMPLEMENTAR DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

9.3.1 DEFINIÇÕES

9.3.1.1 REGULAÇÃO PRIMÁRIA

A regulação primária é um serviço complementar de carácter obrigatório e não remunerado fornecido pelos geradores em serviço e tem por objectivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo. O seu fornecimento realiza-se através da variação de potência dos geradores de forma imediata e autónoma por actuação dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta às variações da frequência.

9.3.2 NECESSIDADES DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

Segundo o Regulamento da Rede de Transporte (RRT), os grupos geradores que estejam directamente ligados à RNT devem permitir uma regulação primária na banda de, pelo menos, 5 % da potência nominal em torno de cada ponto de funcionamento estável, devendo o estatismo dos grupos ser ajustável entre valores limite, nos quais se inclua o intervalo de 4 % a 6 %.

A variação de potência resultante deverá realizar-se em 15 segundos perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz.

A insensibilidade dos reguladores dos grupos deve ser inferior a +10 mHz e a banda morta voluntária nula.

9.3.3 OBRIGATORIEDADE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

Todas as unidades de produção que estejam directamente ligadas à RNT devem dispor de regulação primária.

No caso em que seja tecnicamente impossível contar com o equipamento adequado, o serviço complementar deverá ser contratado directamente pelos titulares das instalações obrigadas à sua prestação a outros agentes que o possam prestar. O contrato será comunicado ao GS, que certificará o serviço efectivamente prestado na execução do contrato referido, sendo liquidado pelas partes ao preço por elas acordado.

9.3.4 COMUNICAÇÃO DE DADOS

As empresas de geração devem declarar as características dos reguladores primários dos geradores de que são proprietários, bem como o estatismo de cada grupo, antes do dia 30 de Novembro de cada ano.

9.3.5 CONTROLO DO CUMPRIMENTO DOS REQUISITOS

A comprovação das declarações realizadas efectuar-se-á através de auditorias e inspecções técnicas.

As inspecções de todos os equipamentos realizar-se-ão ao longo dum período cíclico de cinco anos, seleccionando-se, mediante um sistema aleatório, os equipamentos que devem ser inspeccionados em cada ano.

9.4 SERVIÇO COMPLEMENTAR DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

9.4.1 DEFINIÇÕES

9.4.1.1 RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Margem de variação da potência em que o regulador secundário pode actuar automaticamente e nos dois sentidos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante. Vem dado pela soma, em valor absoluto, das contribuições individuais dos grupos submetidos a este tipo de regulação.

A margem de potência, em cada um dos dois sentidos, designa-se por reserva ou banda a subir ou a baixar.

9.4.2 AGENTES PARTICIPANTES

Os agentes que poderão participar na prestação deste serviço complementar serão aqueles que obtenham a correspondente habilitação do GS, que a outorgará a todas as instalações que demonstrem a sua capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas. O GS manterá actualizada e publicará anualmente, antes de 30 de Novembro, a lista de geradores habilitados.

O GS poderá retirar a habilitação quando detecte uma falha de capacidade técnica para a prestação deste serviço, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação, ou quando a qualidade do serviço prestado não cumpra os requisitos exigidos.

9.4.3 DETERMINAÇÃO DA RESERVA GLOBAL NECESSÁRIA

O GS estabelecerá e comunicará cada dia às empresas produtoras a reserva necessária de regulação secundária no sistema para cada período de programação do dia seguinte, estabelecendo a relação de reserva a subir e baixar requerida. Para tal, seguir-se-ão os critérios estabelecidos no ponto 1.7.2.

9.4.4 APRESENTAÇÃO DAS OFERTAS

Os produtores oferecerão, para cada unidade de produção, uma banda de regulação, em MW, com o preço correspondente para cada uma das horas do dia seguinte, em €/MW, preço esse que será limitado a um valor máximo regulado, proposto pelo GS e aprovado pela ERSE.

As ofertas deverão conter a seguinte informação:

- Oferta de reserva para subir RNS_{subir} (MW).
- Oferta de reserva para baixar RNS_{baixar} (MW).
- Preço unitário da banda de Regulação PS_{banda} (€/MW).

9.4.5 ASSIGNAÇÃO DA RESERVA SECUNDÁRIA

O GS assignará as ofertas que, em conjunto, representem um menor sobrecusto total.

Para a assignação, ter-se-ão em conta os seguintes critérios:

- Para a valorização duma oferta ter-se-á em conta o custo da banda.
- No caso de igualdade de custos de várias ofertas, realizar-se-á um rateio proporcional da reserva assignada, em função da banda oferecida.
- Se a assignação duma oferta de regulação secundária com o redespacho associado criar uma restrição no sistema, não será considerada no processo de assignação.
- A soma das bandas assignadas deverá estar compreendida num intervalo de $\pm 10\%$ em torno da banda de regulação requerida.

No ponto 9.4.9 detalha-se a formulação do algoritmo de atribuição.

A atribuição realizada pelo GS será considerada firme, adquirindo a unidade de produção a obrigação de cumprir com a banda atribuída.

Se, para obter a banda atribuída, é necessário um redespacho sobre a produção atribuída à unidade de produção no PDVP, o agente de mercado (AM) responsável da unidade de produção poderá recorrer ao mercado intradiário para obter o redespacho necessário.

No caso de não ter conseguido obter esse redespacho, participando no intradiário, o AM comunicá-lo-á ao GS indicando o redespacho necessário. Neste caso, o GS modificará o programa do AM segundo as necessidades de redespacho em tempo real mediante a atribuição de regulação terciária, incorrendo o agente afectado no custo do desvio correspondente.

9.4.6 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

A valorização terá os conceitos que a seguir se detalham.

9.4.6.1 RESERVA DE REGULAÇÃO ASSIGNADA

A banda de regulação atribuída a cada unidade de produção valorizar-se-á ao preço da última oferta aceite em cada hora.

9.4.6.2 ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA UTILIZADA

A energia de regulação contida dentro dos limites da banda de regulação atribuída, utilizada como consequência do seguimento em tempo real das solicitações de regulação, é energia de regulação secundária, enquanto a energia de regulação que exceder os limites da banda de regulação atribuída, é tida em conta na obtenção do preço de regulação.

A energia de regulação secundária valorizar-se-á ao preço da última oferta de energia de regulação terciária encontrada em cada hora, tanto a subir como a baixar, utilizada para substituir ou completar a energia de regulação secundária usada. Na ausência de preço associado ao sentido de regulação secundária resultante do seguimento do sinal de regulação, considera-se o preço da energia de regulação terciária que seria mobilizada para a substituir, a partir da respectiva curva de ofertas de regulação do sistema.

9.4.7 CONTROLO DA RESPOSTA

O controlo da resposta de regulação realizar-se-á ao nível da central, no caso das centrais hídricas, e do grupo, nas centrais térmicas, conforme o disposto no ponto 9.4.10.

As penalizações em que incorrerá o produtor, perante incumprimentos de banda e falta de qualidade da resposta, encontram-se dispostas no ponto 9.4.10.

9.4.8 MECANISMOS EXCEPCIONAIS DE ASSIGNAÇÃO

Em situações de emergência para o sistema ou na ausência de ofertas suficientes ou indisponibilidade do sistema informático de gestão, o GS poderá adoptar as decisões que considere mais oportunas para a utilização da reserva secundária disponível no sistema, justificando posteriormente as suas actuações aos agentes afectados e à ERSE, sem prejuízo das retribuições a que haja lugar pela referida prestação do serviço e pelas modificações dos programas de produção que sejam necessárias.

A banda de potência e os redespachos que sejam necessários para obter a reserva requerida valorizar-se-ão, respectivamente, a 115% do preço marginal de banda de potência, limitado a um valor máximo regulado, e a 115% do preço marginal do mercado diário, quando se trate de redespachos a subir, e ao preço de recompra equivalente a 85% do preço marginal do mercado diário, quando se trate de redespachos para baixar.

Na ausência de preço marginal de banda de regulação secundária pela não existência de ofertas, a mobilização de banda de regulação pelo Gestor de Sistema será valorizada ao preço médio da banda de regulação da hora homóloga dos sete dias anteriores.

9.4.9 ASSIGNAÇÃO DA REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

9.4.9.1 DADOS DE ENTRADA NO PROCESSO DE ASSIGNAÇÃO

9.4.9.1.1 RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

A reserva de regulação secundária necessária para o funcionamento do sistema é calculada pelo GS e comunicada aos agentes produtores. A informação comunicada é composta pelos seguintes dados:

- Reserva a subir no sistema $RSSUB_h$ (MW).
- Reserva a baixar no sistema $RSBAI_h$ (MW).
- Valor máximo e mínimo de banda de regulação da oferta (soma da reserva a subir e a baixar numa oferta individual), denominado respectivamente como $RSBAN_{máx}$ (MW) e $RSBAN_{mín}$ (MW).

Onde h = índice da hora do período de programação (de 1 a 25).

9.4.9.1.2 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL PROVISIONAL (PDVP)

Estes valores correspondem ao valor em energia do programa viável provisional para cada unidade de oferta de geração (j), e para cada período de programação (h): PVP_{hj}

9.4.9.1.3 OFERTAS APRESENTADAS PELOS AGENTES PRODUTORES

As ofertas de regulação secundária serão apresentadas pelos agentes e conterão a seguinte informação:

- Número da oferta.
- Oferta de reserva para subir RNS_{subir} (MW).
- Oferta de reserva para baixar RNS_{baixar} (MW).
- Preço da banda de Regulação PS_{banda} (c€/kW).

A soma da reserva a subir e baixar de uma oferta ($RNS_{subirh} + RNS_{baixarh}$) deverá cumprir os limites máximos e mínimos declarados pelo GS ($RSBAN_{máx}$ e $RSBAN_{mín}$).

9.4.9.2 ASSIGNAÇÃO DA RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

9.4.9.2.1 CRITÉRIOS GERAIS

Para a atribuição da reserva secundária de regulação ter-se-ão em conta os seguintes critérios:

- Cada unidade de oferta deve cumprir em cada período de programação a relação entre a reserva a subir e baixar estabelecida RSB_n ($RSB_n = RSSUB_h/RSBAI_h$ (p.u.)).
- O programa resultante será o de menor custo que satisfaça o requisito do serviço complementar de reserva de regulação secundária.
- O custo duma oferta de reserva de regulação secundária será o produto da banda total oferecida pelo preço da banda.

9.4.9.2.2 DESENVOLVIMENTO DO PROCESSO

O processo de atribuição segue os seguintes passos de forma sequencial:

- Eliminam-se do processo aquelas ofertas que não cumpram os valores máximos e mínimos da banda oferecida estabelecidos pelo GS.

Se $RSBAN_{máx} < RNS_{subirhi} + RNS_{baixarhi}$ elimina-se a oferta i.

Se $RSBAN_{mín} > RNS_{subirhi} + RNS_{baixarhi}$ elimina-se a oferta i.

- Realiza-se uma lista ordenada por custos das ofertas recebidas para cada período de programação (h), calculando o custo como:

$$Custo_{hr} = PS_{bandahr}$$

onde r = índice de 1 no número de ofertas válidas aceites.

- Realizar-se-á a atribuição do requisito estabelecido segundo a ordem da lista ordenada. Em cada atribuição dum oferta deve-se garantir o cumprimento da relação entre a reserva a subir e a reserva a baixar, truncando-se os valores em caso contrário, permanecendo o valor truncado pendente de atribuição nas iterações posteriores. Portanto em cada oferta realizar-se-á:

$$R_{subir_{nh}} = \text{Mínimo} (RNS_{subir_{nh}} + \sum RNS_{subir_{mh}}, (RNS_{baixar_{nh}} + \sum RNS_{baixar_{mh}}) * RSB_h) - \sum R_{subir_{mh}}$$

$$R_{baixar_{nh}} = \text{Mínimo} ((RNS_{subir_{nh}} + \sum RNS_{subir_{mh}}) / RSB_h, RNS_{baixar_{nh}} + \sum RNS_{baixar_{mh}}) - \sum R_{baixar_{mh}}$$

- onde:

n = Índice da oferta segundo a lista ordenada por custo.

m = Índice das ofertas de ordem inferior a n .

$R_{subir_{nh}}$ = Banda a subir assignada na oferta n .

$R_{baixar_{nh}}$ = Banda a baixar assignada na oferta n .

- O processo de atribuição de reserva a subir e a baixar termina quando o valor de $\sum R_{subir_n}$ e $\sum R_{baixar_n}$ assignada encontrar-se no intervalo de $\pm 10\%$ em torno do valor de reserva de regulação secundária estabelecida como requisito ($RSSUB_h$ e $RSBAI_h$):

$$1,1 * RSSUB_h > \sum R_{subir_{nh}} > 0,9 * RSSUB_h$$

$$1,1 * RSBAI_h > \sum R_{baixar_{nh}} > 0,9 * RSBAI_h$$

No caso de existir igualdade de custos entre várias ofertas no fecho da atribuição, repartir-se-á o valor de fecho de maneira proporcional nas bandas oferecidas.

9.4.10 REGRAS DA REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Esta secção está organizada da seguinte forma:

- Introdução
- Reserva de Regulação secundária
 - Conceito e necessidades
 - Atribuição de reservas na programação de exploração
- Controlo da regulação
 - Tempo de resposta
 - Intervalos de regulação
- Incumprimentos

9.4.10.1 INTRODUÇÃO

A correcta exploração do Sistema Eléctrico Nacional Interligado, tanto do ponto de vista económico como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos, exige que um regulador central execute a função de controlo de potência – frequência com o objectivo de manter dentro dos limites do razoável, o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado,

colaborar na manutenção da frequência conjunta, ou em caso de funcionamento em ilha, o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal, de forma que se optimize a utilização dos recursos disponíveis de regulação.

O cumprimento destes objectivos deve ser garantido, dentro das limitações técnicas inerentes aos equipamentos de regulação disponíveis e às circunstâncias concretas da exploração em cada momento, nos níveis que se indicam de seguida:

- A- Perante os desvios resultantes das variações contínuas e aleatórias do consumo, das rampas de subida e descida programadas dos grupos e as alterações horárias do programas na interligação, assim como desequilíbrios permanentes que possam existir até que se possa efectuar uma nova atribuição da geração e neste caso à modificação correspondente nos programas de geração.
- B- Perante desequilíbrios bruscos entre a produção e o consumo originados pela perda de grupos geradores ou por desvios esporádicos do consumo.

Estabelece-se, como princípio, que a participação de cada unidade de geração na reserva total estabelecida no sistema eléctrico nacional será determinada tendo como base um mercado de ofertas de reserva de regulação secundária.

Nas situações em que por motivo de segurança, a atribuição da reserva secundária não se possa realizar com critérios económicos, aplicar-se-ão os mecanismos de emergência que os regulamentos estabeleçam.

Para realizar a função de regulação secundária, a empresa concessionária da RNT disporá dos meios adequados para coordenar directamente os reguladores dos grupos, actuando como repartidor do sinal de regulação, transmitindo aos reguladores dos geradores os valores de potência que devem fornecer, de acordo com os factores de participação vigentes em cada momento.

9.4.10.2 RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

9.4.10.2.1 CONCEITO E NECESSIDADES

Atendendo a cada situação particular de exploração, a concessionária da RNT indicará, de forma independente, a reserva de potência positiva RNTS (subir) e negativa RNTB (baixar) necessária no conjunto eléctrico nacional, para cada momento, determinadas tendo por base os critérios de segurança da operação.

9.4.10.2.2 ASSIGNAÇÃO DE RESERVAS NA PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO

Como parte da programação diária estabelecer-se-á por períodos de programação as assignações das reservas para cada unidade de oferta, em função das ofertas que o GS receba das empresas de geração.

Em função das circunstâncias que se apresentam à exploração em tempo real, pode ser necessário efectuar novas assignações das reservas entre as unidades de ofertas. Estas assignações reger-se-ão segundo os procedimentos estabelecidos dando origem a Reservas Assignadas, RAS_i e RAB_i (de subir e baixar).

9.4.10.3 CONTROLO DA REGULAÇÃO

9.4.10.3.1 TEMPO DE RESPOSTA

Segundo as regras da UCTE o ciclo de tempo para o controlador automático deve-se encontrar compreendido entre um e os cinco segundos, com o objectivo de minimizar o tempo gasto entre uma ocorrência, a reacção e a resposta.

O regulador central deve ser do tipo proporcional – integral, fixando-se a constante de tempo de seguimento da resposta em 30 segundos.

9.4.10.3.2 INTERVALOS DE REGULAÇÃO

Segundo o regulamento da rede de transporte “Os grupos térmicos previstos para teleregulação devem ser capazes de variar continuamente a sua potência numa banda correspondente a, pelo menos, 10% da sua potência nominal, dentro da sua gama de potência de funcionamento e para além da banda disponível para regulação primária.

Para os grupos hidráulicos deve prever-se uma banda de regulação mais larga (pelo menos 30 % da potência nominal).”.

9.4.10.4 INCUMPRIMENTOS

Sempre que, por causas imputáveis ao produtor, exista uma ausência total de regulação por esta estar fora de serviço numa determinada hora i , o produtor incorre na seguinte penalização:

$$CFO_i = K_n \cdot (RTNS \cdot KA_i + RNTB \cdot KA_i) \cdot T_{off_i} \cdot P_{uo e_i}$$

onde:

K_n é um coeficiente de penalização ($k=1,5$).

KA é o factor de participação da central/grupo no total da banda assignada (para subir e para descer).

Toff é a fracção de tempo que esteve inoperacional.

Puoe é o preço da banda da última oferta assignada.

Sempre que numa determinada hora i a banda real disponibilizada pelo agente seja inferior à assignada a penalização será:

$$CFI_i = K_n * (RRSN_i + RRBN_i) * T_i * Puoe_i$$

onde:

RRSN e RRBN serão os incumprimentos de banda, em relação à assignada.

9.5 SERVIÇO COMPLEMENTAR DE REGULAÇÃO

9.5.1 DEFINIÇÕES

9.5.1.1 REGULAÇÃO TERCIÁRIA

A regulação terciária é um serviço complementar retribuído por mecanismo de mercado. Tem como objectivo a restituição da reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço.

9.5.1.2 RESERVA TERCIÁRIA

Para os efeitos da prestação do serviço, define-se a reserva terciária como a variação máxima de potência do programa de geração que se pode efectuar numa unidade de produção e/ou área de balanço num tempo máximo de 15 minutos, e que pode ser mantida, pelo menos, durante duas horas consecutivas.

9.5.2 AGENTES PARTICIPANTES

Estarão habilitados a participar na prestação deste serviço complementar todos os agentes que recebam garantia de potência.

9.5.3 DETERMINAÇÃO DA RESERVA GLOBAL NECESSÁRIA

O GS estabelecerá o valor da reserva de regulação terciária mínima necessária no sistema para cada período de programação do dia seguinte, conforme o exposto na secção 1.7.3.

9.5.4 APRESENTAÇÃO DE OFERTAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Entre as 18:00 e as 21:00, os produtores deverão colocar à disposição do GS a informação relativa à reserva de regulação, correspondente às áreas de balanço habilitadas para o fornecimento deste serviço, tanto para baixar como para subir, em forma de ofertas de reserva de regulação a subir e/ou a baixar.

Assim, todas as áreas de balanço correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo de bombagem disponíveis, estarão obrigadas a apresentar cada dia, dentro do processo de programação da operação para o dia seguinte, uma oferta com toda a reserva de regulação disponível, tanto a subir como a descer, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte.

As áreas de balanço correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo de bombagem deverá oferecer, para cada período de programação, toda a sua reserva de regulação disponível, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente em €/MWh.

O preço de oferta pela atribuição de reserva de regulação para baixar tem carácter de preço de recompra da energia não produzida equivalente.

As ofertas de reserva de regulação poderão estar limitadas em energia, com o qual a atribuição num determinado período pode implicar a anulação ou modificação da oferta para os períodos subsequentes.

No ponto 9.5.10 resumem-se os principais critérios de validação das ofertas que são aplicados nas distintas fases do processo de atribuição.

9.5.5 ACTUALIZAÇÃO DAS OFERTAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Os sujeitos titulares de áreas de balanço fornecedoras deste serviço deverão actualizar as ofertas de reserva de regulação, dentro do próprio dia de operação, sempre que sua reserva for modificada por um dos seguintes motivos:

- Participação nas várias sessões dos mercados intradiários.
- Indisponibilidades fortuitas.
- Atribuição de banda de regulação secundária.
- Falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas ou situações hidrológicas extremas em áreas de balanço com centrais hídricas.

Por actualização das ofertas entende-se a apresentação de novos valores de preço e de potência para as áreas de balanço afectadas.

As áreas de balanço cujo programa de exploração seja alterado por outras razões que não as mencionadas não podem apresentar actualizações das suas ofertas de reserva de regulação.

Poderão existir seis actualizações diárias das ofertas de reserva de regulação. O período de actualização está compreendido entre o fecho de cada sessão do mercado intradiário e 45 minutos antes do início do período horário a que essa sessão se refere.

9.5.6 CRITÉRIOS GERAIS PARA A ASSIGNAÇÃO DAS OFERTAS DE REGULAÇÃO

Os critérios gerais para a atribuição das ofertas de regulação são:

- O GS mobilizará a prestação deste serviço com critérios do custo mínimo, tendo em conta as ofertas existentes no momento de proceder à sua mobilização.
- No caso da mobilização dum oferta de regulação originar uma restrição técnica no sistema, esta não será mobilizada.
- Quando se mobiliza uma unidade de produção (instalação de produção ou de consumo de bombagem) num determinado sentido de regulação, se posteriormente dentro da mesma hora existir a necessidade de mobilizar energia de regulação em sentido contrário, mobilizar-se-á esta última em primeiro lugar, reduzindo-se de seguida as anteriormente mobilizadas e só depois as de sentido contrário. Os direitos de cobrança ou as obrigações de pagamentos serão unicamente pela energia efectivamente mobilizada no intervalo de tempo que dura a mobilização.

9.5.7 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO

A energia de regulação utilizada será valorizada ao preço marginal das ofertas de regulação mobilizadas em cada período de programação, distinguindo-se a reserva a subir da reserva a descer.

No caso de aparecer uma restrição técnica em tempo real, programando-se para a sua resolução ofertas de reserva de regulação, estas ofertas não intervirão na formação do preço marginal da utilização da energia de regulação no período correspondente.

9.5.8 CONTROLO DO CUMPRIMENTO DO SERVIÇO MOBILIZADO

O GS comprovará o cumprimento do requisito solicitado de regulação em energia e potência.

- Em energia, como diferença entre o programa da área de balanço de instalações de produção ou de consumo e bombagem e o valor real horário de geração da área.
- Em potência, pelo registo dos valores de potência activa da área de balanço correspondente a instalações de produção ou de consumo e bombagem registados no sistema de controlo do GS, considerando-se cumprido se alcançar o valor requerido.

9.5.9 MECANISMOS EXCEPCIONAIS DE MOBILIZAÇÃO

Em situações de emergência para o sistema ou na ausência de ofertas suficientes ou indisponibilidade do sistema informático de gestão, o GS poderá adoptar as decisões que considere mais oportunas para a utilização da reserva de regulação disponível no sistema, justificando posteriormente as suas

actuações aos agentes afectados e à ERSE, sem prejuízo das retribuições a que haja lugar pela referida prestação do serviço e pelas modificações dos programas de produção que sejam necessárias.

9.5.10 VALIDAÇÃO DOS BLOCOS DE OFERTA

- Apenas serão admitidas áreas de balanço de venda de energia correspondentes a unidades de geração ou áreas de balanço para a aquisição de energia para consumo de bombagem para cada período de ofertas. Assim se na mesma sessão de ofertas se envia mais de uma vez informação para uma mesma área de balanço, a última substituirá a anterior.
- Cada oferta deverá respeitar as limitações de valor máximo e mínimo de ofertas estabelecido e publicado pelo GS.

9.5.11 ALGORITMO DE ASSIGNAÇÃO DE OFERTAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO

As características principais do algoritmo de atribuição são as seguintes:

- O algoritmo atribui ofertas de potência (MW) e não de energia.
- O processo de mobilização abrange um determinado período de programação.
- Admite atribuições de duração inferior a um período de programação. Neste caso o horizonte de atribuição abrange o período compreendido entre os minutos de início e de fim da atribuição estabelecida pelo operador, ou até ao final do período de programação em questão, no caso do operador não estabelecer de forma explícita o instante final da atribuição.
- Mercado marginalista em que o preço da atribuição das ofertas em cada período de programação é determinado pelo preço da oferta de preço mais elevado (ou de menor preço tratando-se de reserva de regulação para baixar) que foi mobilizada de forma parcial ou total no referido período de programação.
- O processo de atribuição é meramente económico, não impondo nenhuma restrição.
- Não admite blocos de ofertas indivisíveis.

9.6 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Serviços de Sistema, o GS divulgará na sua página pública na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

9.6.1 MERCADO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

- Banda de regulação secundária a subir e a descer pretendida pelo Gestor de Sistema, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Banda de regulação secundária a subir e a descer contratada pelo Gestor de Sistema, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Preço marginal da banda de regulação secundária, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).

- Cotas horárias de banda de regulação secundária atribuída por unidade de produção, no mês m (a publicar no início do mês $m+2$).
- Ofertas de banda de regulação secundária, no mês m (a publicar no início do mês $m+3$).

ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

- Energia de regulação secundária a subir e a descer utilizada, em cada hora do dia d (a publicar em $d+1$).
- Preço marginal da energia de regulação secundária a subir e a descer, em cada hora do dia d (a publicar em $d+1$).
- Cotas horárias de energia de regulação secundária produzida, a subir e a descer, por unidade de produção, no mês m (a publicar no início do mês $m+2$).

9.6.2 MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO

ENERGIA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

- Energia de reserva de regulação a subir e a descer utilizada, em cada hora do dia d (a publicar em $d+1$).
- Preço marginal da energia de reserva de regulação a subir e a descer, em cada hora do dia d (a publicar em $d+1$).
- Cotas horárias de energia de reserva de regulação produzida, a subir e a descer, por área de balanço, no mês m (a publicar no início do mês $m+2$).
- Ofertas de energia de reserva de regulação, no mês m (a publicar no início do mês $m+3$).

10 OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO

10.1 OBJECTIVO

O objecto deste procedimento é o estabelecimento de critérios orientadores da actuação do Gestor de Sistema (GS), relativamente à operação da rede cuja gestão técnica é responsável e a definição de critérios gerais para o controlo de tensão na rede de transporte.

10.2 MATÉRIAS A DETALHAR

Este procedimento deve detalhar as seguintes matérias:

O âmbito geral da actuação do GS sobre as instalações do sistema de produção e transporte.

A actuação requerida na operação das instalações da rede sob gestão técnica e os diferentes estados em que se pode encontrar o Sistema Eléctrico (SEN) em relação à sua segurança.

A operação do sistema relativamente ao controlo da tensão na RNT.

As medidas excepcionais de operação que pode ser adoptada pelo GS quando o SEN se encontra numa situação de alerta ou de emergência no abastecimento do consumo.

10.3 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Encontram-se abrangidas pelo âmbito deste procedimento as seguintes entidades:

- Gestor de Sistema.
- Entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT.
- Operador da rede de distribuição e clientes directamente ligados à rede de transporte.
- Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores directamente ligados à rede de transporte.
- Outros agentes de Mercado.

10.4 RESPONSABILIDADES

O GS é responsável pela correcta emissão das instruções de operação às empresas com instalações afectas à rede de transporte, às empresas de distribuição e geração.

A entidade concessionária da RNT, operadores das redes de distribuição, produtores em regime ordinário e produtores em regime especial são responsáveis pela adequada execução das instruções emitidas pelo GS, pelo que será preciso, quando for o caso, que as mesmas sejam transmitidas aos geradores em regime especial pelo operador da rede de distribuição.

10.5 ACTUAÇÃO DO GS SOBRE AS INSTALAÇÕES DO SISTEMA DE PRODUÇÃO E TRANSPORTE

O GS é responsável por emitir as instruções necessárias às empresas de geração e transporte para a realização das manobras dos elementos do sistema de produção e transporte, incluindo entre outras:

- A gestão da topologia, adequando-a às diferentes circunstâncias da operação.
- A gestão dos elementos disponíveis de controlo de tensões, em particular o uso das reactâncias, das baterias de condensadores, dos reguladores dos transformadores e das linhas de transporte.
- A aprovação e supervisão dos planos de trabalhos nas instalações, programados ou não, nos diferentes âmbitos temporais, tanto para manutenção preventiva como correctiva.
- A aprovação e supervisão dos planos necessários para a colocação em serviço de novas instalações.
- As empresas proprietárias de elementos do sistema de produção – transporte deverão cumprir as instruções do GS relativas à operação dos ditos elementos.

As instruções emitidas aos diferentes agentes de mercado deverão ficar devidamente registadas em equipamentos previstos para esse efeito.

10.6 OPERAÇÃO DA REDE

10.6.1 ESTADOS POSSÍVEIS DA REDE

De acordo com o indicado no procedimento “Funcionamento do Sistema”, o estado da rede pode ser um dos seguintes:

- Estado normal.
- Estado de alerta.
- Estado de emergência.
- Estado de reposição.

Para cada um destes estados indicam-se de seguida as operações que se devem realizar.

10.6.2 OPERAÇÃO EM ESTADO NORMAL

Nesta situação, a operação da rede deve visar a estabilização num ponto de funcionamento que garanta o cumprimento dos critérios de segurança, mediante o controlo das tensões, dos tráfegos de energia e da adopção oportuna de medidas preventivas decorrentes da análise de contingências em tempo real.

Todas as manobras que devam ser realizadas na RNT devem contar com a anuência prévia do GS, excepto aquelas cuja necessidade se fique a dever à existência de risco iminente para a segurança das pessoas ou das instalações. Neste caso a empresa que as execute deverá informar posteriormente o GS no período de tempo mais curto possível.

10.6.3 OPERAÇÃO EM ESTADO DE ALERTA

Nesta situação todas as manobras na RNT serão, para devolver o sistema ao seu estado normal ou para minimizar as consequências caso o estado do sistema evolua para o de emergência ou de reposição. Para tal o GS determinará as acções mais adequadas sobre a topologia de rede e o perfil de geração e emitirá, para as empresas responsáveis pelas instalações, as instruções necessárias para execução das manobras requeridas.

O processo de detecção e correcção duma situação de alerta é o seguinte:

- Avaliação dos riscos potenciais que derivam da ocorrência de determinadas contingências.
- Determinação e análise de possíveis medidas correctivas e preventivas.
- Aplicação das medidas correctivas e preventivas requeridas.

10.6.3.1 AVALIAÇÃO DOS RISCOS POTENCIAIS

Uma vez determinadas as contingências que provoquem violações dos limites estabelecidos no ponto 1, identificar-se-ão, para cada uma delas as possíveis repercussões sobre o sistema eléctrico.

Estabelecer-se-á um nível de risco especial para as contingências que impliquem incidentes de grande amplitude com consequências potencialmente importantes, podendo ocasionar:

- Um incidente generalizado (disparos em cadeia, colapso de tensão, perda de estabilidade que possa levar à perda duma grande parte do sistema, etc.).
- Um incidente de grande amplitude, considerando como tal o que, sem chegar a degenerar num incidente generalizado, pode afectar uma parcela importante do mercado ou da RNT.

Na avaliação do risco de cada uma das contingências prestar-se-á especial atenção às circunstâncias que possam incrementar a probabilidade da sua ocorrência, tais como:

- Condições atmosféricas adversas (descargas atmosféricas, vento, neve, gelo, etc.).
- Risco de incêndio que possa afectar as instalações, respectivos elementos e/ou equipamentos.

- Anomalias identificadas em equipamentos.
- Trabalhos em tensão.
- Alertas especiais relacionados com sabotagens.

10.6.3.2 DETERMINAÇÃO E ANÁLISE DAS POSSÍVEIS MEDIDAS CORRECTIVA E PREVENTIVAS

Em todos os casos em que uma determinada contingência possa ocasionar um incidente generalizado ou de grande amplitude num sistema o GS deve elaborar um plano de salvaguarda para reduzir tanto quanto possível as consequências que derivem das contingências indicadas.

Estes planos de salvaguarda contemplarão as acções preventivas e/ou correctivas, que deverão aplicar-se na operação com o objectivo de se garantir a segurança do sistema (alteração da topologia da rede, redespachos de geração, reposição de emergência de elementos indisponíveis, transferência de consumos para outras instalações, modificação de programas estabelecidos na interligação, activação da interruptibilidade de cargas, etc.).

Nos casos em que a segurança do sistema, perante as contingências, possa ser controlada de forma rápida mediante a aplicação de medidas correctivas na pós-contingência (alteração da topologia da rede, redespacho de geração, transferência de consumos para outras instalações, activação da interruptibilidade de cargas, etc.), não será necessário tomar medidas correctivas mais dispendiosas.

Quando as contingências possam provocar um incidente generalizado ou um incidente de grande amplitude e as possíveis acções correctivas pós-contingência não se possam efectivar num espaço de tempo razoavelmente curto, como seria o caso de requerer-se a ligação dum novo grupo térmico, será necessário adoptar medidas preventivas. Estas medidas poderão passar pela mobilização de novas unidades de produção, inicialmente não incluídas na programação, a modificação de programas previstos na interligação, etc. Quando forem possíveis diversas soluções, será concretizada aquela que introduza menor sobrecurso no sistema.

10.6.3.3 APLICAÇÃO DAS ACÇÕES CORRECTIVAS E PREVENTIVAS

Quando seja necessário adoptar medidas correctivas ou preventivas, estas deverão aplicar-se o mais cedo possível, em particular se ocorrem em circunstâncias especiais que incrementam a probabilidade da ocorrência de outras contingências.

Uma vez tomada a decisão de execução das medidas mencionadas, o GS dará as instruções oportunas às empresas afectadas, que deverão responsabilizar-se pelo seu rápido e eficaz cumprimento.

Se as empresas responsáveis pelo cumprimento das ditas instruções encontrarem algum inconveniente para a sua concretização, comunicarão ao GS essa circunstância com a maior brevidade possível.

Perante uma eventualidade deste tipo o GS determinará as alternativas de operação que devem executar.

10.6.4 OPERAÇÃO EM ESTADO DE EMERGÊNCIA

Durante a operação, no caso do sistema se encontrar no estado de emergência, o GS dará prioridade ao restabelecimento urgente da segurança até devolver o sistema ao seu estado normal.

Nesta situação, o GS tomará as medidas que estime necessárias, actuando sobre o sistema de produção e transporte, para conseguir, da forma mais rápida possível, que as variáveis de controlo de segurança do SEN voltem ao seu estado normal.

As actuações serão análogas às indicadas no ponto 10.6.3, só que dará prioridade às medidas que se mostrem mais eficazes considerando que a rapidez da sua implementação é essencial quando as violações existentes dos critérios de segurança são graves.

No caso de produzir-se alguma interrupção no fornecimento de energia eléctrica motivada por um incidente na RNT, o GS dará as instruções necessárias às empresas afectadas e coordenará as suas actuações para conseguir a reposição de serviço numa forma segura e no menor espaço de tempo possível.

10.6.5 ACTUAÇÃO EM ESTADO DE REPOSIÇÃO

O processo de reposição será coordenado e dirigido em todo o momento pelo GS até devolver o sistema ao estado normal de operação.

Uma vez detectada a perda de consumos numa determinada zona ou na totalidade do sistema, o GS atenderá prioritariamente à reposição urgente do fornecimento eléctrico.

No estado de reposição o GS, com o contributo das empresas com instalações afectas à RNT, os produtores e operadores das redes de distribuição, actuará sobre os elementos da RNT da seguinte forma:

- Activa os Planos de Reposição de Serviço (PRS) correspondentes, quando estes sejam aplicáveis nas características e/ou extensão do incidente, podendo o GS complementá-los ou modificá-los quando as circunstâncias assim o aconselhem.
- Caso não existam PRS específicos, coordena as manobras de reposição dando as instruções de despacho necessárias, baseando as suas decisões na sua própria experiência e nas ferramentas de ajuda de que disponha.

- Quando o sistema se encontre em estado de reposição, o primeiro objectivo será manter, ou recuperar a continuidade das interligações com Espanha. Para isso, o GS tomará as medidas que sejam precisas para eliminar as condições de operação que ponham em risco a continuidade das interligações. Se preciso, anulará os programas de trocas estabelecidos na interligação solicitando energia de apoio se tal se revelar necessário, nos termos indicados em cada procedimento acordado com o OS correspondente.
- Implementa as medidas necessárias para conseguir, o mais cedo possível, o equilíbrio entre a geração e o consumo, evitando o uso prolongado do apoio fornecido pelos sistemas interligados, através das respectivas interligações internacionais.
- Adopta as medidas adequadas para assegurar a alimentação dos serviços auxiliares do parque electroprodutor de modo geral, e com carácter prioritário no caso das centrais térmicas.
- Suspende as indisponibilidades em curso que possam ter incidência no processo de reposição.

Adicionalmente, cada sala de comando do GS tomará as medidas necessárias para assegurar o correcto funcionamento dos sistemas informáticos, das vias de telecomunicações e da alimentação eléctrica da própria sala e das instalações vitais.

Se uma sala de comando do GS ficar inabilitada para operar, será a sala de comando de emergência quem assume temporariamente as funções daquele, informando dessa eventualidade o OS vizinho. Cada sala de comando deverá estabelecer os procedimentos operativos para a correcta operação do seu centro de controlo de emergência.

Cada sala de comando alertará os responsáveis das diferentes instalações e serviços para que de uma forma coordenada possibilitem uma rápida intervenção.

10.7 CONTROLO DAS TENSÕES NA REDE

Os critérios de operação para o controlo das tensões na RNT encontram-se estabelecidos no ponto 1.

O GS deverá supervisionar em tempo real as tensões nos diferentes nós da rede de forma a que estas se ajustam aos valores da programação diária realizada D-1 para o dia D. Devendo garantir que se cumprem os critérios de segurança e funcionamento para a operação do sistema eléctrico exigíveis, de acordo com o estabelecido no ponto 1.4.

Para isso o GS dará em tempo real as instruções necessárias para a operação dos meios de controlo de tensão, tais como:

- Manobras dos elementos de compensação de reactiva ligados à RNT ou ligados aos enrolamentos terciários dos transformadores pertencentes à mesma.
- Ligar/desligar de baterias de condensadores.
- Manobras de linhas da RNT.
- Mudança nas tomadas de regulação nos transformadores.

Os fornecedores do serviço complementar de controlo de tensão da RNT deverão informar o GS, no menor espaço de tempo possível, de qualquer circunstância que possa afectar a disponibilidade e utilização dos elementos de controlo da tensão sua propriedade.

10.8 MEDIDAS DE OPERAÇÃO PARA GARANTIR A SATISFAÇÃO DO CONSUMO EM SITUAÇÕES DE ALERTA E DE EMERGÊNCIA

No âmbito da aplicação deste procedimento de operação, entende-se que o SEN se encontra numa situação de emergência no abastecimento dos consumos, quando existe uma violação dos critérios de funcionamento e segurança definidos no ponto 1, ou uma elevada probabilidade de que esta ocorra, ou sempre que esteja associado um risco objectivo para a garantia do fornecimento no conjunto do sistema ou de áreas importantes do mesmo, e ao mesmo tempo se produza ou se possa produzir o esgotamento dos recursos necessários ao abastecimento eléctrico do consumo.

Analogamente entende-se que o SEN se encontra em situação de alerta no abastecimento dos consumos se a ocorrência de alguma das contingências consideradas neste procedimento conduzir à situação de emergência anteriormente definida.

Neste procedimento indicam-se medidas de operação que se podem adoptar, independentemente da sua execução poder derivar da aplicação deste ou de outros procedimentos de operação em vigor, consoante se esteja numa situação de alerta ou emergência do abastecimento dos consumos.

Pela sua própria natureza algumas das medidas aplicar-se-ão simultaneamente e outras de forma sequencial, considerando-se orientativa a ordem pela qual são apresentadas neste procedimento, competindo ao GS determinar a sequência temporal da sua aplicação bem como a sua implementação em função das condições de operação efectivamente existentes. Adicionalmente o GS realizará a implementação das medidas de operação com a antecedência possível, dentro do processo da resolução de restrições técnicas, se for tecnicamente executável, ou caso não seja, nos mercados de operação ou mecanismos de tempo real cuja gestão seja responsável.

10.8.1 SITUAÇÕES DE ALERTA NO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS A CURTO PRAZO

- Solicitar ao INAG a possibilidade de incrementar o desarmazenamento nas albufeiras de cabeceira.
- Interromper indisponibilidades na rede de transporte e de distribuição, caso exista essa possibilidade, sempre que estas contribuam para o aumento da segurança do sistema.
- Estabelecer as limitações necessárias à produção de grupos geradores e/ou à bombagem das centrais hidráulicas reversíveis baseadas na garantia do fornecimento a curto prazo.
- As limitações anteriores serão complementares das limitações que sobre estas unidades se estabeleçam por razões de segurança a curto prazo, na aplicação de outros procedimentos de operação vigentes.

- Modular a produção hidráulica para obter a máxima capacidade de produção nas horas de ponta.
- Quando exista um nível baixo nas reservas hidráulicas será preciso programar turbinamento em determinadas albufeiras de forma a garantir-se a existência de cota noutras dependentes daqueles, para que seja possível produzir à máxima potência hidráulica nas horas de maior consumo.
- Bombar com as centrais hidráulicas reversíveis nas horas de menor consumo até à máxima capacidade disponível, com o objectivo de incrementar a reserva hidráulica nestas centrais para enfrentar a ponta em condições adequadas.
- Interromper os programas de exportação nas horas em que a existência destes represente um dispêndio de reservas energéticas incompatível com a garantia de fornecimento de energia eléctrica e o funcionamento seguro do sistema no curto prazo.
- Dar instruções às empresas de distribuição para que requeiram aos geradores em regime especial a entrega da sua potência máxima disponível e o acoplamento de todos os meios de compensação de reactiva.
- O GS poderá executar programas de importação de energia eléctrica, a partir de sistemas externos interligados, que complementem os programas comerciais de importação estabelecidos pelos agentes até ao limite da capacidade da interligação, sempre que o preço da energia das referidas trocas se justifiquem por razões de garantia do fornecimento de energia eléctrica no curto prazo e sempre que não exista reserva térmica disponível no SEN.
- Aplicar a interruptibilidade ao nível nacional ou regional, conforme o caso, aos clientes aderentes a este tipo de tarifa.

10.8.2 SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA NO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS

- Adoptar as medidas precisas para obter o máximo de operacionalidade nas subestações críticas previamente identificadas pelo GS e possibilitar o arranque autónomo das centrais contempladas nos planos de reposição de serviço – incremento da disponibilidade ou mobilidade do pessoal de operação ou qualquer outra acção que se estime necessária.
- Solicitar energia de apoio aos sistemas vizinhos.
- Caso exista o risco de colapso de tensão, GS poderá dar instruções às empresas de distribuição para bloquearem os reguladores automáticos de tomadas dos transformadores, quando tal for tecnicamente possível, desde que esta medida não implique riscos maiores para o fornecimento de energia.
- Solicitar aos operadores das redes de distribuição o abaixamento da tensão de entrega na MT com o objectivo de reduzir a carga.
- Deslastre selectivo de cargas. Nos termos e condições estabelecidos no ponto 1.

10.9 MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUÇÃO

Com o objectivo de fazer face a situações não previstas neste procedimento ou por quaisquer outras razões devidamente justificadas, GS poderá adoptar as decisões que considere mais adequadas, justificando a sua actuação *a posteriori* perante os agentes afectados e informando a ERSE através de relatório específico.