



DIÁRIO DA REPÚBLICA

ÓRGÃO OFICIAL DA REPÚBLICA DE ANGOLA**Preço deste número - Kz: 250,00**

Toda a correspondência, quer oficial, quer relativa a anúncio e assinaturas do «Diário da República», deve ser dirigida à Imprensa Nacional - E.P., em Luanda, Rua Henrique de Carvalho n.º 2, Cidade Alta, Caixa Postal 1306, www.impresnanacional.gov.ao - End. teleg.: «Imprensa».	ASSINATURA		O preço de cada linha publicada nos Diários da República 1.ª e 2.ª série é de Kz: 75.00 e para a 3.ª série Kz: 95.00, acrescido do respectivo imposto do selo, dependendo a publicação da 3.ª série de depósito prévio a efectuar na tesouraria da Imprensa Nacional - E. P.
	Ano		
	As três séries	 Kz: 611 799.50	
	A 1.ª série	 Kz: 361 270.00	
	A 2.ª série	 Kz: 189 150.00	
	A 3.ª série	 Kz: 150 111.00	

SUMÁRIO

Ministério da Educação

Despacho n.º 795/17:

Desvincula Gervásio Pacheco, Isabel Kaguanda, Isabel Calonga Pedro, Maria Isabel Felizarda Rosa André e Natália Paulo Maria de Oliveira, Professores do I e II Ciclos do Ensino Secundário Diplomados do 2.º, 3.º e 5.º Escalões de diversas Instituições da Província de Benguela, dos quadros de pessoal deste Ministério, para efeitos de reforma.

Despacho n.º 796/17:

Desvincula Laureta Chilombo Quiculo, José Bento Tchihuma, Anastácia Kahuti Moma e António Casseça Ernesto, Professores do I e II Ciclos do Ensino Secundário Diplomados do 1.º, 2.º, 3.º e 5.º Escalões de diversas Instituições da Província de Benguela, dos quadros de pessoal deste Ministério, para efeitos de reforma.

Despacho n.º 797/17:

Desvincula Inês Fernandes Trindade e Manuel Catimba Mucanda, Professores do I e II Ciclos do Ensino Secundário Diplomados do 6.º Escalão de diversas Instituições da Província de Benguela, dos quadros de pessoal deste Ministério, para efeitos de reforma.

Despacho n.º 798/17:

Desvincula Avelino Musili, José Chissingui e Maria Antónia, Professores do I e II Ciclos do Ensino Secundário Diplomados do 1.º e 3.º Escalões de diversas Instituições da Província de Benguela, dos quadros de pessoal deste Ministério, para efeitos de reforma.

Despacho n.º 799/17:

Desvincula João Sebastião Domingos Manuel, Professor do II Ciclo do Ensino Secundário Diplomado do 6.º Escalão da Escola do Ensino Primário e I Ciclo n.º 4032/Judeia, Município de Cacuo, dos quadros de pessoal deste Ministério, a seu pedido.

Despacho n.º 800/17:

Desvincula João Sebastião Domingos Manuel, Professor do II Ciclo do Ensino Secundário Diplomado do 6.º Escalão da Escola do Ensino Primário e I Ciclo n.º 4032/Judeia, Município de Cacuo, dos quadros de pessoal deste Ministério, a seu pedido.

Despacho n.º 801/17:

Sanciona António Ngola dos Santos, Professor do I Ciclo Diplomado do 6.º Escalão, da Escola do Ensino Primário e I Ciclo de Ensino Secundário n.º 4055, Município de Cacuo, Província de Luanda, com a pena de demissão.

Despacho n.º 802/17:

Concede licença ilimitada a Zinho Baptista Manuel, Professor do II Ciclo do Ensino Secundário Diplomado do 5.º Escalão, colocado no Complexo Escolar 28 de Agosto, Província de Luanda.

Ministério do Ensino Superior

Errata n.º 1/17:

Errata ao Despacho n.º 3583/16, de 19 de Dezembro, publicado *Diário da República* n.º 225, II Série, que reenquadra Cândida da Conceição Bernardo da Silva, no quadro de pessoal do Instituto Nacional de Gestão de Bolsas de Estudo, na categoria de Assessora Principal.

Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e de Água

Despacho n.º 191/17:

Aprova o Manual de Procedimentos do Operador do Sistema (MPOS).

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

**Despacho n.º 795/17
de 9 de Março**

Por conveniência de serviço;

Ao abrigo do disposto no Despacho n.º 3/09, de 1 de Abril, que estabelece os procedimentos para a aposentação dos funcionários públicos;

Em conformidade com os poderes delegados pelo Presidente da República, nos termos do artigo 137.º da Constituição da República de Angola, e de acordo com o estipulado no n.º 4 do artigo 2.º do Decreto Presidencial n.º 6/10, de 24 de Fevereiro, determino:

Artigo Único: — São os Professores do I e II Ciclos do Ensino Secundário Diplomados, colocados em diversas Instituições da Província de Benguela, desvinculados para efeitos de reforma dos quadros de pessoal do Ministério da Educação, designadamente:

Despacho n.º 802/17
de 9 de Março

Ao abrigo do artigo 19.º n.º 1 alínea g), conjugado com o consignado no artigo 32.º, ambos do Decreto-Lei n.º 10/94, de 24 de Junho, que aprova o regime jurídico das férias, faltas e licenças na Administração Pública;

Em conformidade com os poderes delegados pelo Presidente da República, nos termos do artigo 137.º da Constituição da República de Angola, e de acordo com o estabelecido no n.º 4 do artigo 2.º do Decreto Presidencial n.º 6/10, de 24 de Fevereiro, determino:

1. É concedida Licença Ilimitada a Zinho Baptista Manuel, Agente n.º 00897071, Professor do II Ciclo do Ensino Secundário Diplomado do 5.º Escalão, colocado no Complexo Escolar 28 de Agosto, Província de Luanda.

2. A Licença Ilimitada implica a perda total da remuneração e o desconto na antiguidade para efeitos de carreira diuturnidade e reforma.

Publique-se.

Luanda, aos 27 de Fevereiro de 2017.

O Ministro, *Pinda Simão*.

MINISTÉRIO DO ENSINO SUPERIOR

Errata n.º 1/17
de 9 de Março

Tendo saído inexacto o meu Despacho n.º 3583/16, de 19 de Dezembro, publicado na II Série, n.º 225, do *Diário da República*, através do qual foi reenquadrada Cândida da Conceição Bernardo da Silva no Instituto Nacional de Gestão de Bolsas de Estudo do Ministério do Ensino Superior, determino:

Onde se lê «É Cândida da Conceição Bernardo da Silva, funcionária pública, colocada no Instituto Nacional de Gestão de Bolsas de Estudo, provida à categoria de Assessora Principal do quadro de pessoal», passa a ler-se:

«É Cândida da Conceição Bernardo da Silva, funcionária pública, reenquadrada no quadro de pessoal do Instituto Nacional de Gestão de Bolsas de Estudo, na categoria de Assessora Principal».

Publique-se.

Luanda, aos 2 de Fevereiro de 2017.

O Ministro, *Adão Gaspar Ferreira do Nascimento*.

INSTITUTO REGULADOR DOS SERVIÇOS DE ELECTRICIDADE E DE ÁGUA

Despacho n.º 191/17
de 9 de Março

A Lei n.º 27/15, de 14 de Dezembro, que altera a Lei n.º 14-A/96, de 31 de Maio, estabelece no artigo 15.º a existência de uma entidade reguladora com competência

no domínio do controlo do cumprimento das leis e regulamentos, bem como a elaboração, aprovação e alteração de normas técnicas e regulamentos no âmbito do relacionamento da qualidade de serviço, das relações comerciais, do despacho e do acesso às redes e interligações, de entre outras, e sendo nos termos do Decreto Presidencial n.º 59/16, de 16 de Março, que aprova o Estatuto Orgânico do Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e de Água, atribuições do regulador, a contribuição, de forma progressiva, para a melhoria das condições técnicas e ambientais das actividades reguladas, através da adopção pelos operadores, de práticas que promovam a eficiência energética e a existência de padrões adequados de qualidade de serviço.

Assim, nos termos do artigo 7.º do Regulamento do Despacho, aprovado pelo Decreto Presidencial n.º 3/11, de 5 de Janeiro, estabelece que compete ao IRSEA aprovar o Manual de Procedimentos do Operador do Sistema (MPOS), na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT encarregada da gestão global do Sistema Eléctrico Público (SEP), nos termos do artigo 10.º da Lei Geral de Electricidade.

O MPOS estabelece os procedimentos associados ao Operador de Sistema que é o responsável pela coordenação do funcionamento das instalações do SEP e das instalações a ele ligadas, assim como, os critérios de segurança e funcionamento que devem ser aplicados à sua operação, a elaboração e execução das normas de segurança para a garantia da continuidade do abastecimento de acordo com os níveis de segurança e qualidades requeridos, conforme previsto no artigo 6.º do Regulamento do Despacho.

Nestes termos:

Ao abrigo do artigo 7.º do Regulamento do Despacho, na sequência de proposta apresentada pela RNT, E.P., ouvido os agentes de mercado, e nos termos do n.º 4 do artigo 15.º da Lei n.º 27/15, de 14 de Dezembro, o Conselho de Administração do IRSEA delibera o seguinte:

1. É aprovado o Manual de Procedimentos do Operador do Sistema (MPOS), anexo ao presente Despacho e que dele é parte integrante.

2. É orientado o Operador do Sistema a elaborar o Manual de Operação do Sistema, bem como os demais operadores que actuam no SEP a elaborar os seus respectivos manuais de operação, que devem ser submetidos à aprovação do Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e de Água, nos prazos seguintes:

- a) 60 dias para o Operador do Sistema;
- b) 120 dias para os demais operadores.

3. Os prazos mencionados no número anterior contam-se a partir da data da publicação do MPOS.

4. O presente Despacho entra em vigor na data da sua publicação.

Publique-se.

Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e de Água, em Luanda, aos 6 de Fevereiro de 2017. — O Presidente do Conselho de Administração, *Luís Mourão Garcês da Silva*.

MANUAL DE PROCEDIMENTOS DO OPERADOR DE SISTEMA

1. Disposições Gerais

1.1. Objecto

Este Manual visa estabelecer os procedimentos associados ao Operador de Sistema que é o responsável pela coordenação do funcionamento das instalações do SEP e das instalações ligadas às redes do SEP.

A aplicação dos procedimentos estabelecidos no presente Manual tem como pressupostos o estabelecido no Regulamento do Despacho, no Regulamento da Qualidade de Serviço, no Regulamento de Acesso às Rede e às Interligações, bem como na restante regulamentação aplicável à gestão e operação do Sistema Eléctrico Público.

1.2. Siglas e Definições

Para efeitos do presente Manual entende-se por:

- i. «Alta Tensão (AT)», tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 35KV e igual ou inferior a 60KV;
- ii. «Baixa Tensão (BT)», tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 KV;
- iii. «Contrato bilateral», contrato livremente estabelecido entre duas partes, pelo qual uma parte se compromete a entregar à rede e a outra a receber a energia eléctrica contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato;
- iv. «Deslastre de carga», interrupção da alimentação de alguns consumos de energia eléctrica, com o objectivo de preservar o funcionamento do sistema eléctrico, a nível local ou nacional, em condições aceitáveis de tensão e frequência;
- v. «Despacho», coordenação optimizada, em termos técnico-económicos, da exploração do sistema electroprodutor e da rede de transporte e interligação;
- vi. «Distribuição», veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média e baixa tensão;
- vii. «Distribuidor vinculado», entidade titular de concessão ou licença vinculada de distribuição de energia eléctrica;
- viii. «Entrega de energia eléctrica», alimentação física de energia eléctrica;
- ix. «Fornecimento de energia eléctrica», venda de energia eléctrica;
- x. «Interligação», ligação por uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes com gestão independente, designadamente para trocas internacionais de energia eléctrica;
- xi. «Interlocutor», pessoa interveniente na comunicação de dados ou informações do Operador do Sistema ou com o Operador do Sistema. Dependendo da especificidade da situação e do tipo de informação, poderá representar a entidade no sector eléctrico;
- xii. «Interruptibilidade», regime de contratação de energia eléctrica que prevê a possibilidade de interrupção do fornecimento com a finalidade de limitar os consumos em determinados períodos considerados críticos para a exploração e segurança do sistema eléctrico;
- xiii. «Média Tensão (MT)», tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1KV e igual ou inferior a 35KV;
- xiv. «Muito Alta Tensão (MAT)», tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 60KV;
- xv. «Operador de rede», entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica, incluindo os operadores de sistemas isolados;
- xvi. «Ordem de mérito», lista ordenada de preços associados a patamares de potência activa em cada grupo ou central;
- xvii. «Perdas», diferença entre a energia que entra num sistema eléctrico e a energia que sai desse sistema eléctrico, no mesmo intervalo de tempo;
- xviii. «Período de indisponibilidade», período em que o funcionamento de uma instalação ou de um equipamento fique total ou parcialmente limitado, abreviadamente designado por «Indisponibilidade»;
- xix. «Ponto de ligação», ponto da rede onde se faz a entrega ou recepção de energia eléctrica na instalação do cliente, produtor ou outra rede, localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte que separa as instalações;
- xx. «Ponto de fronteira», ponto de conexão e de medição da rede onde se faz a transacção de energia eléctrica entre uma concessionária para outra, caracterizando-se como o limite de responsabilidade do atendimento;
- xxi. «Rede Nacional de Transporte (RNT)», Rede utilizada para transporte de energia eléctrica entre regiões ou entre países, para alimentação de redes subsidiárias, compreendendo a rede de muito alta tensão, a rede de interligação, o despacho nacional e os bens e direitos conexos;

- xxii. «Recepção de energia eléctrica», entrada física de energia eléctrica;
- xxiii. «Regulação primária», actuação do regulador de velocidade do accionamento (turbina ou motor) com o objectivo de ajustar a potência do gerador, motivada pela ocorrência de desvio na frequência do sistema eléctrico que se traduz na variação de velocidade do gerador face ao seu valor nominal.
- xxiv. «Regulação secundária», controlo centralizado (tipicamente pelo Despacho) do desvio de frequência do sistema em relação à frequência nominal, pelo envio de instruções de despacho automáticas para variação das potências dos grupos geradores.
- xxv. «Regulação terciária», envio de instruções não automáticas para variação da potência dos grupos geradores ou, quando aplicável, para o seu arranque com o objectivo de reestabelecer o funcionamento em segurança do sistema, perante incidências que provoquem desequilíbrios capazes de esgotar as reservas de regulação primária e secundária existentes.
- xxvi. «Serviços de sistema», serviços necessários para a operação do sistema eléctrico com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço;
- xxvii. «Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV)», Subsistema do Sistema Eléctrico Nacional cujo funcionamento se rege por uma lógica de mercado assente em contratos livremente estabelecidos entre produtores e clientes;
- xxviii. «Sistema Eléctrico Público (SEP)», Subsistema do Sistema Eléctrico Nacional que tem como objectivo a satisfação das necessidades da generalidade dos clientes de energia eléctrica segundo o princípio da uniformidade tarifária e em regime de serviço de utilidade pública;
- xxix. «Transporte» recepção, transmissão e entrega de energia eléctrica através da RNT;
- xxx. «Uso de rede», utilização das redes e instalações do SEP ou dos SEI, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- xxxi. «Utilizador das redes», pessoa singular ou colectiva que celebrou um Acordo de Acesso às Redes.

No presente Manual são utilizadas as seguintes siglas:

- i. AM — Agentes de Mercado
- ii. AT — Alta Tensão
- iii. BT — Baixa Tensão

- iv. CAE — Contrato de Aquisição de Energia
- v. IRSEA — Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e de Água
- vi. MINEA - Ministério de Energia e Águas
- vii. MT — Média Tensão
- viii. MAT — Muito Alta Tensão
- ix. OS — Operador do Sistema
- x. OM — Operador do Mercado
- xi. PDB — Programa Diário Base
- xii. PDBF — Programa Diário Base de Funcionamento
- xiii. PDV — Programa Diário Viável
- xiv. PHF — Programa Horário Final
- xv. PPR — Programa Previsional de Reserva
- xvi. PRS — Planos de Reposição de Serviço
- xvii. Qgen ou Qgi — Potência Reactiva gerada
- xviii. Qabs ou Qai — Potência Reactiva absorvida
- xix. RNT — Rede Nacional de Transporte
- xx. SENV — Sistema Eléctrico Não Vinculado
- xxi. SEP — Sistema Eléctrico Público

2. Funcionamento do Sistema

2.1. Objectivo

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

2.2. Matérias a Detalhar

Neste procedimento estabelecem-se os seguintes pontos:

Crítérios de segurança e funcionamento a aplicar à operação do sistema eléctrico, de modo a garantir a continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas.

Crítérios a utilizar para determinar os níveis de carga admissíveis em linhas e transformadores da rede de transporte.

Condições de entrega de energia em pontos de fronteira da ligação da rede de transporte com outras redes ou instalações, de modo a garantir a qualidade de serviço nesses pontos de fronteira.

Reserva de regulação necessária que permita resolver as restrições técnicas e os desequilíbrios entre geração e consumo.

Condições gerais para o estabelecimento de planos de contingências e 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.

Actividades que impactam os diferentes agentes da cadeia de valor (Produção, Transporte, Distribuição, Regulador e Entidade Responsável pela Engenharia do MINEA).

Normas e procedimentos transversais à operação do sistema eléctrico.

2.3. Âmbito de Aplicação

Este procedimento aplica-se às seguintes entidades:

Operador do Sistema Eléctrico.

Gestor da Rede de Transporte (Operação e Manutenção)

Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores ligados à rede de transporte ou que tenham influência directa sobre esta.

Operadores da Rede de Distribuição.

Clientes ligados à Rede de Transporte.

Operador de Mercado.

Empresas proprietárias ou operadoras de instalações particulares sujeitas à gestão do Operador do Sistema.

Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e de Água, IRSEA.

Outros Agentes do Mercado.

Este procedimento afecta as seguintes instalações:

Instalações da Rede de Transporte.

Instalações de produção ligadas directamente à rede de transporte ou com influência directa no funcionamento desta.

Instalações de Distribuição ou de clientes ligados directamente à rede de transporte.

2.4. Critérios de Segurança e de Funcionamento do Sistema

2.4.1. Estados de Funcionamento do Sistema

2.4.1.1. 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 2.4.3.1 e se cumprem os critérios de segurança.

2.4.1.2. 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 2.4.3.1. mas não se cumpre os critérios de segurança.

2.4.1.3. 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.

2.4.1.4. 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 geral), sendo que o principal objectivo é o da reposição ordenada, segura e rápida do serviço.

2.4.2. 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).

2.4.3. Margens das Variáveis de Controlo Operacionais

2.4.3.1. Funcionamento do sistema em estado normal

2.4.3.1.1. Frequência

A frequência do sistema é de 50 Hz ou, alternativamente, outro valor determinado com o objectivo de corrigir a hora síncrona. Considerando que a Rede do SEP é constituída por vários sistemas em ilha, são admitidas variações de $\pm 0,5$ Hz.

2.4.3.1.2. Tensão

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

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	380 kV	420 kV
Nível de 220 kV	209 kV	231 kV
Nível de 150 kV	142,5 kV	157,5 kV
Nível de 110 kV	104,5 kV	115,5 kV
Nível de 60 kV	Tensões nos pontos de entrega serão acordadas entre RNT e as concessionárias da Distribuição, respeitando o previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço, mantendo a margem de variação no intervalo de ± 5 %, face à tensão nominal.	

Após a contingência, a tensão poderá variar para níveis inferiores aos da tabela anterior, desde que se mantenham as condições de estabilidade para o restante sistema.

2.4.3.1.3. 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.

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

2.4.3.7.4. Reserva de regulação de potência activa

No ponto 2.7 deste Manual estabelecem-se os requisitos de reserva de regulação primária, secundária e terciária.

2.4.3.7.5. 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 sem que se superem os limites estabelecidos no dito ponto para as tensões nos nós.

2.4.3.7.6. 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.

Para a programação de trabalhos que impliquem a indisponibilidade de uma destas linhas, dever-se-á avaliar o risco de falha, 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 duma 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 Manual 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 Manual para as variáveis de controlo. Para cada plano criado, deverá ser definido um período de vigência. Findo este intervalo de tempo será realizada nova análise decidindo-se sobre o regresso ao Estado Normal de operação (com os respectivos limites das variáveis de controlo) ou sobre prorrogação do período de vigência do plano.

2.4.4. Medidas extraordinárias de segurança

O Operador 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 2.4.3.

2.5. Estabelecimento dos Níveis de Carga Admissíveis

O Operador da Rede de Transporte e as entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT aplicarão os critérios que a seguir se referem para estabelecer os níveis de carga admissíveis nas linhas e transformadores de que seja proprietário.

2.5.1. Limites Térmicos

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

As entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da Rede Nacional de Transporte 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 angolano:

Límite Térmico Sazonal	Período
Cacimbo	Junho, Julho, Agosto
Verão	Outubro a Abril

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 Operador 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.

2.5.2. 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.

2.5.2.1. 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.

2.5.2.2. 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.

2.5.2.3. 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.

2.5.3. 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.

2.6. Condições de Entrega de Energia nos Pontos de Fronteira da Rede de Transporte

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

Adicionalmente ao exposto neste Manual, deverão cumprir-se as condições específicas que se estabelecem no Regulamento da Qualidade de Serviço, no Regulamento do Despacho, no Regulamento de Acesso às Rede e às Interligações e na restante regulamentação aplicável à qualidade de serviço.

Relativamente às variações de frequência e tensão nos nós de fronteira da rede de transporte, será aplicado o estabelecido na secção 2.4.3, considerando o que se refere de seguida.

2.6.1. Interrupções do Fornecimento e Qualidade da Onda de Tensão

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

2.7. Reservas para a Regulação Frequência/Potência

O Operador do Sistema fixará para o sistema eléctrico nacional os níveis de reserva de regulação necessários para fazer frente aos desequilíbrios entre geração e demanda real, de acordo com o plano de necessidades de serviços de sistema, previamente aprovado pelo IRSE.

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 Manual para as reservas de regulação 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.

2.7.1. Reserva de Regulação Primária

O Operador do Sistema determinará e publicará em cada ano as necessidades de reserva de regulação primária para a gestão do sistema eléctrico, respeitando os seguintes critérios:

O desvio de frequência em regime transitório será inferior a 0.5 Hz, não sendo activados os primeiros escalões de deslastre de carga por frequência.

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.

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

Antes de 15 segundos

2.7.2. Reserva de Regulação Secundária

A reserva que se deve manter em Regulação secundária no Sistema Eléctrico Nacional, será determinada pelo Operador do Sistema para cada período de programação, em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores em serviço.

O início da actuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 15 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.

2.7.3. Reserva de Regulação Terciária

2.7.3.1. Reserva mínima de regulação terciária

A reserva mínima de regulação terciária em cada período de programação será estabelecida pelo Operador 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.

2.7.3.2. Reserva adicional de regulação terciária

Além das reservas de regulação primária, secundária e terciária que se estabelecem neste Manual, 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, supere em mais de 2%, o consumo horário considerado na elaboração da programação diária.

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.

2.8. Estabelecimento dos Planos de Contingência de Rede

O Operador do Sistema deverá, com a colaboração dos proprietários das instalações afectadas, estabelecer e pôr à disposição de todos os agentes os planos de contingência de rede, 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.

2.8.1. 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 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 restabelecerem o sistema ao estado normal de funcionamento.

As acções preventivas necessárias aos casos em que as repercussões possam ser graves para o sistema e em que as possíveis acções correctivas pós-contingência não tenham efeito, em tempo útil, na operação (no caso de, por exemplo, ser necessário ligar um novo grupo na mesma zona).

2.8.1.1. Planos de Teledisparo de Geradores

O Operador 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.

2.8.2. 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 restabelecer o sistema ao estado normal de operação no menor tempo possível. Consequentemente, só se consideram os planos de acções correctoras pós-continência 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.

2.8.2.1. Deslastre automático de cargas

O Operador do Sistema, considerando as propostas realizadas pelos operadores das redes de distribuição, proporá para aprovação do IRSEA, 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 local com o objectivo de melhorar a sua eficiência.

Os Planos de Deslastre Automático de Cargas estabelecerão um deslastre escalonado um conjuntos de cargas não críticas e 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 Rede Nacional de Transporte, deverão instalar relés de frequência cuja actuação se ajuste aos critérios gerais que se indicam neste Manual 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 Operador 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 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 47 Hz, durante um tempo igual ou superior a 5 segundos.

O Operador 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 mais deslastres para eliminar de forma expedita sobrecargas pontuais na rede de transporte, por existir risco iminente para a continuidade do abastecimento.

2.8.2.2. 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 Operador do Sistema dará instruções para que as empresas de distribuição procedam ao deslastre indicado.

Os deslastres selectivos de carga poderão ser efectuados directamente pelo Operador 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 Operador do Sistema.

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 RNT 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.

2.8.2.2.1. Limiar de Deslastre

O Operador 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 %.

Tensão, em regime estacionário, inferiores a 380 kV, 209 kV, 142,5 kV e 104,5 kV, para os níveis de tensão de 400, 220, 150 kV e 110 kV respectivamente.

Tensões, em regime estacionário, inferiores a 5% face ao nível de tensão nominal, conforme o acordo referido na tabela no n.º 2.4.3.1.2 para o nível de tensão de 60kV, com a capacidade de regulação em carga dos transformadores esgotados.

Frequência em regime estacionário inferior a 49.4 Hz.

Sobrecargas permanentes nos transformadores superiores a 10 % durante o Verão (Outubro à Abril, ambos inclusive), a 20 % no Cacimbo (Junho à Setembro, ambos inclusive) e a 15 % nos restantes meses.

Situações de emergência de cobertura.

2.8.2.2.2. Cargas afectadas pelo deslastre

O Operador 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 Operador 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 Rede de Distribuição será considerado 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 afectar serviços essenciais e a repetição dos deslastes sobre um mesmo cliente ou conjunto de clientes.

Com esse objectivo, caso seja necessário, será aplicado um critério de deslastre rotativo dos clientes. Os deslastes 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 públicos.

Se a carga a deslastrar for superior à contemplada nos Planos de Deslastre de Carga, ou o tempo disponível para executar os deslastes 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 deslastes com as instruções emitidas pelo Operador do Sistema.

2.8.2.2.3. Comunicação da instrução de deslastre

No caso das situações de deslastre poderem ser previstas antecipadamente, o do Operador 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 deslastes serão executados imediatamente. Neste caso, o Operador do Sistema transmitirá o valor da potência a deslastrar ao Operador da Subestação, 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.

2.8.2.2.4. Relatório do deslastre

As empresas de distribuição confirmarão ao Operador do Sistema a execução dos deslastes de carga.

As empresas de distribuição deverão apresentar um relatório de Deslastre de carga contendo todos os dados referentes a carga deslastrada, tais como o tipo de carga, localização da carga, potência total deslastrada, hora e o motivo pelo qual foi implementado o deslastre manual ou actuou o deslastre automático de carga ao Operador do Sistema com o conhecimento do IRSEA.

2.8.2.2.5. Normalização do fornecimento

Quando a tensão nos nós 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 Operador 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, salvo em situações de indisponibilidade de potência das centrais de geração de energia eléctrica, devido a um defeito.

2.8.2.2.6. Confirmação da normalização do fornecimento

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

2.8.3. Planos de Reposição do Serviço

Os Planos de Reposição do Serviço têm como objectivo restabelecer o sistema eléctrico ao estado normal de operação, depois de perturbações 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 do Operador do Sistema.

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 uma perturbação local ou nacional, os centros de controlo/manobra de produção, distribuição e transporte efectuarão a reposição do serviço coordenados pelo Operador 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 Operador do Sistema o considere oportuno, utilizando para o efeito o simulador de treino.

3. Verificação da Garantia do Abastecimento e Segurança de Operação no Curto e Médio Prazos

3.1. 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.

3.2. Âmbito de Aplicação

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

3.3. 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 Angola.

3.4. Previsão de Consumo

O Operador do Sistema (OS) 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).

3.4.1. Previsão Mensal com Horizonte Anual Móvel

O OS 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.

3.4.2. 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 12h, o OS elaborará e publicará uma previsão semanal, relativa aos sete dias seguintes.

3.4.3. Previsão Diária

A previsão diária dirá respeito ao consumo de energia referido à emissão, com discriminação horária. Até às 17h, o OS elaborará e publicará uma previsão do consumo diário, incluindo essa previsão o horizonte temporal das vinte e quatro horas do dia 'd+2'.

3.5. Verificação da Garantia do Abastecimento e Segurança da Operação no Curto e Médio Prazos

3.5.1. Introdução

O OS 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 decisão 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 produção.

A previsão, acompanhada das hipóteses que serviram para a sua elaboração, será enviada aos AM, ao OM, ao IRSEA e à Direcção Nacional de Energia Eléctrica.

3.5.2. Análise de Segurança

O OS 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 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 aflúencias 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.

3.5.3. Metodologia do Estudo

Para a realização dos estudos de previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médios 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 afluências 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 Manual.

As existências de combustíveis como o gasóleo e jet B serão disponibilizadas pelos AM no início de cada período de estudo.

O plano de manutenção dos geradores será elaborado pelo OM e OS, 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.

3.5.4. Informação Necessária

3.5.4.1. Centrais a gás natural, gasóleo e jet B

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

Existências de combustíveis (gás, gasóleo e jet B)

Variações previstas na disponibilidade dos geradores.

3.5.4.2. Centrais hidroeléctricas

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

Diariamente, os valores verificados de:

Afluências 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.

Caudais ecológicos obrigatórios.

3.5.5. Níveis de Segurança

3.5.5.1. 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.

3.5.5.2. Albufeiras

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

3.6. Coordenação da Manutenção das Unidades de Produção

O Operador do Sistema (OS) 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.

3.6.1. 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 OS, para incorporação desta informação nos estudos de garantia de abastecimento dos consumos e segurança da operação no curto e médio prazo, 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 Manual comunicarão ao OS 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 OS, 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 OS 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.

3.6.2. Informação Difundida Pelo Operador de Sistema

No primeiro dia útil de cada mês, o OS, 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 ao OM e ao IRSEA.

A informação elaborada pelo OS 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.

3.6.3. 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 OS, segundo o que se especifica no número anterior, deverão ser comunicadas ao OS, para que este proceda à sua valida-

ção (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 OS 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 OS 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.

4. Programação da Exploração

4.1. Objectivo

O objectivo deste procedimento é estabelecer o processo de programação diária da exploração, de forma a garantir a cobertura do consumo e a segurança do sistema. Refira-se que o horizonte diário deve ser entendido como o período compreendido 00.00 e as 24.00 do dia D.

A Programação inclui os seguintes procedimentos sucessivos:

O Programa Diário Base (PDB) fornecido pelo Operador de Mercado (OM).

O Programa Diário Base de funcionamento (PDBF).

O Programa Diário Viável (PDV).

O Programa Previsional de Reserva (PPR).

Os Programas Horários Finais (PHF).

4.2. Definições

4.2.1. Programa Diário Base (PDB)

É o programa com discriminação horária da geração e consumo diário, 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.

4.2.2. Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF)

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

4.2.3. Designação de Reserva de Regulação Secundária

Processo de selecção das ofertas de regulação secundária, realizado pelo OS 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.

4.2.4. Programa Diário Viável (PDV)

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. Contém também as designações efectuadas de reserva de regulação secundária.

4.2.5. Programa Previsional de Reserva (PPR)

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

4.2.6. Programa Horário Final (PHF)

É a programação estabelecida com detalhe para cada hora das energias médias a produzir pelos diversos grupos geradores, os valores de reserva secundária e terciária exigidos após resolvidas as restrições técnicas identificadas e efectuado o posterior reequilíbrio entre geração e consumo.

4.2.7. Desvios de 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.

4.3. Programação Prévia

4.3.1. Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF)

O OS receberá do OM, antes das 10.00 horas de cada dia, o programa diário base (PDB) correspondente ao dia seguinte e a ordem de mérito das ofertas de venda e aquisição de energia apresentadas no mercado.

Com base na Ordem de Mérito, no Programa Diário Base, o Programa de Contratação nas Interligações e nos Contratos Bilaterais Físicos entre Agentes de Mercado, o OS deve agregar as estimativas para a procura (e curvas de carga) nos diversos pontos de entrega e a capacidade de produção dos vários produtores.

Os produtores que exploram centrais térmicas devem também enviar dados relativos aos níveis dos stocks de combustíveis sólidos e/ou líquidos e os produtores que exploram centrais hídricas devem também de enviar dados relativos aos níveis das albufeiras e afluências médias diárias.

O Programa Diário Base de Funcionamento para o Dia D, deverá estar concluído até às 12h do dia D-1.

4.3.2. Validação Técnica da Programação (VTP)

O OS, após estabelecer o Programa Diário Base de Funcionamento deverá fazer uma Validação Técnica da Programação (VTP). Nesta validação Técnica deverão ser tomadas em consideração as restrições de capacidade de transformação e transporte de energia produzida (e necessária para satisfação das necessidades de procura), assim como outras indisponibilidades nos activos não previstas anteriormente.

O OS deverá simular diversos cenários de operação e 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.

4.3.3. Programa Diário Viável (PDV)

Após Validação Técnica da Programação, o Operador de Sistema deverá elaborar o Programa diário Viável, incorporando as restrições identificadas e discriminando para cada hora, a energia total e a energia eléctrica média a produzir pelos diversos grupos geradores ou centrais. O Programa pode ser alterado sempre que ocorram situações imprevisíveis aos pressupostos que serviram de base à sua elaboração.

O Programa Diário Viável para o dia D deverá estar concluído e comunicado aos Agentes até às 18h do Dia D-1.

4.3.4. Programa Previsional de Reserva (PPR)

Após terminado o Programa Diário Viável, o Operador de Sistema deverá estabelecer um Programa Previsional de Reserva secundária e terciária, simulando a mobilização ou desmobilização de geração, de forma a assegurar a cobertura do consumo do sistema eléctrico nacional.

O Programa Previsional de Despacho para o Dia D deverá estar concluído até às 20h do Dia D-1.

4.4. Programação em Tempo Real

4.4.1. Programa Horário Final (PHF)

Operador de Sistema é também responsável por elaborar o Programa de Despacho, ou Programa Horário Final (PHF) incorporando ao PDV ajustes à energia anteriormente mobilizada resultantes de correcções às previsões. O Programa Horário Final deve ser comunicado, validado e aceite pelos Agentes do Sector Eléctrico.

O Programa Horário Final deve estar concluído até às 22h do Dia D-1 para entrar em vigor no Dia D a partir das 00h.

4.4.2. Despacho em Tempo Real

Tendo visibilidade sobre o sistema eléctrico, cabe ao Operador do Sistema garantir o equilíbrio em tempo real da oferta e procura de energia eléctrica e abastecimento aos consumidores, através da regulação da produção e da gestão das cargas em tempo real. O OS deve comparar permanentemente as condições efectivas de exploração do sistema com as utilizadas na elaboração do programa de despacho inicial, seguindo, sempre que adequado, os critérios económicos estabelecidos na ordem de mérito.

Estas alterações devem ser registadas. Para tal o Operador de Sistema deve criar o Programa de Despacho Efectuado.

4.4.3. Despacho Efectuado

As alterações efectuadas ao Programa de Despacho devem ser registadas, produzindo-se o Programa de Despacho Efectuado, disponibilizando ao Operador de Mercado as modificações respeitantes ao SEP e na parcela relativa ao encontro de propostas de compra e venda de energia dos agentes de oferta, e que deverá ser levando em conta para o processo de balanços e liquidações.

O Programa de Despacho Efectuado do Dia D deve estar concluído e disponibilizado aos Agentes até às 13 h do Dia D+1.

5. Indisponibilidades da Rede de Transporte

5.1. Objectivo

Este procedimento descreve os fluxos de informação e os acções necessárias 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 local.

Obter um estado de disponibilidade das redes de transporte que garanta a segurança e qualidade no abastecimento dos consumos.

5.2. Âmbito da Aplicação

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

Operador de Sistema

Entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT.

Operadores de redes de distribuição ligadas à rede de transporte, se aplicável.

Clientes directamente ligados à rede de transporte.

Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores directamente ligados à rede de transporte.

5.3. 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.

5.3.1. 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.

5.3.1.1. Recepção e compilação das propostas de indisponibilidades

O OS 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 OS até ao dia 30 de Agosto 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 empresa que solicita os trabalhos.

Os elementos afectados (linha, transformador, barramento, protecções, etc.), indicando o estado de disponibilidade previsto durante os trabalhos.

Uma breve descrição dos trabalhos a realizar e suas implicações.

A duração prevista.

A data desejada para a sua realização.

A margem de mobilidade possível no calendário.

A possibilidade de reposição diária e tempo da mesma.

O tempo de reposição em situação de emergência.

Qualquer outra informação que se julgue oportuna.

Com esta informação e tendo em conta os planos de manutenção programada das unidades de produção, o OS elaborará, antes de 30 de Outubro, 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 OS 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 OS comunicará o Plano Anual de Indisponibilidades a todas as entidades abrangidas por este Manual, depois da devida articulação.

No caso de não ser possível programar os trabalhos nas datas e modos propostos pelos proprietários das instalações, o OS 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.

5.3.2. Plano Semanal de Indisponibilidades

O OS 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 OS, antes das 18 horas da segunda-feira anterior à primeira semana do horizonte de programação, a informação indicada no ponto 5.3.1.1 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 18 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.

5.3.2. 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 excepção 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 OS, 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.

5.3.3. Programação de Curto Prazo

As indisponibilidades que surjam num prazo inferior ao indicado no plano semanal, conforme descrito no ponto 5.3.2, serão tratadas como indisponibilidades de curto prazo, cuja tramitação decorrerá entre as 18 horas de segunda-feira (fim do âmbito semanal) e o dia em que se pretende iniciar os trabalhos.

5.3.3. 1. Características das indisponibilidades geridas no curto prazo

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

Indisponibilidades fortuitas que, por resultarem de avarias, não serão passíveis de negociação por parte do OS.

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.

Indisponibilidades programadas que possam ser antecipadas para um horizonte definido como de curto prazo, no caso de essa antecipação ser favorável para o sistema. De acordo com decisão a tomar pelo OS, as ditas indisponibilidades dever-se-ão iniciar logo que possível.

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 OS.

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.

5.3.3.2. Fluxo de informação

Para efectuar a tramitação das indisponibilidades referidas no ponto 5.3.3.1, as empresas abrangidas por este procedimento, deverão facultar ao OS a seguinte informação:

Causa que justifique o tratamento da indisponibilidade a curto prazo.

Responsável pelos trabalhos.

Elementos afectados (linha, transformador, barramento, protecções, etc.), indicando o estado de disponibilidade durante os trabalhos.

Duração prevista.

Data desejada para a sua realização.

Margem de mobilidade possível na data.

Possibilidade de reposição diária e tempo da mesma.

Tempo de reposição em situação de emergência.

Qualquer outra informação que considere oportuna.

Para os trabalhos descritos no quarto ponto do capítulo 5.3.3.1 não é necessário reenviar a informação semanal. Indicar-se-á unicamente a ocorrência de alteração de condições.

5.4. Análise Diária de Segurança

O OS 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 OS manifestará a sua conformidade ou não à execução das mesmas, de acordo com os critérios de segurança. As indisponibilidades que já tinham sido autorizadas prosseguirão, salvo se o OS, 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 OS comunicará às entidades abrangidas por este documento a sua decisão, o mais rapidamente possível, após análise da sua repercussão na segurança dos sistemas.

6. Gestão dos Serviços de Sistema

6.1. Objectivo

O objectivo deste procedimento é identificar e estabelecer requisitos para os serviços de sistema, obrigatórios e complementares, a disponibilizar pelos agentes do sistema eléctrico ao Operador de Sistema conforme estabelecido pelos planos de necessidade de serviços de sistema e respectivos mecanismos de contratação.

Segundo o artigo 37.º do Regulamento do Despacho, para que seja possível manter valores aceitáveis de qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica, é necessário considerar serviços de sistema obrigatórios, como a regulação de tensão e de frequência e a manutenção da estabilidade, não sendo passíveis de qualquer remuneração.

Além dos serviços obrigatórios podem ser disponibilizados voluntariamente serviços complementares, como a compensação síncrona/estática, reserva, telerregulação, arranque autónomo ("black start") e telearranque.

6.2. Serviço de Regulação Primária de Frequência

6.2.1. Obrigatoriedade da prestação do serviço

Todos os produtores devem disponibilizar este serviço, instalando e mantendo operacional todo o equipamento necessário para garantir o cumprimento do disposto no ponto 2.7.1. Para permitir uma eficaz actuação do Operador do Sistema durante situações de emergência é necessária

uma constante actualização da informação disponível. O Operador do Sistema será informado telefonicamente, a partir do centro electroprodutor, logo que possível, da acção tomada na sequência de alterações de frequência não transitórias e emitirá a correspondente Instrução de Despacho.

Os produtores assegurarão que as regulações automáticas de frequência se mantenham sempre em serviço com valores de estatismo e insensibilidade adequados devendo estes ser comunicados ao Operador do Sistema.

A actuação dos produtores relativa a alterações de frequência deverá estar de acordo com o descrito nas situações de frequência alta e frequência baixa.

6.2.1.1. Situação de frequência baixa

Os produtores directamente ligados à RNT obrigam-se a sincronizar e dar carga aos Grupos, de forma espontânea, durante qualquer período, relativamente ao qual tenha sido feita uma Declaração de Disponibilidade indicando que esse grupo se encontra disponível, caso a frequência atinja de forma não transitória o valor de 49 Hz, desde que existam condições de arranque e de segurança de pessoas e bens para tal. A acção referida anteriormente terá de ser tomada imediatamente e sem a recepção de Instruções de Despacho. A sincronização manual deverá ser tentada, sempre e logo que possível, se o sincronizador automático falhar.

6.2.1.2. Situação de frequência alta

Se a frequência do sistema subir até, ou acima, de 51 Hz requer-se que os produtores assegurem uma resposta de cada um dos grupos que contribua para conter e corrigir a alta de frequência, reduzindo a carga, automática ou manualmente, de acordo com os gradientes máximos definidos, desde que existam condições de segurança de pessoas e bem para tal. Esta redução deve ser efectuada sem, pré-aviso ao Operador do Sistema e deve ser mantida até que a frequência do sistema volte aos valor normal dos 50 Hz ou seja recebida uma Instrução de Despacho em contrário.

6.2.2. Comunicação de alterações de características

Deverão ser comunicadas ao Operador do Sistema com a necessária brevidade, quaisquer alterações das características dos reguladores primários dos grupos geradores, nomeadamente dos valores do seu estatismo ou da sua insensibilidade. Qualquer avaria, não pontual, da regulação automática da frequência deve ser, de igual modo, comunicada ao Operador do Sistema com a necessária brevidade.

6.2.3. Controlo do cumprimento dos requisitos

Poderão realizar-se ensaios e inspecções técnicas para comprovar das declarações efectuadas relativamente a este serviço.

6.3. Serviço do Controlo de Tensão

6.3.1. Grupos Geradores

6.3.1.1. Prestação do Serviço de Controlo de Tensão pelos Geradores

Este serviço é obrigatoriamente prestado por todos os grupos geradores que se encontrem ligados à rede, não sendo objecto de quaisquer remunerações. Até ao dia 1 de Outubro de cada ano, os Produtores deverão informar o OS sobre a sua capacidade de emissão/absorção de potência reactiva informações essas, que serão válidas para o ano seguinte.

O Produtor assegurará que as regulações automáticas de tensão se mantenham sempre em serviço, a menos que o OS o liberte dessa obrigação relativamente a qualquer um dos grupos e avisará com a maior rapidez possível o OS de qualquer avaria nesse sistema. A aparelhagem de controlo de tensão, sob a forma de controlo manual das tomadas dos transformadores de grupo, deve ser mantida sempre operacional pelo Produtor, em complemento dos reguladores automáticos de tensão do alternador.

Considerando que os valores de potência reactiva dependem do ponto de funcionamento dos geradores, deverá ser fornecido ao OS o respectivo diagrama de círculo ou em alternativa uma tabela como se ilustra de seguida, para a tensão nominal e extremos da gama de tensões:

P [MW]	P ₁	P ₂	P ₃	...	P _n
Q _{gen} [MVAr]	Q _{g1}	Q _{g2}	Q _{g3}	...	Q _{gn}
Q _{abs} [MVAr]	Q _{a1}	Q _{a2}	Q _{a3}	...	Q _{an}

Qualquer alteração, limitação técnica ou avaria nos grupos geradores que afectem a banda máxima de emissão/absorção de potência reactiva deverá ser prontamente comunicada ao OS. De igual forma, também deverá ser prestada informação relativamente a eventuais incrementados da referida capacidade decorrentes de modificações efectuadas nos grupos e respectivos equipamentos.

6.3.1.2. Controlo do cumprimento

O OS estabelece os valores de tensão a manter nos diversos barramentos da RNT onde se encontram ligados os grupos geradores, que, salvo modificações que possam revelar-se necessárias, serão os valores estabelecidos de acordo com o ponto 2.4.3.1.2.

Os grupos geradores deverão manter os valores de tensão estabelecidos, dentro das suas bandas de emissão/absorção de potência reactiva, sendo possível nas situações que o exijam recorrer à sua capacidade máxima.

Nos casos em que os grupos geradores não cumpram sistematicamente os valores constantes nas suas declarações, o OS informará o IRSE sobre a sua situação.

6.3.1.3. Informação complementar a comunicar pelos proprietários dos grupos geradores ligados à Rede Nacional de Transporte

Os proprietários dos grupos geradores ligados à Rede Nacional de Transporte deverão comunicar ao OS as seguintes características do seu equipamento:

Alternador:

Potência activa máxima (MW)

Potência correspondente ao mínimo técnico (MW)

Tensão máxima de produção (kV)

Tensão mínima de produção (kV)

Transformador de grupo:

Tensão nominal do lado da alta tensão (kV)

Tensão nominal do lado da baixa tensão (kV)

Potência nominal (MVA)

N.º de tomadas e escalão de tensão por cada tomada

Tipo de regulação: em vazio ou em carga (manual ou automática)

6.3.7.4. Compensação Síncrona

O controlo de tensão pode ser feito também recorrendo a grupos geradores que possam funcionar como compensadores síncronos. Não sendo este serviço de prestação obrigatória as futuras necessidades deste tipo de serviços de sistema serão satisfeitas recorrendo à metodologia definida nos pontos 6.8 e 6.9.

6.3.2. Compensação Estática

A potência reactiva deve ser produzida tão próximo dos pontos de consumo quanto possível de forma a minimizarem-se as perdas da rede. Assim, existe todo o interesse em propostas que visem o fornecimento de potência reactiva naqueles locais, pelo menos nas horas de carga pesada, mediante a instalação de baterias de condensadores ou outros compensadores estáticos.

O Operador da Rede de Distribuição, bem como os clientes ligados na Média, Alta e Muito Alta Tensão poderão apresentar propostas de compensação estática que serão tratadas de acordo com a metodologia definida nos pontos 6.8 e 6.9.

6.4. Telearranque

O ponto de inserção na rede dos grupos geradores, bem como as suas características (nomeadamente: facilidade, tempo de arranque e potência disponibilizada) poderão tornar interessante o seu telearranque a partir do centro de controlo da RNT, em situações de emergência.

Na sequência da elaboração do Plano de Necessidades de Serviços do sistema eléctrico, o OS identificará as necessidades futuras do SEP relativamente à possibilidade de dispor de telearranque de grupos em determinados pontos críticos das redes.

Os produtores poderão apresentar propostas de telearranque dos seus grupos de acordo com a metodologia definida nos pontos 6.8 e 6.9.

6.5. Arranque Autónomo (“Black Start”)

A reposição do serviço após um apagão geral basear-se-á na criação de redes isoladas de geração/consumo que posteriormente serão sincronizadas. É por isso indispensável existirem grupos com a possibilidade de arrancarem autonomamente (ou seja, sem existir tensão na rede).

O OS na elaboração do Plano de Necessidades de Serviços deverá ter em conta os planos de reposição de serviço para as redes futuras de forma a identificar correctamente as necessidades futuras destes serviços.

Os produtores poderão apresentar propostas de telearranque dos seus grupos de acordo com a metodologia definida nos pontos 6.8 e 6.9.

6.6. Serviço Complementar de Regulação Secundária

A reserva secundária, conforme o descrito no ponto 2.7.2 é necessária ao funcionamento do sistema eléctrico e será assegurada pelas centrais ligadas na Rede Nacional de Transporte.

O crescimento do consumo e a evolução do sistema electroprodutor (grupos de maior potência, desclassificação de grupos, acréscimo de geração renovável e variabilidade associada, etc.) poderão determinar necessidades de reserva não disponível actualmente.

O OS na elaboração do Plano de Necessidades de Serviços deverá ter em conta estes aspectos de forma a identificar correctamente as necessidades futuras destes serviços.

Os produtores poderão apresentar propostas de regulação secundária dos seus grupos de acordo com a metodologia definida nos pontos 6.8 e 6.9.

6.7. Serviço Complementar de Regulação Terciária

6.7.1. Determinação das necessidades de reserva terciária

A reserva terciária, conforme descrito no ponto 2.7.3, necessária para o normal funcionamento do sistema eléctrico será assegurada, à semelhança da secundária, pelas centrais ligadas na Rede Nacional de Transporte.

Para determinar a constituição deste tipo de reserva deverá ter-se em conta os dados seguintes:

Potência máxima e mínimo técnico contractuais dos grupos a mobilizar

Custos de funcionamento no estado de reserva quente

Custos associados à transição de estados “versus” tempo previsto de funcionamento como reserva quente

Nível desejável de segurança do sistema eléctrico e de garantia de abastecimento dos consumos

Sempre que tal se justifique, o OS deverá definir quais os períodos em que irá necessitar de um valor superior de reserva.

6.7.2. Necessidades acrescidas de reserva terciária

No estabelecimento dos valores de reserva terciária para determinados períodos deverá ter-se em consideração o exposto no ponto 2.7.3.2. com o objectivo de garantir a segurança do sistema eléctrico.

Assim sempre que o OS considere, justificadamente, que existe uma elevada probabilidade de perda de geração simultânea significativa o OS poderá estabelecer valores de reserva terciária superior à “Reserva mínima de regulação terciária” descrita no ponto 2.7.3.1.

De igual forma, em outras situações de emergência do sistema eléctrico ou de avaria nos sistemas informáticos empregues na sua gestão em tempo real, o OS poderá tomar as medidas que considerar indispensáveis na utilização da reserva terciária, considerando a segurança do sistema.

A utilização de grupos térmicos a funcionar em regime de reserva quente, para que estes possam ser mobilizados de forma expedita (em comparação com arranques a “frio” ou mesmo a “morno”), constitui um modo possível de se garantir a reserva terciária necessária nas condições descritas.

Estas decisões serão devidamente registadas, podendo ser divulgadas às entidades envolvidas e ao IRSEA, sempre que solicitado.

6.7.3. Necessidades futuras de reserva terciária

À semelhança do mencionado relativamente à reserva secundária, também as futuras necessidades de regulação terciária são condicionadas pelo crescimento do consumo e pela evolução do sistema electroprodutor (grupos de maior potência, desclassificação de grupos, acréscimo de geração renovável e variabilidade associada, etc.) pelo que o OS na

elaboração do Plano de Necessidades de Serviços deverá ter em conta estes aspectos de forma a identificar correctamente as necessidades futuras destes serviços.

Os produtores poderão apresentar propostas de regulação terciária dos seus grupos de acordo com a metodologia definida nos pontos 6.8 e 6.9.

6.8. Plano de Necessidades de Serviços de Sistema

O OS elaborará um Plano de Necessidades de Serviços de Sistema em função de estudos estatísticos indicadores do nível de utilização de serviços de sistema e com base nos resultados de simulações do sistema eléctrico num horizonte de dois anos, que terão em conta os dados disponíveis relativamente:

Elementos da Rede Nacional de Transporte previsivelmente em serviço;

Elementos, previsivelmente em serviço, de outras redes com as quais a Rede Nacional de Transporte se interliga;

Evolução da geração;

Evolução do consumo;

Neste Plano de Necessidades de Serviços de Sistema será especificado claramente:

As prioridades por instalação ou zona de rede

As características consideradas para cada serviço

6.9. Mecanismos de Contratação de Serviços de Sistema

O plano mencionado, após a aprovação do IRSEA, será objecto da adequada divulgação com vista à recepção de propostas de fornecimento dos serviços de sistema requeridos.

Estas poderão ser apresentadas pelos Produtores, Operador da Rede de Distribuição e por Clientes ligados na MT, AT e MAT.

A aceitação das propostas, como resultado de uma análise casuística de custo/benefício associado, implicará a celebração de um contrato bilateral entre a entidade fornecedora e a concessionária da Rede Nacional de Transporte.

No caso dos Produtores, e em alternativa ao contrato bilateral mencionado, poderá incluir-se no Contrato de Aquisição de Energia (CAE) existente o articulado necessário equivalente aos termos de um contrato bilateral que seria celebrado para esse efeito. As propostas recebidas, as propostas aceites e respectivas justificações e os contratos a celebrar serão comunicados ao IRSEA, após o que, caso esta entidade não tenha objecções, serão divulgados de forma semelhante à do plano de serviços de sistema.

7. Operação do Sistema Eléctrico

7.1. Objectivo

O objecto deste procedimento é o estabelecimento de critérios orientadores da actuação do Operador de Sistema (OS), relativamente à operação da rede cuja gestão técnica é responsável pela definição de critérios gerais para o controlo de tensão na rede de transporte. Os procedimentos operacionais serão detalhados no Manual de Operação do Sistema.

7.2. Matérias a Detalhar

Este procedimento deve detalhar as seguintes matérias:

O âmbito geral da actuação do OS 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 em relação à sua segurança.

A operação do sistema relativamente ao controlo da tensão na Rede Nacional de Transporte.

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

7.3. Âmbito de Aplicação

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

Operador de Sistema.

Entidades proprietárias de instalações particulares 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 (AM)

7.4. Responsabilidades

O OS 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 Rede Nacional de Transporte, operadores das redes de distribuição e produtores são responsáveis pela adequada execução das instruções emitidas pelo OS.

7.5. Actuação do OS sobre as Instalações do Sistema de Produção e Transporte

O OS 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 compensadores estáticos, 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 OS relativas à operação dos ditos elementos.

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

7.6. Operação da Rede

7.6.1. 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.

7.6.2. 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 trânsitos 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 OS, 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 OS no período de tempo mais curto possível.

7.6.3. Operação Em Estado De Alerta

Nesta situação todas as manobras na Rede Nacional de Transporte 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 OS 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 potenciais riscos que derivam da ocorrência de determinadas contingências.

Determinação e análise de possíveis medidas correctivas e preventivas.

Aplicação das medidas correctivas e preventivas requeridas.

7.6.3.1. Avaliação dos potenciais riscos

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 da Rede Nacional de Transporte.

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.

7.6.3.2. Determinação e análise das possíveis medidas correctivas e preventivas

Em todos os casos em que uma determinada contingência possa ocasionar um incidente generalizado ou de grande amplitude num sistema o OS 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 sobrecusto no sistema.

7.6.3.3. 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 ocorrerem em circunstâncias especiais que incrementam a probabilidade da ocorrência de outras contingências. Uma vez tomada a decisão de execução das medidas mencionadas, o OS 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 OS essa circunstância com a maior brevidade possível. Perante uma eventualidade deste tipo o OS determinará as alternativas de operação que devem executar.

7.6.4. Operação em Estado de Emergência

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

Nesta situação, o OS 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 sistema voltem ao seu estado normal.

As actuações serão análogas às indicadas no ponto 7.6.3, 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 Rede Nacional de Transporte, o OS dará as instruções necessárias às empresas afectadas e coordenará as suas actuações para conseguir a reposição de serviço de uma forma segura e no menor espaço de tempo possível.

7.6.5. Actuação em Estado de Reposição

O processo de reposição será coordenado e dirigido em todo o momento pelo OS 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 OS atenderá prioritariamente à reposição urgente do fornecimento eléctrico.

No estado de reposição o OS, 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 OS complementá-los ou modificá-los quando as circunstâncias assim o aconselharem.

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.

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 OS 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.

A sala de comando deverá estabelecer os procedimentos operativos para a correcta operação do seu centro de controlo de emergência.

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

7.7. Controlo das Tensões na Rede

Os critérios de operação para o controlo das tensões na Rede Nacional de Transporte encontram-se estabelecidos no ponto 2.

O OS deverá supervisionar em tempo real as tensões nos diferentes nós da rede para 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 2.4. Para isso o OS 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 Rede Nacional de Transporte ou ligados aos enrolamentos terciários dos transformadores pertencentes à mesma.

Ligar/desligar de baterias de condensadores.

Manobras de Linhas da Rede Nacional de Transporte.

Mudança nas tomadas de regulação nos transformadores.

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

7.8. 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 sistema eléctrico se encontra numa situação de emergência no abastecimento dos consumos, quando existe uma violação dos critérios de funcionamento e segurança definidos no ponto 2, 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 o sistema eléctrico 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 OS determinar a sequência temporal da sua aplicação bem como a sua implementação em função das condições de operação efectivamente existentes. Adicionalmente o OS 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 mecanismos de tempo real cuja gestão seja responsável.

7.8.1. Situações de Alerta no Abastecimento dos Consumos a Curto Prazo

Analisar em conjunto com o MINEA 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 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 hídrica para obter a máxima capacidade de produção nas horas de ponta.

Quando exista um nível baixo nas reservas hídricas será preciso programar turbinamento em determinadas albufeiras de forma a garantir-se a existência de cota noutros dependentes daqueles, para que seja possível produzir à máxima potência hidráulica nas horas de maior consumo.

Dar instruções à Empresa de Distribuição para que requeiram aos geradores ligados na sua rede a entrega da sua potência máxima disponível e o acoplamento de todos os meios de compensação de reactiva.

Aplicar a interruptibilidade ao nível nacional ou regional, conforme o caso, aos clientes aderentes a este tipo de tarifa.

7.8.2. Situação de Emergência no Abastecimento dos Consumos

Adoptar as medidas precisas para obter o máximo de operacionalidade nas subestações críticas previamente identificadas pelo OS 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.

Caso exista o risco de colapso de tensão, OS 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 abaiçamento da tensão de entrega na MT com o objectivo de reduzir a carga.

Deslastre selectivo de cargas. Nos termos e condições estabelecidos no ponto 2

7.9. Mecanismo Excepcional de Resolução

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

8. Disposições Finais e Transitórias

8.1. Dúvidas e Omissões

As dúvidas e omissões resultantes da interpretação e aplicação deste Manual serão resolvidas pelo Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e de Água (IRSEA), após ouvidas as entidades a quem os procedimentos do corrente Manual se aplicam.

8.2. Comunicação ao IRSEA

Deverão ser comunicadas ao Instituto Regulador dos Serviços de Electricidade e de Água (IRSEA), a fundamentação e o impacto de todas as decisões tomadas pelas entidades as quais este Manual se aplica, relativas a situações não previstas nos anteriores procedimentos, não previstas na regulamentação vigente, ou resultantes da necessidade de garantia de segurança de fornecimento e da operação do sistema.

8.3. Interlocutores de e com o Operador do Sistema

8.3.1. Língua oficial de comunicação

Considerando o exposto no artigo 22.º do Regulamento do Despacho: “As comunicações para a exploração do sistema devem ser efectuadas exclusivamente em língua Portuguesa, excepto quando o interlocutor não pertença ao Sistema Eléctrico da República de Angola.”

8.3.2. Armazenamento da comunicação

Todas as comunicações telefónicas efectuadas ou recebidas nas salas de comando do Operador do Sistema devem ser objecto de gravação.

As comunicações para a exploração do sistema devem ser objecto de registo em papel, em suporte magnético, em base de dados informática ou sobre qualquer outro suporte acordado entre os interessados, quer pelo Operador do Sistema, quer pelos seus interlocutores, com identificação destes, indicação de hora confirmada e descrição sucinta do conteúdo.

8.3.3. Cadastro dos Interlocutores

Deverá de ser instituído o cadastro e registo de todos os interlocutores de e com o Operador de Sistema.

8.3.4. Formação dos Interlocutores

Para todos os interlocutores deverá ser definido um plano de formação base e contínua cujo cumprimento será condição essencial para o desempenho das funções de interlocutor com Operador do Sistema.

No prazo de 180 dias após a entrada em vigor do Manual de Procedimentos de Operador de Sistema, deverá ser definido e aprovado pelo IRSEA, o plano de formação de interlocutores.

8.3.5. Credenciação dos Interlocutores

Os interlocutores de e com o Operador do Sistema deverão de estar devidamente credenciados mediante licença para a comunicação de e com o Operador do Sistema. A

atribuição destas licenças será responsabilidade do IRSEA e estará condicionada à avaliação de conhecimentos conforme definido no plano de formação de interlocutores.

8.4. Manual de Operação do Sistema

O Manual de Operação do Sistema é a compilação dos procedimentos detalhados de operação do sistema. O OS fará as adequadas revisões desse Manual em função do crescimento e evolução da rede e do relacionamento com os restantes Agentes de Mercado.

O Manual de Operação do Sistema completa o Manual de Procedimentos do Operador de Sistema, MPOS, e como tal deverá ser aprovado pelo IRSEA, ouvido previamente as entidades a quem o MPOS se aplica.

O Presidente do Conselho de Administração, *Luís Mourão Garcês da Silva*.