

ESTUDO PARA  
IDENTIFICAÇÃO DAS  
AMPLIAÇÕES E REFORÇOS  
NA REDE DE TRANSMISSÃO  
– PERÍODO 2010 A 2012

**Rede Básica e**

**Demais Instalações de Transmissão - DIT**

**Fevereiro de 2009**

©2007/ONS  
Todos os direitos reservados.  
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE 2.1-010/2009

**ESTUDO PARA  
IDENTIFICAÇÃO DAS  
AMPLIAÇÕES E REFORÇOS  
NA REDE DE TRANSMISSÃO  
– PERÍODO 2010 A 2012  
Rede Básica e  
Demais Instalações de Transmissão - DIT**

Termo de Referência – PAR 2010-2012

*Grupos Especiais S/MS, SE/CO e N/NE  
Grupos de Interligações Regionais,  
Confiabilidade e Análise de Superação de  
Equipamentos de Alta Tensão*

## Sumário

<b>1. Introdução</b>	<b>5</b>
<b>2. Objetivo</b>	<b>7</b>
<b>3. Forma de Execução</b>	<b>8</b>
<b>4. Cronograma de Atividades</b>	<b>9</b>
<b>5. Descrição Geral do Estudo</b>	<b>10</b>
<b>5.1. Dados e Premissas</b>	<b>10</b>
<b>5.1.1. Período a ser analisado</b>	<b>10</b>
<b>5.1.2. Previsão de Demanda</b>	<b>10</b>
<b>5.1.3. Previsão de Oferta</b>	<b>10</b>
<b>5.1.4. Custos de Referência</b>	<b>11</b>
<b>A estimativa dos investimentos em empreendimentos de transmissão no período do estudo será feita com base nos custos modulares de referência do setor elétrico (conforme documento da Eletrobrás de dezembro/2006), que também servirão de base a outras avaliações econômicas que se façam necessárias.</b>	<b>11</b>
<b>5.1.5. Configuração de Referência</b>	<b>11</b>
<b>5.2. Procedimentos e Critérios para a Rede Básica</b>	<b>12</b>
<b>5.2.1. Diretrizes para as análises de contingência</b>	<b>12</b>
<b>5.2.2. Critérios de Contingências</b>	<b>12</b>
<b>5.2.3. Critérios com Relação aos Níveis de Tensão</b>	<b>13</b>
<b>5.2.4. Critérios para Fator de Potência</b>	<b>14</b>
<b>5.2.5. Critérios de Carregamento de Linhas de Transmissão</b>	<b>15</b>
<b>5.2.6. Critérios de Carregamento de Transformadores</b>	<b>15</b>
<b>5.2.7. Critérios para Estudos em Sistemas de Corrente Contínua</b>	<b>15</b>
<b>5.2.8. Procedimentos e Critérios para os Estudos das Interligações Regionais</b>	<b>16</b>
<b>5.2.9. Procedimentos e Critérios para os Estudos de Confiabilidade</b>	<b>17</b>
<b>5.2.10. Procedimentos e Critérios para os Estudos de Curto-Circuito</b>	<b>18</b>
<b>5.2.11. Procedimentos e Critérios para as Análises de Superação de Equipamentos</b>	<b>18</b>
<b>5.2.12. Procedimentos adicionais para subestações na rede básica conectadas em “tape/derivação/pingo” que atendem Distribuidoras</b>	<b>19</b>
<b>5.2.13. Procedimentos adicionais para linhas de transmissão de circuito duplo</b>	<b>19</b>
<b>5.2.14. Procedimentos para dimensionamento de compensação reativa adicional para evitar desligamentos de circuitos</b>	<b>19</b>

<b>5.2.15. Procedimentos adicionais para determinação dos requisitos de geração térmica por necessidades elétricas</b>	<b>19</b>
<b>5.2.16. Serviços Ancilares</b>	<b>20</b>
<b>5.3. Procedimentos e Critérios adicionais para a transformação na fronteira entre a Rede Básica e a Rede de Distribuição (RBF)</b>	<b>20</b>
<b>5.4. Procedimentos e Critérios para as Demais Instalações de Transmissão (PAR-DIT)</b>	<b>21</b>
<b>5.4.1. Forma de execução dos estudos</b>	<b>21</b>
<b>5.4.2. Critério de contingências</b>	<b>21</b>
<b>5.4.3. Critério de carregamento de linhas de transmissão e de transformadores</b>	<b>21</b>
<b>5.4.4. Critério de tensão</b>	<b>22</b>
<b>5.5. Procedimentos adicionais para tratamento dos reforços previstos na Resolução Normativa nº. 158/2005</b>	<b>22</b>
<b>5.6. Simulação do Desempenho do Sistema</b>	<b>22</b>
<b>5.6.1. Despachos de Geração de Usinas</b>	<b>24</b>
<b>5.6.2. Intercâmbios</b>	<b>24</b>
<b>5.7. Resultados</b>	<b>24</b>
<b>5.7.1. Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - PAR</b>	<b>24</b>
<b>5.7.2. Proposta Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão Não Integrantes da Rede Básica – PAR-DIT</b>	<b>26</b>
<b>5.8. Reuniões dos Grupos Especiais</b>	<b>26</b>
<b>6. Anexo 1 – Cronograma de Atividades</b>	<b>27</b>
<b>7. Anexo 2 – Programa de Geração Previsto para o Horizonte do Estudo</b>	<b>29</b>

## 1. Introdução

No cumprimento de suas responsabilidades legais, o ONS vem desenvolvendo ações no sentido de identificar e propor ao Poder Concedente as ampliações e os reforços na rede básica dos sistemas elétricos interligados, bem como nas Demais Instalações de Transmissão – DIT.

O processo de identificação e proposição das ampliações e reforços na rede básica se dá de forma permanente num ciclo anual, cuja sistemática está consolidada no Módulo 4 – Ampliações e Reforços, dos Procedimentos de Rede vigente.

Como determinado na legislação vigente e no módulo 4 dos Procedimentos de Rede, o ONS encaminhará ao MME, até o último dia do mês de junho de cada ano, o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica e até o último dia do mês de agosto de cada ano, a Proposta de Ampliações e Reforços nas Demais Instalações de Transmissão.

Em cada ciclo anual são realizados estudos das condições gerais de atendimento do sistema. Os estudos visam adequar a cronologia do Plano de Expansão fornecido pelo MME/EPE aos condicionantes determinados pelas solicitações de acesso, ampliações e reforços propostos pelos agentes, bem como às variações nas previsões de mercado não apreciadas pelo planejamento de longo prazo de geração e transmissão. Além disso, procuram eliminar possíveis restrições/estrangulamentos de transmissão observadas na operação em tempo real e nos estudos de planejamento de operação.

Conforme estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL 158/2005, de 23/05/2005, alterada pela Resolução Normativa 242/2007, de 07/12/2007, os reforços para as instalações da rede básica e das demais instalações da transmissão (DIT) são classificadas em 9 diferentes tipos. As referidas resoluções estabelecem também, quais tipos de reforços devem ser encaminhados pelo ONS à ANEEL através do PAR ou do PMIS – Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistêmico. Desta forma, **solicita-se aos agentes participantes** dos processos do PAR e do PMIS que observem estritamente os seguintes processos do ONS para encaminhamento e discussão de suas propostas de reforços, conforme classificadas na REN 158/2005:

1. Propostas de reforços analisadas e encaminhadas a ANEEL através dos processos do PAR :
  - **R-I** – instalação de transformador ou equipamento de compensação reativa com os respectivos Módulos de Manobra, para aumento da capacidade de transmissão ou provimento de potência reativa
  - **R-II** – recapacitação, repotenciação ou reconstrução de LT, para aumento de capacidade operativa (PAR);
  - **R-III** – instalação de equipamentos para adequação ou complementação do Módulo de Manobra ou das Instalações de Infra-Estrutura da SE, em função de alteração da configuração da rede (PAR);
2. Propostas de reforços analisadas nos processos do PAR e encaminhadas a ANEEL através do PMIS:

- **R-IV** – substituição de equipamentos do Módulo de Manobra ou das Instalações de Infra-Estrutura da SE, por superação das respectivas capacidades normatizadas, propostas estas analisadas e consolidadas pelo Grupo de Análise de Superação de Equipamentos (GT-AS)
  - **R-V** – substituição de equipamentos do Módulo de Manobra, para adequação à capacidade de transmissão contratada, observando o disposto no artigo 7º da REN nº 67/2004, de 08/07/2004;
  - **R-VIII** – remanejamento de equipamentos de transmissão para uso em outros pontos da Rede Básica ou das DITs;
  - **R-IX** – implementação de Módulo de Manobra, para conexão de LTs ou transformadores de potência de propriedade dos acessantes.
3. Propostas de reforços analisadas nos processos do PMIS e encaminhadas a ANEEL através do PMIS:
- **R-VI** – instalação de Sistemas Especiais de Proteção – SEP, abrangendo os ECE, os ECS e as proteções de caráter sistêmico;
  - **R-VII** – instalação ou substituição de sistema de oscilografia digital de longa duração;

Em resumo, agentes envolvidos na análise de reforços tipo R-I, R-II, R-III ou R-V, R-VIII e R-IX deverão discutir/encaminhar suas proposições ao ONS através dos processos do PAR. Os agentes que desejem encaminhar sugestões de reforços tipo R-IV, superação de equipamentos, deverão encaminhar proposições ao ONS através do GT-AS. Os agentes envolvidos na análise de reforços tipo R-VI e R-VII deverão discutir/encaminhar suas proposições ao ONS através do PMIS.

## **2. Objetivo**

Estabelecer os condicionantes e o escopo das análises a serem desenvolvidas, no âmbito dos Grupos Especiais das Regiões Sul/Mato Grosso do Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, além dos Grupos de Confiabilidade, Análise de Superação de Equipamentos e Interligações entre Regiões. O objetivo desse estudo é avaliar o desempenho elétrico do sistema interligado brasileiro no período de 2010 a 2012 e identificar a necessidade de ampliações e reforços na rede básica e, em seqüência, nas Demais Instalações de Transmissão – DIT, bem como novas linhas de transmissão e subestações de âmbito próprio de concessionária ou permissionária de distribuição de natureza sistêmica. Posteriormente, esses estudos são consolidados no “Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica” (PAR) e na “Proposta Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede básica” (PAR-DIT).

Através destes documentos, cumprem-se as duas primeiras etapas do procedimento para identificação das ampliações e reforços na rede básica e nas demais instalações de transmissão, conforme estabelecido no Submódulo 4.3 – Metodologia para elaboração das propostas de ampliações e reforços, dos Procedimentos de Rede.

### **3. Forma de Execução**

Os trabalhos serão conduzidos pelo ONS, estando abertos à participação das transmissoras, distribuidoras, geradoras e demais agentes diretamente envolvidos, no âmbito dos Grupos Especiais de Estudo. Pretende-se dessa forma atender as responsabilidades legais do ONS contando com a efetiva participação dos agentes, visando enriquecer os trabalhos e legitimar seus resultados.

Para permitir o tratamento das particularidades do Sistema Elétrico, esses estudos são realizados de forma descentralizada, para as Regiões Sul/Mato Grosso do Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Além desses estudos, que têm por objeto a avaliação do desempenho da rede básica de cada região, são também desenvolvidas análises visando determinar as condições esperadas de operação das interligações entre regiões e avaliar a evolução dos níveis de confiabilidade da transmissão, bem como a análise de superação de equipamentos de alta tensão.

As atividades de simulação previstas nesse documento serão desenvolvidas pelos profissionais do ONS que interagirão diretamente com os agentes quanto aos aspectos a serem analisados.

Quando necessário, será solicitada a participação dos responsáveis pelo planejamento da expansão de longo prazo.

Serão realizadas reuniões de acompanhamento para apresentação e discussão dos resultados do trabalho. Os resultados finais serão consolidados em relatório conclusivo, cuja estrutura será acordada no decorrer do estudo.

Para a elaboração da proposta de ampliações e reforços para as DIT, bem como para as instalações de âmbito próprio de concessionária ou permissionária de distribuição, poderão ser formados grupos de trabalho específicos, com a participação de técnicos do ONS e das transmissoras e distribuidoras diretamente envolvidas.

#### **4. Cronograma de Atividades**

O cronograma de atividades é apresentado no Anexo 1 (item 6), conforme estabelecido no Submódulo 4.2, dos Procedimentos de Rede.

Os seguintes aspectos devem ser destacados:

- ✓ além da reunião inicial de abertura das atividades do PAR, estão previstas, ao longo do trabalho, reuniões intermediárias cujos cronogramas e agendas serão acordados em cada grupo;
- ✓ os casos de trabalho elaborados pelo ONS incorporam os dados solicitados aos agentes. Após a consolidação dessas informações pelo ONS, os mesmos serão disponibilizados aos agentes para validação nos Grupos Especiais: GE's N/NE, SE/CO e S/MS;

## **5. Descrição Geral do Estudo**

### **5.1. Dados e Premissas**

#### **5.1.1. Período a ser analisado**

A análise abrangerá o período de 2010 a 2013 para as avaliações de desempenho de cada um dos subsistemas e das interligações regionais. No entanto, o ONS publicará os resultados de sua análise para o horizonte de 3 anos (2010 a 2012), exceto para a determinação dos limites de transmissão nas interligações regionais para o ano de 2013 como subsídio a elaboração do Planejamento da Operação Energética (PEN).

Adicionalmente as análises do 4º ano subsidiarão a tomada de decisão para a recomendação de obras naqueles casos onde existam dúvidas referentes às necessidades de ampliações e/ou reforços.

#### **5.1.2. Previsão de Demanda**

Nos casos de fluxo de potência de referência serão considerados os valores de carga ativa e reativa, por barramento, para as condições de carga informadas pelos agentes e consolidadas pelo ONS, conforme estabelecido no Submódulo 5.2 (Consolidação da Previsão de Carga para Estudos de Ampliações e Reforços).

Cumprе ressaltar que os valores de previsão de carga não poderão ser alterados no âmbito dos Grupos Especiais. Este processo deverá ser realizado de modo que não haja alterações de previsões de carga pelos agentes durante a fase de realização das simulações da análise do desempenho elétrico, pois isto implicaria na perda da eficácia do processo de consolidação. Caso sejam necessárias alterações nos valores das previsões de carga, após a disponibilização à GAT/ONS, essas deverão ser feitas através das próprias planilhas em que foram enviados os dados para consolidação e remetidas à GMC/ONS. Essa ação visa garantir que a carga utilizada esteja sempre consolidada. Entretanto, alerta-se que a aceitação da inclusão de alterações de carga dependerá do andamento das simulações e análises e do cronograma de elaboração do PAR.

Considerando a situação econômica presente, caso sejam informadas novas previsões de carga com alterações significativas, o ONS irá avaliar a relevância e a oportunidade de efetuar análise de sensibilidade, com enfoque local, para avaliar a indicação de obras (por ex, de reforço na transformação na fronteira da rede básica) e respectiva data de necessidade.

#### **5.1.3. Previsão de Oferta**

O programa de geração de futuras usinas a ser utilizado na elaboração do PAR baseia-se no acompanhamento dos empreendimentos de geração elaborado pelo Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração do Comitê de Monitoramento do Sistema

Elétrico – CMSE/MME. O programa de geração é constituído com base nas seguintes considerações:

- usinas em operação;
- usinas novas com contratos de concessão ou com solicitações de novos acessos já formalizadas junto ao ONS/Agentes;
- usinas integrantes do PROINFA que ainda não entraram em operação;
- transferências contratadas em interligações internacionais;

Adicionalmente será verificada a influência sobre as condições de atendimento e o programa de obras do PAR, de usinas novas (biomassa, térmicas e eólicas) que ainda não firmaram nenhum contato com o ONS, porém contrataram em leilões (A-3 e A-5) a venda de energia relativa a seus empreendimentos.

As datas de entrada em operação das máquinas das usinas são aquelas constantes do acompanhamento do CMSE.

Os dados relativos às unidades geradoras existentes serão informados pelos agentes geradores. Os dados de unidades geradoras futuras serão aqueles fornecidos pelos agentes que já tiverem apresentado solicitação de acesso, ou recebido autorização ou concessão ou contratado a venda de energia em leilões.

O programa de geração a ser considerado na elaboração do Plano de Ampliações e Reforços está apresentado no Anexo 2 (item 0). Esses dados ainda poderão ser atualizados ao longo do estudo em função de novas informações.

#### **5.1.4. Custos de Referência**

A estimativa dos investimentos em empreendimentos de transmissão no período do estudo será feita com base nos custos modulares de referência do setor elétrico (conforme documento da Eletrobrás de dezembro/2006<sup>1</sup>), que também servirão de base a outras avaliações econômicas que se façam necessárias.

#### **5.1.5. Configuração de Referência**

Serão consideradas as instalações existentes, as novas obras da rede básica em andamento, autorizadas ou licitadas, as obras consolidadas no Programa Compatibilizado PAR/PET (ONS/MME/EPE) e os ajustes de cronograma físico informados pelas empresas das obras já equacionadas e consolidadas pelo Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão do Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE/MME. Conforme definido no Submódulo 4.2, aprovado pela ANEEL, os Agentes deverão informar seus cronogramas de obra para um horizonte de 4 anos.

---

<sup>1</sup> “Referência de Custos – LTs e SEs de AT e EAT”, Eletrobrás, dezembro de 2006

Nos casos de trabalho também poderão ser consideradas as soluções propostas em estudos encaminhados ao ONS, a tempo, pela EPE e as solicitações de acesso encaminhadas pelos Agentes ao ONS.

Serão consideradas também as obras nas conexões e demais instalações de transmissão fora da rede básica, bem como obras de responsabilidade de novos agentes a serem integradas à rede básica, objetivando atualizar a rede de simulação, assim como as demais subestações de fronteira DIT/Distribuição representadas atualmente com carga no lado de alta tensão (DIT).

As responsabilidades quanto ao fornecimento dos dados das instalações da rede elétrica para a elaboração do PAR, referentes aos diversos agentes, são descritas nos itens 5.2 (Agentes de Transmissão), 5.3 (Agentes de Distribuição), 5.4 (Agentes de Geração) e 5.5 (Consumidores Livres e Potencialmente Livres), do Submódulo 4.2 (Proposta de Ampliações e Reforços). A descrição e o detalhamento dos dados são apresentados no Submódulo 4.4 (Dados Requeridos para os Estudos de Ampliações e Reforços).

## **5.2. Procedimentos e Critérios para a Rede Básica**

No desenvolvimento dos estudos serão observados os procedimentos, as diretrizes e os critérios descritos nos seguintes Submódulos dos Procedimentos de Rede: 4.2 (Proposta de Ampliações e Reforços), 4.3 (Metodologia para a Elaboração das Propostas de Ampliações e Reforços), 23.2 (Critérios para a Definição das Redes do Sistema Elétrico Interligado) e 23.3 (Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos).

Alguns dos critérios descritos nos Procedimentos de Rede, devido à sua relevância para a realização dos estudos elétricos, são destacados a seguir.

### **5.2.1. Diretrizes para as análises de contingência**

Nas análises de contingências, o desempenho elétrico deve ser verificado no instante imediatamente após a atuação dos tapes dos transformadores com comutação sob carga - que operem no modo automático -, além da atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos.

Deverão ser realizadas, sempre que necessário, análises específicas de contingências para avaliar o desempenho elétrico no instante imediatamente após o desligamento forçado de elemento do sistema. Nesse instante se considera apenas a atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos. Deverão ser indentificadas as áreas/locais onde pode haver corte de cargas - por restrição de tensão, antes da atuação dos LTCs.

### **5.2.2. Critérios de Contingências**

A rede básica, incluindo os transformadores de fronteira, deve ser dimensionada de tal forma que haja transmissão suficiente que garanta o suprimento à totalidade das cargas, em condição normal de operação e para contingência simples de elemento da rede de

simulação, à exceção dos sistemas radiais ainda existentes e de circuito duplo (vide item 5.2.13).

### 5.2.3. Critérios com Relação aos Níveis de Tensão

As simulações serão realizadas buscando-se ajustar as tensões nos barramentos da rede básica dentro dos limites operativos apresentados na Tabela 1 – Níveis de Tensão (fase-fase) em Corrente Alternada, do item 5.3.1 (Níveis de Tensão) do Submódulo 23.3, ajustada de acordo com a Resolução Aneel 505/01, republicada em 16 de janeiro de 2004.

Tabela 1 – Níveis de Tensão (fase-fase) em corrente alternada a 60 Hz [pu]

Tensão nominal de operação	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
≤ 138	—	0,95 a 1,05	—	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

As tensões nas barras de conexão à rede básica podem ser ajustadas para atender as necessidades dos agentes, em condições normais de operação, desde que isso não afete o desempenho do sistema. Nessa condição, se o agente solicitar tensão acima de 1,0 pu e isso implicar em reforços ou ampliações na rede básica, este valor de tensão não será atendido.

Caso a tensão na barra de conexão à rede básica fique abaixo de 1,0 pu serão propostos reforços e ampliações na rede básica, com base nos estudos, para atender o limite mínimo de 1,0 pu, desde que atendida a condição de fator de potência mínimo pelo agente no ponto de conexão, conforme explicitado no item 5.2.4.

Nas simulações de emergências serão aceitas tensões mínimas de 0,95 pu nas barras de conexão à rede básica, de tal forma a atender os padrões estabelecidos no Módulo 2, 0,95 pu nas barras de carga e 0,90 pu nas demais barras da rede de simulação. Em situações especiais esses limites poderão não ser atendidos nas barras de conexão em concordância com os agentes envolvidos.

Em qualquer condição de carga o nível de tensão em qualquer barramento poderá ser inferior aos valores definidos anteriormente, desde que tais barramentos não atendam

diretamente a consumidores e que não sejam pontos de conexão com a rede básica - respeitadas as limitações dos equipamentos.

As variações de tensão provocadas por chaveamento de reatores ou capacitores não deverão exceder a 5% da tensão nominal, obedecidos aos níveis estabelecidos no Módulo 2. Esses limites nas barras de conexão poderão ser ampliados para considerações nos estudos, desde que exista concordância dos agentes envolvidos.

Nos casos em que não houver tempo hábil para implantação de obras, serão explicitadas as conseqüências sobre o desempenho do sistema.

#### **5.2.4. Critérios para Fator de Potência**

Serão considerados os valores de carga reativa resultantes do processo de consolidação de previsão de carga, descrito no Submódulo 5.2 (Consolidação da Previsão de Carga para Estudos de Ampliações e Reforços), dos Procedimentos de Rede.

Nos pontos de conexão à rede básica de Agentes de Distribuição e de Consumidores Livres deve ser assegurado o valor de fator de potência descrito no item 9.3 (Fator de Potência das Instalações) do Submódulo 3.6 e reproduzido na Tabela 2 a seguir, ou outro valor acordado no respectivo Parecer de Acesso.

**Tabela 2 – Fator de Potência Operacional nos pontos de conexão**

<b>Tensão nominal do ponto de conexão</b>	<b>Faixa de fator de potência</b>
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

Conforme estabelecido no CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, **ponto de conexão** é o equipamento ou conjunto de equipamentos que se destinam a estabelecer a conexão elétrica na fronteira entre os sistemas das partes.

Nos pontos de conexão com tensão igual ou superior a 69 kV, admite-se, excepcionalmente, fator de potência indutivo ou capacitivo inferior aos valores estabelecidos na Tabela 2 nas seguintes condições:

- a) não onere a rede básica por meio de reforços necessários à manutenção dos padrões de desempenho estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede;
- b) não comprometa a segurança operativa da rede básica quando da adoção de medidas operativas necessárias à manutenção dos padrões de desempenho estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede;
- c) não comprometa a otimização eletro-energética do sistema interligado;

d) nos casos das alíneas a) e b), não seja inferior a 0,92;

**Ressalta-se que devem ser explicitadas as conseqüências** sobre o desempenho do sistema nos casos em que não houver tempo hábil para implantação de obras, bem como nos casos de demandas com fator de potência fora do valor indicado.

#### **5.2.5. Critérios de Carregamento de Linhas de Transmissão**

Os critérios para definição dos limites de carregamento das linhas de transmissão existentes e futuras, para avaliação do desempenho dos sistemas elétricos, estão descritos no item 5.3.3 (Carregamento de Linha de Transmissão) do Submódulo 23.3. Basicamente, para as linhas existentes, serão considerados os valores informados no CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, calculados com base na metodologia estabelecida na Resolução ANEEL nº 191/2005.

Para linhas futuras serão adotados os limites considerados nos editais de licitação, nos estudos de planejamento de longo prazo, ou na ausência desses, valores típicos com base nas diretrizes da REN nº 191/2005.

Deverão ser relacionados no PAR os elementos terminais que imponham restrições ativas ao carregamento de linhas, para recomendação de ajuste ou substituição, de acordo com a REN nº 191/2005.

#### **5.2.6. Critérios de Carregamento de Transformadores**

Os critérios para definição dos limites de carregamento dos transformadores existentes e futuros, para avaliação do desempenho dos sistemas elétricos, estão descritos no item 5.3.4 (Carregamento de Transformadores) do Submódulo 23.3.

Basicamente, para os transformadores existentes, serão considerados os valores constantes do CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, calculados com base na metodologia estabelecida na Resolução ANEEL nº 191/2005.

Para equipamentos futuros, serão adotados os limites de carregamento considerados nos estudos de planejamento de longo prazo, nos editais de licitação ou na ausência desses, valores com base nas diretrizes da REN nº 191/2005.

Deverão ser relacionados no PAR os componentes e equipamentos que imponham restrições ativas ao carregamento de transformadores, para recomendação de ajuste ou substituição, de acordo com a REN nº 191/2005.

#### **5.2.7. Critérios para Estudos em Sistemas de Corrente Contínua**

Esses critérios estão descritos no item 5.5 (Critérios para Estudos em Sistemas de Corrente Contínua) do Submódulo 23.3.

### **5.2.8. Procedimentos e Critérios para os Estudos das Interligações Regionais**

As análises de desempenho das interligações energéticas entre os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste contemplarão o desempenho das interligações, no horizonte de quatro anos, buscando determinar os limites máximos de intercâmbio entre subsistemas.

O trabalho deverá contemplar estudos de fluxo de potência e estabilidade para diversos cenários de intercâmbios entre os subsistemas e estará a cargo do Grupo de Interligações.

As diretrizes e os critérios para a realização dos estudos de estabilidade estão descritos no item 8 (Diretrizes e Critérios para Estudos de Transitórios Eletromecânicos) do Submódulo 23.3. A seguir são destacados os principais procedimentos adotados nos estudos envolvendo as interligações inter-regionais<sup>2</sup>:

- os estudos deverão ser desenvolvidos para condições de operação em regime permanente e dinâmico, para os patamares de carga pesada, média e leve;
- serão analisadas configurações de rede a ser definida conforme a cronologia de entrada das obras e seu impacto;
- os seguintes cenários energéticos serão analisados:
  - Sul Exportador e Importador
  - Sudeste Exportador
  - Norte Exportador e Importador
  - Nordeste Exportador e Importador
- as grandezas monitoradas serão as seguintes: fluxos de potência ativa nos circuitos das linhas que compõem as interligações, tensões nas principais barras dos sistemas receptores, defasagem angular das principais máquinas;

Os principais produtos desses estudos são:

- análise do desempenho das interligações frente as principais contingências;
- limites de intercâmbios entre subsistemas;
- as máximas exportação e importação dos subsistemas;
- fatores restritivos no estabelecimento dos limites de intercâmbio;
- impacto nos subsistemas enquanto emissores ou receptores de potência, tendo em vista os intercâmbios das interligações.
- Proposição de eventuais antecipações no cronograma de obras de interligação energética

---

<sup>2</sup> ONS, Termo de Referência para os Estudos das Interligações N/NE/SE/S Ciclo 2008-2010, TR-ONS-2.1-009/2006, Rio de Janeiro, outubro 2006.

### **5.2.9. Procedimentos e Critérios para os Estudos de Confiabilidade**

Os critérios para os estudos de confiabilidade que permitem a avaliação dos riscos probabilísticos inerentes ao sistema elétrico estão descritos nos documentos “Procedimentos e Critérios para Análise de Confiabilidade”<sup>3</sup>. A realização destes estudos estará a cargo do Grupo de Confiabilidade.

Em complementação às informações disponíveis nos Procedimentos de Rede, temos:

- as topologias do sistema elétrico a serem tratadas são as mesmas submetidas à análise de regime permanente em condições de rede completa (ausência de contingências) e com todas as restrições operacionais representadas, a saber: limites de carregamento em condições normais e de contingência em linhas e transformadores, limites superiores e inferiores de tapes, limites superiores e inferiores de geração permissível de potência ativa e reativa, limites inferiores e superiores das tensões em barramentos;
- os casos-base para a análise de confiabilidade serão preparados a partir dos casos-base dos estudos de fluxo de potência, previamente depurados de violações operativas (e.g. ausência de sobrecargas, violações de limites de tensão, violações de limites de derivações, violações de limites superiores e inferiores de gerações de potências ativas e reativas);
- na eventual hipótese de presença de violações operativas de quaisquer naturezas nos casos-base de fluxo de potência, as mesmas deverão ser eliminadas de modo adequado, através do algoritmo de pontos interiores utilizado pelo programa NH2. Os recursos admissíveis para a obtenção do caso-base de confiabilidade são: redespacho (alteração, mudança) de potência ativa e reativa, controle remoto de tensão, controle de tapes, relaxamento dos limites de tensão;
- o espaço de estados probabilísticos a ser definido considerará essencialmente a malha de transmissão da rede com os dados reais da malha brasileira. Para transformadores, serão usados os dados estocásticos representativos da função transformação levantados pelo ONS, por nível da tensão mais elevada dos transformadores. As redes de transmissão contempladas para tratamento de incertezas englobarão os níveis de tensão entre 765 kV e 230 kV. Para fins de identificação de influências por níveis de tensão, cada transformador do sistema será associado ao nível de tensão do seu lado de mais alta tensão. Todos os demais elementos da rede serão tratados de forma determinística;
- a modelagem das usinas será realizada de forma individualizada por unidade geradora, com um despacho de geração compatível com aquele especificado no caso-base de fluxo de potência, adotando-se o critério de montagem do parque gerador pela inércia mínima. As usinas térmicas terão o despacho de potência ativa

---

<sup>3</sup> ONS, Procedimentos e Critérios para Análise de Confiabilidade, RE-ONS-2.1-131/2004, V 15.07, Rio de Janeiro, julho 2004.

inflexibilizado. Quando da simulação das contingências, não será permitido a alteração de despacho da potência ativa das usinas. No caso de usinas sem permissão de redespacho de geração serão utilizados os valores de injeção de potência ativa presentes no caso de fluxo de potência;

- para fins de definição do espaço de estados, monitoração de grandezas, cálculo de índices e recursos de controle serão consideradas todas as áreas elétricas originalmente definidas nos casos de fluxo de potência;
- as grandezas monitoradas serão as seguintes: fluxos de potência ativa nos circuitos da rede básica, tensões em barras de carga com cargas, limites de geração;
- no processamento do cálculo de confiabilidade serão avaliadas apenas contingências em circuitos pertencentes à rede básica.

Os principais produtos desses estudos são:

- evolução dos índices globais de severidade, energia não suprida e probabilidade de perda de carga;
- contribuições relativas de cada nível de tensão nos índices globais; e
- identificação de modos de falha dominantes.

#### **5.2.10. Procedimentos e Critérios para os Estudos de Curto-Circuito**

As diretrizes e os critérios para os estudos de curto-circuito estão explicitados no item 6 do Submódulo 23.3, dos Procedimentos de Rede. Este PAR conterá uma avaliação dos valores esperados de curto-circuito obtidos do relatório denominado "Estudos de Curto - Circuito período 2008 - 2011", elaborado conforme detalhamento descrito no Submódulo 11.3 dos Procedimentos de Rede. No documento serão indicados preliminarmente os equipamentos cuja substituição devido à superação por curto-circuito é recomendada.

#### **5.2.11. Procedimentos e Critérios para as Análises de Superação de Equipamentos**

As indicações de substituição de equipamentos deverão constar do Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico – PMIS, conforme estabelecido no Submódulo 4.1 dos Procedimentos de Rede. Segundo o disposto na Resolução Normativa 158/2005 da ANEEL estas indicações são de responsabilidade do ONS e são denominadas de reforços tipo R-IV. As análises que subsidiarão estas indicações serão realizadas de forma cooperativa entre ONS e os Agentes, através do Grupo de Análise de Superação de Equipamentos, bem como do próprio estudo de desempenho do sistema do PAR.

As análises de superação de equipamentos utilizam o relatório de curto-circuito mencionado em 5.2.10 como ponto de partida. Além da corrente de curto-circuito é também analisada a superação por corrente nominal, por assimetria da corrente de curto-circuito, por tensão de restabelecimento transitória para disjuntores e desempenho transitório de TCs. Os critérios e processos para estas análises foram definidos pelo

referido grupo e consolidados em documento específico para este fim<sup>4</sup>. Os equipamentos da rede básica e das DITs cobertos pela análise de superação de equipamentos são: disjuntores, chaves seccionadoras, bobinas de bloqueio, filtro de ondas e transformadores de corrente (TC). Caso os Agentes identifiquem a superação de malha de terra, barramento ou transformadores de aterramento, o relatório de estudos justificando a referida indicação deverá ser encaminhado ao ONS para análise e deliberação.

**5.2.12. Procedimentos adicionais para subestações na rede básica conectadas em “tape/derivação/pingo” que atendem Distribuidoras**

Caso ainda seja necessário, deverá ser avaliada no âmbito dos Grupos Especiais, uma proposta para eliminar as situações na rede básica em que subestações são ligadas a linhas de transmissão por meio de “tape”, tendo por base os indicadores de continuidade da rede básica e os valores preditivos de severidade.

**5.2.13. Procedimentos adicionais para linhas de transmissão de circuito duplo**

No caso de linhas de transmissão de circuito duplo (\*), deve-se adotar como filosofia a análise de perda de apenas um circuito. A saída simultânea de dois circuitos pode ser adotada quando esta saída levar a situações críticas com repercussões sistêmicas e quando houver evidência estatística da sua ocorrência no histórico operativo.

*(\*) Não serão contempladas, nesses procedimentos adicionais, as linhas de transmissão que tenham somente pequenos trechos em circuitos duplos, devido a questões ligadas aos projetos de engenharia, tais como travessias de rios ou entradas em subestações.*

**5.2.14. Procedimentos para dimensionamento de compensação reativa adicional para evitar desligamentos de circuitos**

O montante de compensação reativa shunt adicional deve ser quantificado, também, para permitir o controle adequado de tensões, quando da operação do sistema em situações de carga leve, sem que haja necessidade de desligamentos de circuitos. Essas análises devem contemplar somente as situações especiais, onde as aberturas de linhas podem ser freqüentes e/ou que possam comprometer a confiabilidade e a segurança do SIN.

**5.2.15. Procedimentos adicionais para determinação dos requisitos de geração térmica por necessidades elétricas**

Na determinação dos despachos de usinas térmicas devido a restrições de desempenho elétrico e das obras necessárias para eliminar encargos de serviços de sistema, são

---

<sup>4</sup> Termo de Referência para Análise da Indicação de Reforços devido a Superação de Equipamentos de Alta Tensão – 2010-2012, elaborado pelo GT de Análise de Superação de Equipamentos de AT.

inicialmente avaliadas as condições de desempenho, em condição normal e em contingências, considerando o despacho térmico declarado pelos agentes por inflexibilidade. Caso sejam violados os critérios de desempenho, a usina em análise terá sua geração alterada num montante que permita a eliminação destas restrições.

Nessa análise será tomado como referência o programa de obras estabelecido de acordo com o item 5.1.5. O impacto individual de cada obra (a ser implantada na área de influência da usina) sobre os montantes de despacho térmico será avaliado simulando-se as condições de desempenho com e sem a presença da referida obra.

Caso persista a necessidade de despacho térmico considerando-se todas as obras disponíveis no programa de obras de referência, será apontada a necessidade de solução estrutural para equacionamento do problema.

#### **5.2.16. Serviços Ancilares**

Esse estudo poderá identificar, avaliar e propor a conveniência da operação de unidades geradoras como compensador síncrono, por necessidade sistêmica e de acordo com a regulamentação existente. A entrada em operação do sistema de transmissão das usinas do rio Madeira e/ou de usinas de biomassa nos estados do MS e GO são exemplos que podem ocasionar essa necessidade em algumas usinas do sistema.

#### **5.3. Procedimentos e Critérios adicionais para a transformação na fronteira entre a Rede Básica e a Rede de Distribuição (RBF)**

Uma nova subestação ou a implantação de um novo setor em uma subestação existente na fronteira da rede básica com a rede de distribuição será incluída na análise e contemplada na proposta de ampliações e reforços se:

- tiver sido objeto de licitação, ou
- tiver sido objeto de solicitação formal de acesso, no caso de atender a uma única distribuidora, ou
- se conectar a redes de transmissão (DIT) compartilhadas por mais de uma distribuidora<sup>5</sup>.

No documento do PAR serão apresentados ainda os pontos localizados na fronteira da rede básica com a rede de distribuição, onde sejam identificados baixos valores de fator de potência. Também serão quantificados os montantes de compensação capacitiva na distribuição necessários para ajuste do fator de potência aos valores preconizados no Procedimentos de Rede.

No desenvolvimento dos estudos, os programas de obras informados pelas concessionárias de distribuição serão considerados como referência na indicação de soluções para os problemas identificados na fronteira rede básica – rede de distribuição.

---

<sup>5</sup> Conforme Ofício ANEEL nº 146/2004-SRT, de 21.12.2004

#### **5.4. Procedimentos e Critérios para as Demais Instalações de Transmissão (PAR-DIT)**

Conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 68, de 08 de junho de 2004, o ONS, em sua Proposta Anual de Ampliações e Reforços do Sistema Interligado Nacional, deverá incluir:

- as ampliações e reforços nas Demais Instalações de Transmissão, definidas conforme Resolução Normativa nº 67, de 08 de junho de 2004; e
- as novas linhas de transmissão, subestações e equipamentos de âmbito próprio de concessionária ou permissionária de distribuição, cuja implementação seja necessária para minimizar os custos de expansão e de operação do SIN e promover a utilização racional dos sistemas existentes.

A Resolução Normativa nº 68 estabelece ainda que a concessionária ou permissionária de distribuição deve participar da elaboração da proposta das ampliações e reforços nas DIT.

A Resolução Normativa nº 312, de 6 de maio de 2008 define em seu Art. 4º que os requisitantes do acesso às DIT deverão encaminhar suas solicitações, ao ONS ou a concessionária de transmissão proprietária das instalações e, no inciso II é determinado que o ONS deve emitir o Parecer de Acesso. Por essa razão, para que os novos acessos às DIT só serão considerados se houver a respectiva solicitação de acesso ao ONS.

##### **5.4.1. Forma de execução dos estudos**

Como indicado no item 3, para a elaboração da proposta de ampliações e reforços para as DIT, bem como para as instalações de âmbito próprio de concessionária ou permissionária de distribuição, quando necessário serão formados grupos de trabalho específicos, com a participação de técnicos do ONS e das transmissoras e distribuidoras diretamente envolvidas.

##### **5.4.2. Critério de contingências**

Na avaliação das DIT, serão adotados para o dimensionamento das redes de distribuição onde as DIT estão inseridas os critérios de contingência adotados pela distribuidora responsável pela área de concessão. No caso de instalações compartilhadas entre distribuidoras e instalações de interesse sistêmico, devem ser adotados os critérios que proporcionam maior confiabilidade ao sistema.

##### **5.4.3. Critério de carregamento de linhas de transmissão e de transformadores**

Para as linhas de transmissão e transformadores classificados como DIT, serão utilizados os limites de carregamento informados pelas transmissoras proprietárias das instalações.

Os elementos terminais que limitarem o carregamento de linhas deverão constar do Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico – PMIS, para recomendação de futuro ajuste ou substituição.

#### **5.4.4. Critério de tensão**

Os estudos deverão observar o disposto pela Resolução ANEEL 505/01, republicada em 28 de janeiro de 2005, a qual estabelece os valores adequados para tensão de leitura em pontos de entrega ou conexão de instalações com tensão nominal inferior a 230 kV descritos na Tabela 3.

**Tabela 3 – Níveis de tensão em condição normal (fase-fase) em corrente alternada para DIT**

<b>TENSÃO NOMINAL</b>	<b>TENSÃO MÍNIMA</b>	<b>TENSÃO MÁXIMA</b>
1 kV $\leq$ V < 69 kV	0,93 p.u.	1,05 p.u.
69 kV $\leq$ V < 230 kV	0,95 p.u.	1,05 p.u.

#### **5.5. Procedimentos adicionais para tratamento dos reforços previstos na Resolução Normativa nº. 158/2005**

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 158, de 23 de maio de 2005 e nº 242, de 07 de dezembro de 2006, as seguintes obras e instalações são consideradas reforços associados à expansão da rede de transmissão e, como tal, indicadas no processo do PAR:

- a) instalação de transformador ou equipamento de compensação de potência reativa com os respectivos Módulos de Manobra, para aumento da capacidade de transmissão ou provimento de potência reativa;
- b) recapacitação, repotenciação ou reconstrução de linhas de transmissão, para aumento de capacidade operativa;
- c) instalação de equipamentos para adequação ou complementação do Módulo de Manobra ou das Instalações de Infra-Estrutura da Subestação, em função de alteração da configuração da rede elétrica.

#### **5.6. Simulação do Desempenho do Sistema**

Nas simulações será avaliada a conformidade do desempenho do sistema aos Procedimentos de Rede, destacando-se os seguintes aspectos:

- atendimento em condições normais de operação;

- atendimento em condições de contingências simples e duplas selecionadas conforme o disposto no item 5.2.13;
- geração térmica por necessidades elétricas; e
- restrição de intercâmbios ou de despacho de geração de usinas.

Nestas simulações serão observados os procedimentos estabelecidos no Submódulo 4.3, bem como as diretrizes apresentadas nos itens 5.2 (Diretrizes para Estudos em Sistemas de Corrente Alternada) e 5.4 (Diretrizes para Estudos em Sistemas de Corrente Contínua) do Submódulo 23.3. Deverão ser simuladas as condições operativas do sistema em regime permanente normal e em contingências. Como resultado serão identificadas as datas necessárias para a implantação das ampliações e reforços. As simulações poderão apontar a necessidade de estudos específicos, a serem desenvolvidos em complementação às atividades dos Grupos Especiais.

Serão elaborados casos de fluxo de potência (casos de trabalho) conforme a descrição da Tabela 4:

**Tabela 4 – Casos de trabalho de fluxo de potência para o PAR 2010-2012 – Carga e Configuração de Referência**

Caso / Ano	Inverno 2010	Verão 2010/2011	Inverno 2011	Verão 2011/2012	Inverno 2012	Verão 2012/2013	Inverno 2013
Patamar de Carga	<b>Pes<sup>(1)</sup></b>	Pes <sup>(3)</sup> <b><u>Med<sup>(3)</sup></u></b>	<b><u>Pes<sup>(1)</sup></u></b> <b><u>Med<sup>(2)</sup></u></b> <b><u>Lev<sup>(2)</sup></u></b>	Pes <sup>(3)</sup> <b>Med<sup>(3)</sup></b> <b>Min</b>	<b>Pes<sup>(1)</sup></b> <b><u>Med</u></b> <b><u>Lev</u></b>	Pes <sup>(3)</sup> <b><u>Med<sup>(3)</sup></u></b>	<b><u>Pes<sup>(1)</sup></u></b> <b><u>Med<sup>(2)</sup></u></b> <b><u>Lev<sup>(2)</sup></u></b>

Obs:

- a tabela mostra todos os casos que serão montados (carga e configuração) para o PAR e os casos prioritários (8) para ajustes e simulação das análises dos subsistemas regionais **em negrito**.
- a tabela mostra todos os casos que serão montados (carga e configuração) para o PAR e os casos prioritários (8) para ajustes e simulação dos limites das interligações regionais – **sublinhados**.
- casos alternativos serão elaborados em cada área quando necessários como, por exemplo, casos de sábado para as áreas Minas Gerais/Goias/Mato Grosso.

(1) Configuração de junho (até dia 30) e máxima carga, por empresa, entre abril e setembro.

(2) Configuração de junho (até dia 30) e máxima carga, por empresa, de julho.

(3) Configuração de dezembro (até dia 31) do ano corrente e a maior carga, por empresa, entre janeiro e março do ano seguinte.

### **5.6.1. Despachos de Geração de Usinas**

Para a análise das condições de atendimento regionais serão considerados despachos energéticos de referência que melhor permitam evidenciar as particularidades operativas de cada sistema, levando em conta as seguintes orientações:

- despacho de geração das hidrelétricas de acordo com suas características operativas;
- as centrais geradoras participantes do PROINFA serão despachadas de acordo com o fator de capacidade contratual ou pela energia assegurada informada pela ANEEL;
- para as usinas térmicas serão adotados despachos de geração mínimos contratuais e/ou por restrições de equipamento;
- percentual de reserva girante de 5%;
- indisponibilidades de geração em hidrelétricas de no mínimo 7% para o período de inverno e 5% para o período de verão, sem considerar a usina de Itaipu (50 e 60 Hz);
- observar a coordenação das usinas do São Francisco, respeitando a vazão mínima de 1300 m<sup>3</sup>/s.
- observar o nº mínimo de máquinas da UHE Tucuruí (8 u)
- indisponibilidade da maior máquina do sistema interligado (Angra II).

Os despachos de geração usados nos casos de trabalho deverão retratar o melhor possível as características de cada empreendimento, como a disponibilidade sazonal de verão e inverno.

Adicionalmente serão considerados cenários alternativos que permitam evidenciar restrições ao despacho das usinas térmicas e centrais geradoras eólicas, levando em conta peculiaridades dos sistemas regionais.

### **5.6.2. Intercâmbios**

Os limites de intercâmbio a serem considerados de forma referencial e o elenco de obras associado será extraído das análises das interligações.

Entretanto, os grupos especiais, responsáveis pelos estudos das condições de atendimento regionais, irão estabelecer as condições de intercâmbio e despachos que possam exigir um maior uso da rede de transmissão, baseados nos estudos específicos das interligações entre regiões e cenários operativos mais prováveis.

## **5.7. Resultados**

### **5.7.1. Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - PAR**

Deverão ser destacados, para o período em estudo, os principais aspectos do desempenho nas diversas áreas do sistema, as obras necessárias para que o sistema atenda os padrões de desempenho desejados, as ações recomendadas para sua

implementação, as principais obras para eliminar os encargos de serviços de sistema, bem como os respectivos cronogramas e projeção dos investimentos associados.

Deverão ser indicados os locais para os quais são violados os Procedimentos de Rede, bem como a data a partir da qual esta violação passaria a acontecer. Deverão ser explicitadas as consequências de não se ter em operação, nas datas de necessidade, as ampliações e reforços propostos.

As análises deverão ser consolidadas no Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – PAR, cujo relatório será composto por documentos que enfatizarão os seguintes tópicos a seguir:

- apresentação da proposta de ampliações e reforços na rede básica no horizonte 2012, bem como os reforços para as subestações de fronteira - entre a rede básica e a rede de distribuição - que compõem a chamada rede básica de fronteira e uma síntese da análise da confiabilidade e dos limites de intercâmbio. Os reforços citados são aqueles a serem implementados pelas concessionárias de transmissão responsáveis, mediante autorização específica da ANEEL, conforme § 1º, art. 4º da Resolução Normativa nº 158/2005;
- apresentação dos quantitativos de equipamentos terminais superados a serem implementados pelas concessionárias de transmissão responsáveis, conforme § 2º, art. 4º da Resolução Normativa nº 158/2005. O detalhamento dos equipamentos, segundo diretriz da ANEEL, é apresentado no relatório Plano de Melhoria de Instalações Sistêmicas - PMIS;
- destaque dos principais aspectos do desempenho nas diversas áreas do sistema, abrangendo todo o período analisado. Nesse volume serão listadas as usinas hidrelétricas e o correspondente nº de unidades geradoras recomendadas a operar como compensador síncrono.
- apresentação da evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais;
- apresentação da avaliação da confiabilidade da rede básica;
- premissas e condicionantes dos estudos;
- apresentação dos pareceres técnicos para as instalações ainda sem concessão equacionada pela ANEEL e que ainda não foram encaminhados àquela Agência pelo ONS (dependendo de contato com ANEEL, esse documento poderá ser suprimido a partir desse ciclo do PAR);
- e o Sumário Executivo do PAR.

### **5.7.2. Proposta Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão Não Integrantes da Rede Básica – PAR-DIT**

De acordo com a legislação vigente, o relatório PAR-DIT deve ser encaminhado ao Poder Concedente como proposta para ampliações e reforços nas Demais Instalações de Transmissão – DIT e nas instalações de distribuição de efeito sistêmico. O documento, basicamente, deve conter:

- a) Introdução, com os objetivos do documento e a descrição do contexto institucional de sua elaboração;
- b) programa de obras, com as ampliações e os reforços nas DIT e nas instalações de distribuição de efeito sistêmico necessários para que o sistema atenda as previsões de carga e de oferta, em conformidade com os critérios e padrões de desempenho definidos neste Termo de Referência;
- c) análise de desempenho do sistema, com apresentação das situações operativas em condições normais e em regime de contingência, a explicação de possíveis restrições de transmissão e as justificativas do programa de obras a ser implementado.

### **5.8. Reuniões dos Grupos Especiais**

A seguir é indicada a data da reunião inicial de abertura das atividades do PAR, com a presença dos Agentes, para apresentação e discussão deste Termo de Referência:

**Tabela 5- Reunião inicial dos Grupos Especiais**

<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>REGIÃO</b>	<b>DATA</b>
Reunião inicial de abertura no escritório central do ONS, 2º andar (auditório)	SIN	10.02.2009

Estão previstas reuniões intermediárias para acompanhamento dos estudos, cujos cronogramas serão acertados no âmbito de cada Grupo Especial, durante o desenvolvimento dos trabalhos. As reuniões para apreciação dos casos de trabalho e de análises de áreas específicas poderão ser realizadas separadamente com grupos de Agentes previamente definidos.

## 6. Anexo 1 – Cronograma de Atividades

ATIVIDADES	2008			2009								RESPONSÁVEL	
	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO		
Consolidação de Dados e Informações		Até 15/11											ONS e Agentes
Elaboração e Aprovação do Termo de Referência		Até 15/11											ONS e Agentes
Montagem dos casos de trabalho (configurações e cargas)			Até 15/12										ONS e Agentes
Preparação dos casos para simulação das condições de atendimento regionais				Até 15/01									ONS
Preparação dos casos para simulação de limites de interligação					Até 15/2								ONS
Simulações e análises dos sistemas regionais													Grupos Especiais GEs
Simulações e análises dos estudos de limites de interligações													ONS (parte)
Elaboração do Relatório PAR										Até 15/6			ONS
Disponibilização de Minuta do Relatório do PAR aos Agentes										Até 15/6			ONS e Agentes
Reunião com os Agentes Consolidação de Comentários e Sugestões										Até 30/6			ONS
Aprovação do PAR pela Diretoria do ONS e encaminhamento do PAR ao MME										Até 30/6			ONS
Simulações do PAR-DIT													ONS
Elaboração do Relatório PAR-DIT												Até 15/8	ONS
Apreciação e Aprovação do Relatório do PAR-DIT pelos Agentes												Até 30/8	ONS e Agentes
Apreciação e Aprovação do Relatório do PAR-DIT pela Diretoria ONS e Encaminhamento ao MME												Até 30/8	ONS

Obs: início das simulações dinâmicas em / início dos das simulações do estudo de confiabilidade em

## 7. Anexo 2 – Programa de Geração Previsto para o Horizonte do Estudo

Nesta relação, as datas de entrada em operação das máquinas das usinas são aquelas constantes do acompanhamento realizado pelo Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração do Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE/MME, atualizadas de acordo com reunião de dezembro/2008.

As unidades geradoras constantes dessa relação que não possuem solicitação de acesso (exceto usinas hidrelétricas) deverão ter sua data de entrada em operação confirmada no âmbito deste Grupo.

### UHES EM CONSTRUÇÃO (AINDA SEM VENDA EM LEILÃO)

Usina Hidrelétrica	Sistema	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Barra do Braúna	SE/CO	39,0	UG 1	13,0	nov/09
			UG 2	13,0	nov/09
			UG 3	13,0	dez/09
Barra dos Coqueiros	SE/CO	90,0	UG 1	45,0	abr/10
			UG 2	45,0	jun/10
Caçu	SE/CO	65,0	UG 1	32,5	abr/10
			UG 2	32,5	jun/10
Corumbá III	SE/CO	93,6	UG 1	46,8	mai/09
			UG 2	46,8	jun/09
Salto	SE/CO	108,0	UG 1	54,0	dez/09
			UG 2	54,0	fev/10
Salto do Rio Verdinho	SE/CO	93,0	UG 1	46,5	dez/09
			UG 2	46,5	fev/10
6 Usinas		488,6			

### UHES DO 1º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 16/12/2005

UHes do 1º LEN	Sistema	Situação	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Baguari	SE/CO	EC	140,0	UG 1	35,0	set/09
				UG 2	35,0	dez/09

				UG 3	35,0	fev/10
				UG 4	35,0	abr/10
Batalha	SE/CO	EC	53,6	UG 1	26,8	fev/11
				UG 2	26,8	mar/11
Foz do Rio Claro	SE/CO	EC	67,0	UG 1	33,5	out/09
				UG 2	33,5	dez/09
Retiro Baixo	SE/CO	EC	82,0	UG 1	41,0	jan/10
				UG 2	41,0	fev/10
Simplicio (*)	SE/CO	EC	305,7	UG 1	101,9	dez/10
				UG 2	101,9	fev/11
				UG 3	101,9	abr/11
14 de Julho	S	EC	100,0	UG 1	50,0	dez/08
				UG 2	50,0	fev/09
Passo São João	S	EC	77,0	UG 1	38,5	dez/09
				UG 2	38,5	jan/10
São José	S	EC	51,0	UG 1	25,5	dez/09
				UG 2	25,5	dez/09
8 usinas			876,3			

(\*) Acréscimo de 28,0 MW modelados como geração de pequenas

EC - Usina em fase de construção

NI - Usina com obra não iniciada

UTES DO 2º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 29/06/2006							
UTES do 2º LEN	sistema	Situação	Combustível	Potência Total (MW)	Máquina	(MW) (MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE (MW)
Cisframa	S	(*)	Bagaçõ	4,0	UG 1	4,0	dez/08
Camaçari MI	NE	EC	Óleo	148,0	UG 1	74,0	jan/09
					UG 2	74,0	jan/09
Camaçari PI	NE	EC	Óleo	150,0	UG 1	75,0	jan/09
					UG 2	75,0	jan/09
Pau Ferro I	NE	EC	Diesel	102,6	UG 1	102,6	mar/09
Petrolina	NE	(*)	Óleo	136,0	UG 1	136,0	dez/08
Potiguar	NE	(*)	Diesel	52,8	UG 1	52,8	dez/08
Potiguar III	NE	EC	Diesel	66,0	UG 1	66,0	jan/09
Termomanaus	NE	EC	Diesel	156,2	UG 1	156,2	mar/09
8 usinas				815,6			

(\*) - Usinas não acompanhadas pelo DMSE (já construídas) com data da entrada em operação igual a data da venda no leilão

**PEQUENAS DO 2º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 29/06/2006**

PCHs do 2º LEN	Subsistema	Situação	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Santa Fé	SE/CO	EC	29,0	UG 1 UG 2	14,5 14,5	mai/09 jul/09
Porto das Pedras	SE/CO	EC	14,0	UG 2	14,0	nov/08
Pedra do Garrafão	SE/CO	EC	16,5	UG 1 UG 2 UG 3	5,5 5,5 5,5	abr/09 mai/09 mai/09
Pirapetinga	SE/CO	EC	15,7	UG 1 UG 2 UG 3	5,2 5,2 5,3	jun/09 jul/09 jul/09
Piedade	SE/CO	EC	16,0	UG 1 UG 2	8,0 8,0	jun/09 jul/09
Sao Domingos II	SE/CO	EC	24,3	UG 1 UG 2 UG 3	8,1 8,1 8,1	jan/09 jan/09 jan/09
Barra Escondida	S	EC	2,3	UG 1 UG 2	1,1 1,2	dez/08 dez/08
7 usinas			117,8			

**1º LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS**

PCHs do 1º LFA	Subsistema	Situação	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - MME/EPE
Pampeana	SE/CO	EC	28,0	UG 1 UG 2 UG 3	9,3 9,3 9,4	jan/09 jan/09 fev/09
Varginha	SE/CO	NI	7,0	UG 1 UG 2 UG 3	2,3 2,3 2,4	jan/10 jan/10 jan/10
Arvoredo	S	NI	11,0	UG 1 UG 2 UG 3	3,7 3,7 3,8	jan/10 jan/10 jan/10
Santa Luzia Alto	S	EC	28,5	UG 1 UG 2 UG 3	9,5 9,5 9,5	abr/10 mai/10 jun/10
Pedra Furada	NE	NI	6,5	UG 1 UG 2	3,25 3,25	jul/10 jul/10
5 usinas			81,0			

PCTs do 1º LFA	Subsistema	Situação	Combustível	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - MME/EPE
Ester	SE/CO	EC	Bagaço	30,0	UG 1	30,0	jul/09
Flórida Paulista	SE/CO	NI	Bagaço	40,0	UG 1	40,0	jun/10
Iacanga	SE/CO	EC	Bagaço	12,0	UG 1 UG 2	3,0 9,0	abr/09 abr/09
LD Lagoa da Prata	SE/CO	EC	Bagaço	60,0	UG 1 UG 2	40,0 20,0	dez/08 abr/09
LD Rio Brilhante	SE/CO	EC	Bagaço	90,0	UG 1 UG 2	40,0 50,0	dez/08 abr/09
Pioneiros II	SE/CO	EC	Bagaço	50,0	UG 1	50,0	mar/10
Santa Cruz AB	SE/CO	EC	Bagaço	25,0	UG 2	25,0	jun/09
São João da Boa Vista	SE/CO	EC	Bagaço	70,0	UG 1 UG 2 UG 3	25,0 25,0 20,0	abr/10 abr/10 abr/10
8 usinas				377,0			

**UHES DO 3º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 10/10/2006**

UHES do 3º LEN	Subsistema	Situação	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Dardanelos	SE/CO	EC	261,00	UG 1 UG 2 UG 3 UG 4 UG 5	58,0 58,0 58,0 58,0 29,0	fev/10 abr/10 jun/10 ago/10 out/10
São Salvador	SE/CO	EC	243,20	UG 1 UG 2	121,6 121,6	mar/09 mai/09
Mauá (*)	S	EC	350,00	UG 1 UG 2 UG 3	116,7 116,7 116,6	set/11 dez/11 mar/12
Monjolinho	S	EC	74,00	UG 1 UG 2	37,0 37,0	ago/09 out/09
Salto Pilão	S	EC	182,30	UG 1 UG 2	91,1 91,2	mai/10 jul/10
5 usinas			1.110,50			

(\*) Acréscimo de 11,0 MW modelados como geração de pequenas

**UTES DO 3º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 10/10/2006**

UTES do 3º LEN	Subsistema	Situação	Combustível	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Do Atlântico	SE/CO	EC	Resíduos I	490,0	UG 1 UG 2 UG 3	90,0 90,0 310,0	jan/10 mar/10 mar/10
Palmeiras de Goiás	SE/CO	NI	Diesel	174,3	UG 1	174,3	nov/10
Bahia I	NE	(*)	Óleo	31,6	UG 1	31,6	dez/10
3 usinas				695,9			

(\*) - Usinas não acompanhadas pelo DMSE (por exemplo ex-emergenciais) com data da entrada em operação igual a data da venda no leilão

#### PEQUENAS USINAS DO 3º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 10/10/2006

PCHs do 3º LEN	Subsistema	Situação	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Mauá	S	NI	11,0	UG1 UG2	5,5 5,5	set/11 dez/11
1 usina			11,0			

PCTs do 3º LEN	Subsistema	Situação	Combustível	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Quatá	SE/CO	EC	Bagaço	53,6	UG 1	53,6	abr/09
Usina Bonfim	SE/CO	NI	Bagaço	66,0	UG 1 UG 2	33,0 33,0	abr/11 abr/11
Ferrari	SE/CO	EC	Bagaço	41,0	UG 1 UG 2	35,0 6,0	mai/09 mai/09
Boa Vista	SE/CO	EC	Bagaço	40,0	UG 2	40,0	mai/10
Baia Formosa	NE	NI	Bagaço	32,0	UG 1 UG 2	20,0 12,0	ago/10 set/10
5 usinas				232,6			

#### UTES DO 4º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 26/07/2007

UTES do 4º LEN	Subsistema	Situação	Combustível	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - MME/EPE
Viana	SE/CO	EC	Óleo	170,8	UG 1	170,80	dez/09
Campina Grande	NE	EC	Óleo	169,1	UG 1	169,10	dez/09
Global I	NE	NI	Óleo	140,0	UG 1	140,0	dez/09
Global II	NE	NI	Óleo	148,0	UG 1	148,0	dez/09
Itapebi	NE	NI	Óleo	137,6	UG 1	137,6	dez/09

Maracanaú I	NE	EC	Óleo	168,0	UG 1	168,00	dez/09
Monte Pascoal	NE	NI	Óleo	137,6	UG 1	137,6	dez/09
Termocabo	NE	(*)	Óleo	49,7	UG 1	49,7	dez/09
Termonordeste	NE	NI	Óleo	170,8	UG 1	170,80	dez/09
Termoparaíba	NE	NI	Óleo	170,8	UG 1	170,80	dez/09
Nova Olinda	N	NI	Óleo	165,0	UG 1	165,00	dez/09
Tocantinópolis	N	NI	Óleo	165,0	UG 1	165,00	dez/09
12 usinas				1.792,4			

**UHES DO 5º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 16/10/2007**

UHES do 5º LEN	Subsistema	Situação	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Serra do Facão	SE/CO	EC	212,6	UG 1	106,3	out/10
				UG 2	106,3	dez/10
São Domingos	SE/CO	NI	48,0	UG1	16,0	dez/11
				UG2	16,0	dez/11
				UG3	16,0	dez/11
Foz do Chapecó	S	EC	855,0	UG 1	213,7	ago/10
				UG 2	213,7	out/10
				UG 3	213,8	dez/10
				UG 4	213,8	mar/11
Estreito Toc	N	EC	1.087,0	UG 1	135,9	ago/10
				UG 2	135,9	out/10
				UG 3	135,9	dez/10
				UG 4	135,9	fev/11
				UG 5	135,9	abr/11
				UG 6	135,9	jun/11
				UG 7	135,9	set/11
				UG 8	135,7	nov/11
4 usinas			2.202,6			

UTES do 5º LEN	Subsistema	Situação	Combustível	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Santa Cruz N.DI (*)	SE/CO	EC	Gás	200,0	UG 2	200,0	fev/09
Maracanaú II	NE	NI	Óleo	70,0	UG 1	22,5	dez/11
					UG 2	22,5	dez/11
					UG 3	22,5	dez/11
					UG 4	2,5	dez/11

MPX	NE	EC	Carvão	700,0	UG 1 UG 2	350,0 350,0	mai/11 mai/11
SUAPE II	NE	NI	Óleo	355,7	UG 1	355,7	dez/11
Termomaranhão	N	NI	Carvão	350,0	UG 1	350,0	dez/11
5 usinas				1.675,7			

**LEILÃO DA UHE SANTO ANTÔNIO (RIO MADEIRA) DE 10/12/2007**

UHE	sistema	Situação	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Santo Antônio (*)	SE/CO	EC	1503,6	UG 1	71,6	abr/12
				UG 2	71,6	abr/12
				UG 3	71,6	jun/12
				UG 4	71,6	jun/12
				UG 5	71,6	ago/12
				UG 6	71,6	ago/12
				UG 7	71,6	set/12
				UG 8	71,6	out/12
				UG 9	71,6	nov/12
				UG 10	71,6	dez/12
				UG 11	71,6	Jan/13
				UG 12	71,6	Fev/13
				UG 13	71,6	Mar/13
				UG 14	71,6	Abr/13
				UG 15	71,6	Mai/13
				UG 16	71,6	Jun/13
				UG 17	71,6	Jul/13
				UG 18	71,6	Ago/13
				UG 19	71,6	Set/13
				UG 20	71,6	Out/13
				UG 21	71,6	Nov/13
1 usina			1503,6			

(\*) atualização realizada no dia 07/01/2009

**UTES DO 1º LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA DE 14/08/2008**

UTES do 1º LER	Subsistema	Situação	Combustível	Potência Total (MW)	Data da Entrada em Operação - DMSE
Água Emendada	SE/CO	NI	Bagaço	72,7	dez/09
Alto Taquari	SE/CO	NI	Bagaço	72,7	dez/09
Angélica	SE/CO	NI	Bagaço	32,0	dez/09
Barra Bioenergia	SE/CO	NI	Bagaço	136,0	dez/09
BEVAP - Bioenergética Vale Paracatu	SE/CO	NI	Bagaço	80,0	dez/09
Biopav II	SE/CO	NI	Bagaço	140,0	dez/09
Boa Vista (*)	SE/CO	NI	Bagaço	-	-
Bonfim	SE/CO	NI	Bagaço	45,0	dez/09
Cachoeira Dourada	SE/CO	NI	Bagaço	80,0	dez/09
Caçu I	SE/CO	NI	Bagaço	130,0	dez/09
CBB	SE/CO	NI	Bagaço	18,1	dez/09
Chapadão	SE/CO	NI	Bagaço	187,6	dez/09
Cia Energ. Vale do São Simão	SE/CO	NI	Bagaço	50,0	dez/09
Clealco Queiroz	SE/CO	NI	Bagaço	35,0	dez/08
Cocal II	SE/CO	NI	Bagaço	160,0	dez/08
Conquista do pontal	SE/CO	NI	Bagaço	100,0	dez/09
Costa Rica	SE/CO	NI	Bagaço	72,7	dez/09
Decasa	SE/CO	NI	Bagaço	70,0	dez/09
Destilaria Andrade	SE/CO	NI	Bagaço	33,0	dez/09
Ferrari Expansão	SE/CO	NI	Bagaço	34,5	dez/08
Jataí	SE/CO	NI	Bagaço	105,0	dez/09
Morro Vermelho	SE/CO	NI	Bagaço	72,7	dez/09
Noble Energia	SE/CO	NI	Bagaço	30,0	dez/09
Noroeste Paulista	SE/CO	NI	Bagaço	60,0	dez/09
Porto das Águas	SE/CO	NI	Bagaço	70,0	dez/09
Santa Luzia I	SE/CO	NI	Bagaço	130,0	dez/09
São Fernando	SE/CO	NI	Bagaço	48,0	dez/09
São Luiz (Abengoa Bioenergia)	SE/CO	NI	Bagaço	70,0	dez/09
Tropical Bioenergia 02	SE/CO	NI	Bagaço	85,0	dez/09
Vale do Tijucu	SE/CO	NI	Bagaço	45,0	dez/09
BEN Bioenergia	NE	NI	Capim elefante	30,0	dez/09
31 usinas				2.295,0	

**UTES DO 6º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 17/09/2008**

UTES do 6º LEN	Subsistema	Situação	Combustível	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - MME/EPE
Linhares	SE/CO	NI	GNL	204,0	UG 1	204,0	dez/10
José Alencar	NE	NI	GNL	300,0	UG 1	300,0	dez/10
Camaçari 1	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/10
Catu	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/10
Dias Davila 1	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/10
Dias Davila 2	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/10
Senhor do Bonfim	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/10
Feira de Santana	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/10
Pernambuco IV	NE	NI	Óleo	200,8	UG 1	200,8	dez/10
Santa Rita de Cássia	NE	NI	Óleo	174,6	UG 1	174,6	dez/10
10 usinas				1.935,4			

**UTES DO 6º LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 30/09/2008**

UTES do 6º LEN	Subsistema	Situação	Combustível	Potência Total (MW)	Máquina	(MW)	Data da Entrada em Operação - MME/EPE
Camaçari 2	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/12
Camaçari 3	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/12
Governador Mangabeira	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/12
Santo Antônio de Jesus	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/12
Sapeaçu	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/12
Suape II B	NE	NI	Óleo	350,0	UG 1	350,0	dez/12
Messias	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/12
Nossa Senhora do Socorro	NE	NI	Óleo	176,0	UG 1	176,0	dez/12
Rio Largo	NE	NI	Óleo	176,0	UG 2	176,0	dez/12
Pecém 2	NE	NI	Óleo	350,0	UG 3	350,0	dez/12
Macaíba	NE	NI	Óleo	400,0	UG 4	400,0	dez/12
Pernambuco III	NE	NI	Óleo	200,8	UG 5	200,8	dez/12
Termopower V	NE	NI	Óleo	200,8	UG 6	200,8	dez/12
Termopower VI	NE	NI	Óleo	200,8	UG 7	200,8	dez/12
Porto Pecém II	NE	NI	Carvão	360,0	UG 8	360,0	dez/12
15 usinas				3.470,4			

Ano: 2013

DATA	EMPRESA	REGIÃO	ESTADO	APROVEITAMENTO	TIPO	RIO	UNIDADE	P (MW)
1/jan/13	NC Energia	S	PR	Baixo Iguaçu	Hidro	Iguaçu	1/3	116,7
1/jan/13	NC Energia	S	PR	Baixo Iguaçu	Hidro	Iguaçu	2/3	116,7
1/jan/13	NC Energia	S	PR	Baixo Iguaçu	Hidro	Iguaçu	3/3	116,7
1/jan/13	SPECTRUM	SE	ES	Cacimbaes	GNL	-	1/1	126,585
1/jan/13	SPECTRUM	SE	ES	Escolha	GNL	-	1/1	337,56
1/jan/13	BENCO	SE	ES	Iconha	Óleo	-	1/1	184
1/jan/13	ELLOBRAS	NE	BA	Camaçari 2	Óleo	-	1/1	176
1/jan/13	ELLOBRAS	NE	BA	Camaçari 3	Óleo	-	1/1	176
1/jan/13	ELLOBRAS	NE	BA	Governador Mangabeira	Óleo	-	1/1	176
1/jan/13	ELLOBRAS	NE	BA	Santo Antônio de Jesus	Óleo	-	1/1	176
1/jan/13	ELLOBRAS	NE	BA	Sapeaçu	Óleo	-	1/1	176
1/jan/13	ELLOBRAS	NE	PE	Suape II B	Óleo	-	1/1	350
1/jan/13	ELLOBRAS	NE	AL	Messias	Óleo	-	1/1	176
1/jan/13	ELLOBRAS	NE	SE	Nossa Senhora do Socorro	Óleo	-	1/1	176
1/jan/13	ELLOBRAS	NE	AL	Rio Largo	Óleo	-	1/1	176
1/jan/13	ELLOCIN	SE	ES	Joinville	GNL	-	1/1	330
1/jan/13	GENPOWER	NE	CE	Pecém 2	Óleo	-	1/1	350
1/jan/13	GENPOWER	SE	ES	João Neiva	GNL	-	1/1	330
1/jan/13	GENPOWER	NE	RN	Macaíba	Óleo	-	1/1	400
1/jan/13	GENPOWER	SE	ES	Nova Venecia 2	Óleo	-	1/1	176
1/jan/13	A&G ENERGIA	NE	PE	Pernambuco III	Óleo	-	1/1	200,79
1/jan/13	A&G ENERGIA	NE	PE	Termopower V	Óleo	-	1/1	200,79
1/jan/13	A&G ENERGIA	NE	PE	Termopower VI	Óleo	-	1/1	200,79
1/jan/13	HEXAGONAL	SE	ES	Cauhyra I	Óleo	-	1/1	148
1/jan/13	MPX	NE	CE	Porto do Pecém II	Carvão	-	1/1	360
1/jan/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	10/44	71,6
1/fev/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	11/44	71,6
1/mar/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	12/44	71,6
1/abr/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	13/44	71,6
1/mai/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	14/44	71,6
1/jun/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	15/44	71,6
1/jul/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	16/44	71,6
1/ago/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	17/44	71,6
1/set/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	18/44	71,6
1/out/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	19/44	71,6
1/nov/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	20/44	71,6
1/dez/13	Santo Antonio	SE	RO	Santo Antonio	Hidro	Madeira	21/44	71,6
1/fev/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	1/44	75
1/fev/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	2/44	75
1/fev/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	3/44	75
1/mar/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	4/44	75
1/abr/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	5/44	75
1/mai/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	6/44	75
1/jun/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	7/44	75
1/jul/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	8/44	75
1/ago/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	9/44	75
1/set/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	10/44	75
1/out/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	11/44	75
1/nov/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	12/44	75
1/dez/13	Energias Renováveis do Brasil	SE	RO	Jirau	Hidro	Madeira	13/44	75

(fonte: PMO de Mar/2009)