



Texto de Discussão do Setor Elétrico n. 59

Despacho de Usinas Térmicas por Critérios Técnicos para Teste

Nivalde J. de Castro

Roberto Brandão

Guilherme Dantas

Paola Dorado

Maria Alice Magalhães

Rio de Janeiro

Maio de 2013

Sumário

1. Sumário executivo.....	3
2. Contextualização e justificativa	6
3. Exame do despacho térmico entre agosto de 2012 e janeiro de 2013	10
4. Revisão internacional sobre despacho para teste e sua remuneração.....	21
4.1 Reino Unido	22
4.2 EUA (Midwest Independent Transmission System Operator - MISO)....	28
4.3 Itália (Terna).....	30
4.4 Peru.....	31
4.5 Equador	33
4.6 Colômbia	33
4.7 Conclusões sobre a experiência internacional	35
5. Conclusão: recomendação de ajustes regulatórios.....	36
6. Referências bibliográficas da pesquisa internacional	37
Anexo	41

Despacho de Usinas Térmicas por Critérios Técnicos para Teste¹

Nivalde de Castro²

Roberto Brandão³

Guilherme Dantas⁴

Paola Dorado⁵

Maria Alice Magalhães⁶

1. Sumário executivo

Este estudo tem como objetivo central examinar a conveniência e relevância de incorporar à regulação brasileira do setor elétrico autorizações específicas para o despacho de geração de usinas termoeletricas para testes. O estudo está baseado em duas fontes de informação:

- (i) Análise empírica do desempenho operacional das termoeletricas brasileiras após o acionamento pleno do parque térmico a partir de outubro de 2012 até janeiro de 2013; e,
- (ii) Revisão bibliográfica e exame crítico da regulação dos despachos de UTE para testes existentes em países selecionados.

¹ Este texto foi desenvolvido com base em estudo para elaboração de proposta de minuta de Nota Técnica para a ANEEL.

² Professor do Instituto de Economia e coordenador do GESEL-grupo de estudos do Setor Elétrico – da UFRJ

³ Pesquisador Sênior do GESEL - UFRJ

⁴ Pesquisador Sênior do GESEL - UFRJ

⁵ Mestranda do PPED - Programa de Pós Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia – UFRJ. Pesquisadora do GESEL-UFRJ

⁶ Pesquisadora do GESEL-UFRJ

As termoeletricas que utilizam combustíveis fósseis apresentaram no Brasil, em período recente uma série de problemas de diferentes ordens e magnitudes. Uma compilação e análise empírica dos dados diários de despacho e geração verificada em cada usina, tendo como fonte primária o IPDO - Informativo Preliminar Diário da Operação - do ONS, demonstrou que as térmicas a óleo combustível e diesel despachadas a partir da segunda quinzena de outubro de 2012 até o final de janeiro de 2013, geraram em média 13,4% abaixo do programado entre o início do despacho. Como o ONS nem sempre programa a geração à plena potência (por exemplo, é programada uma geração menor quando o agente informa que há equipamentos fora de serviço ou quando não há como alocar a energia em carga leve) a indisponibilidade destas usinas com relação à potência instalada é ainda maior. Isolou-se um grupo de dezoito usinas com capacidade instalada total um pouco superior a 2 mil MW que teve em média uma geração 19,2% abaixo da geração programada no período por razões internas às usinas: rendimento dos equipamentos, indisponibilidades forçadas ou problemas de abastecimento de combustíveis. O desempenho desse grupo de usinas foi pior nos primeiros dias de despacho em outubro de 2012, geração 31,7% abaixo do programado, tendo melhorado ao longo do tempo, chegando em janeiro de 2013 a uma geração 12,6% abaixo do programado.

A análise da experiência internacional demonstrou que em inúmeros países há uma rotina de testes para equipamentos com baixa frequência esperada de despacho, como é o caso específico do setor elétrico brasileiro. Esta rotina de testes busca assegurar e garantir que os equipamentos funcionem de acordo com o esperado, evitando-se um mal maior: somente se descubre que a disponibilidade dos equipamentos não será atendida justamente no momento em que o sistema elétrico mais necessita desta oferta.

O exemplo britânico é muito interessante e está entre os mais consistentes analisados do âmbito do presente estudo, sintetizados em seguida.

Nos procedimentos de rede da *National Grid* estão definidas rotinas de testes para todos os tipos de geração de reserva contratada, tanto para a reserva girante, quanto para grupos geradores usados na recomposição do sistema após uma perturbação em que muitas usinas perdem acesso à energia da rede. Há testes tanto para aceitar os serviços de uma nova usina como para assegurar que os serviços de um agente contratado podem ser prestados conforme as especificações, permitindo até rescindir contratos em caso do problema não ser solucionado.

A lógica e base regulatória e operacional brasileira é distinta e muito generalista. O gerador térmico declara um nível máximo de indisponibilidade da usina e arca com o risco de sofrer penalizações no caso de não conseguir honrar com o prometido. Pela experiência recente esta estratégia regulatória não parece bem sucedida na medida em que não foi eficaz em induzir um nível adequado de disponibilidade entre as termoeletricas com altos custos variáveis. Por outro lado, os testes que hoje estão previstos nos contratos buscam aferir se a UTE é capaz de gerar à capacidade declarada por curtos períodos, como é comum em outros países. Não há, porém, previsão para testes regulares de duração prolongada, que seriam mais aderentes ao tipo de uso que as térmicas têm no sistema brasileiro.

Frente a esta constatação é pertinente e importante examinar uma proposta de alteração regulatória na seguinte direção:

Introdução de despachos de teste de desempenho de termoeletricas com duração prolongada de pelo menos alguns dias.

Esta proposta envolve tanto a mudança nas condições de contratação de novos agentes como, o que é mais sensível, a alteração de direitos e obrigações de agentes já contratados. Com respeito a estes últimos, a introdução de uma rotina de testes representa um custo não previsto originalmente.

Neste caso o ressarcimento pelo consumidor dos gastos de combustíveis usados em despachos para testes pode ser compensado computando a energia gerada em testes de desempenho como geração fora da ordem de mérito em favor do consumidor, em termos próximos com os da Resolução Normativa n.º 272 de 2007 da Aneel. Os testes dariam origem a créditos na forma de água estocada em reservatórios e estes créditos poderiam ser utilizados por ocasião de eventuais despachos por qualquer outra razão que não elétrica, aliviando a então o peso da conta para o consumidor. Desta forma, e segundo esta sugestão, o ONS poderia programar testes de desempenho para épocas em que haja boa probabilidade de uso de geração com custos variáveis elevados. Quando do acionamento efetivo das usinas, os custos incorridos com o despacho seriam ressarcidos ao consumidor.

2. Contextualização e justificativa

A participação das centrais térmicas utilizando combustíveis fósseis na matriz de geração brasileira é um fenômeno recente. Até fins do Século XX, o sistema interligado brasileiro era essencialmente hidroelétrico com pequena participação de geração termonuclear e muito poucas térmicas a carvão, óleo e gás. A expansão da geração térmica ocorreu, sobretudo, a partir da crise de oferta de 2001, sofrendo forte aceleração a partir dos leilões de energia nova de 2007 e 2008, quando se abriu uma janela de oportunidades em função da carência conjuntural na oferta de projetos de outras fontes nestes leilões para entrega em 3 e 5 anos.

É importante enfatizar que as características operativas do sistema elétrico brasileiro resultam em um padrão de operação de centrais térmicas movidas a combustíveis fósseis *sui generis* e praticamente único em termos internacionais. Com exceção das usinas termonucleares e das termoelétricas contratadas

prevendo uma geração mínima (inflexibilidade), as usinas termoelétricas no Brasil têm previsão de baixa frequência de despacho⁷.

A maior parte do parque termoelétrico brasileiro fica completamente parada por meses sempre que a situação hidrológica é favorável. Como na média histórica recente a geração hidroelétrica tem sido de 90%, a ociosidade tem prevalecido no parque térmico. O contraste com a realidade internacional é marcante. Na maioria dos países as usinas termoelétricas movidas a carvão ou gás em ciclo combinado não costumam experimentar ociosidade de longa duração. Ao contrário, elas operam na base do sistema, sendo despachadas de forma praticamente contínua. Por outro lado, térmicas que em outros sistemas elétricos são usadas para geração de ponta, com acionamento diário ou pelo menos em boa parte dos dias úteis, tais como usinas a gás em ciclo aberto ou térmicas com motores, no Brasil podem permanecer ociosas por longos períodos, pois não são necessárias em situações de hidrologia normal ou favorável. No Brasil as usinas com tecnologia desenhadas para geração de ponta, portanto projetadas para gerar apenas algumas horas por dia, são contratadas como *backup* de geração de base. No entanto, podem ser acionadas continuamente em períodos de seca prolongada, possivelmente por muitos meses, indo assim contra as suas características técnicas e mesmo contratuais.

Como os fabricantes de equipamentos são em sua maioria grupos internacionais que atendem demandas em escala e âmbito mundial, eles estruturam e otimizam seus produtos para realidades operacionais nitidamente distintas da que se verifica no Brasil. Como os equipamentos e suas rotinas de manutenção não foram estruturadas para a realidade brasileira, é compreensível que ocorram problemas técnicos, decorrentes de uma aclimação imperfeita. Assim, a ociosidade por longos períodos de

⁷ Para uma análise mais detalhada sobre esta questão ver o estudo: Castro, N.; Brandão, R. e Dantas, G. Considerações Sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro publicado pelo GESEL na série Textos de Discussão do Setor Elétrico - TDSE 15 em janeiro de 2010.

plantas térmicas que a qualquer momento podem ser chamadas para uso contínuo bem como operar em temperaturas críticas podem estar na raiz de alguns contratemplos importantes relacionados à operação e manutenção das UTEs no Brasil. Além disso, verifica-se que a disponibilidade das plantas de geração térmica tem uma dependência vital da oferta de combustíveis. Porém o suprimento de combustíveis é encarecido e dificultado pelo padrão errático de uso das usinas térmicas brasileiras. Este tipo de problema tem dois aspectos:

- i. Há necessidade de rentabilizar investimentos em logística de combustíveis (tancagem, dutos, terminais portuários, liquefação de GNL, etc.) tendo uma base de consumo efetivo para geração termoelétrica incerta.
- ii. A estocagem de combustíveis é particularmente problemática, tanto por ser cara em si (representa um capital empatado, seja pelo gerador, seja pelo distribuidor), como devido a questões associadas ao prazo de validade dos estoques.

Frente a estas características particulares, a experiência brasileira recente em termos de disponibilidade de termoelétricas não é das mais positivas. Após ociosidade prolongada, as termoelétricas com baixa frequência esperada de despacho têm encontrado dificuldades para gerar a energia programada pelo ONS.

Pelas regras do modelo do setor elétrico brasileiro, a indisponibilidade de equipamentos por qualquer razão é um risco do empreendedor, que deve arcar com os prejuízos acarretados por indisponibilidades em níveis superiores aos declarados. Estes problemas implicam em custos financeiros associados ao valor da geração frustrada e a penalidades, que incluem a perda de lastro da garantia física (diminuição da quantidade de energia que pode ser vendida em contratos em razão de uma indisponibilidade verificada acima da prevista). Entretanto, a má *performance* recente das termoelétricas parece

indicar que a regulação atual não está sendo eficaz em induzir uma performance adequada destas usinas e tão necessária neste momento de crise hidrológica prolongada.

A indisponibilidade de equipamentos para geração térmica tem sido relativamente elevada, sobretudo após períodos prolongados de ociosidade. Este comportamento aponta para necessidade de estudar a real dimensão do problema, assim como torna pertinente o estudo de eventuais alterações regulatórias que permitam mitigar o problema, tanto para termoelétricas existentes como para novos projetos.

Este estudo está estruturada em 3 seções, além do sumário executivo, contextualização e do anexo que trata dos dados empíricos sobre o despacho programado e realizado de térmicas selecionadas.

Na próxima seção é desenvolvida uma análise comparativa entre o despacho térmico programado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e aquele de fato verificado, com ênfase nos motivos que resultaram na má *performance* operacional de algumas centrais. O horizonte temporal desta análise é o período compreendido entre agosto de 2012 e janeiro de 2013 por ser justamente um momento onde se saiu de uma situação de elevada ociosidade de grande parte do parque térmico para a sua plena e intensa utilização.

Em seguida, é realizada uma revisão da experiência internacional onde se identifica a presença de regulamentações que definem critérios de despacho para testes em países que possuem térmicas com baixa frequência de despacho. Merece ser destacado que este tipo de despacho pode ter ou não uma metodologia de remuneração específica dentro do marco regulatório de outros países. Por fim, a última seção trata da proposição de ajustes regulatórios que permitam, na avaliação dos autores, o equacionamento da questão.

3. Exame do despacho térmico entre agosto de 2012 e janeiro de 2013

A análise dos resultados da operação das usinas termoeletricas em período recente com base no Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO) do ONS fornece importantes elementos e subsídios para medir o desempenho técnico das termoeletricas brasileiras movidas a combustíveis fósseis. Com base nestas evidências empíricas é possível avaliar a conveniência ou não de aperfeiçoar o quadro regulatório com vistas a incentivar e promover uma maior eficiência na operação através de despachos para teste.

O período entre agosto de 2012 e janeiro de 2013 é particularmente interessante para a análise, por se passar de uma situação de uso pouco pronunciado das termoeletricas movidas a combustíveis fósseis (agosto de 2012) para, a partir da segunda quinzena de outubro de 2012, ocorrer um acionamento pleno de todo o parque térmico do SIN. Com todo o parque térmico operando na base do sistema é possível ter informações detalhadas da disponibilidade efetiva dos equipamentos, dos impactos sobre o período de alta ociosidade e de suas causas.

Os dados utilizados para a análise foram compilados a partir do IPDO, publicados diariamente pelo ONS. Neste relatório, entre várias informações relativas à operação, destaca-se, para o âmbito deste estudo, a seção com informações detalhadas usina a usina do despacho programado pelo ONS e da geração verificada. Há também outra seção com as razões apontadas para os desvios entre a geração programada e verificada em cada usina.

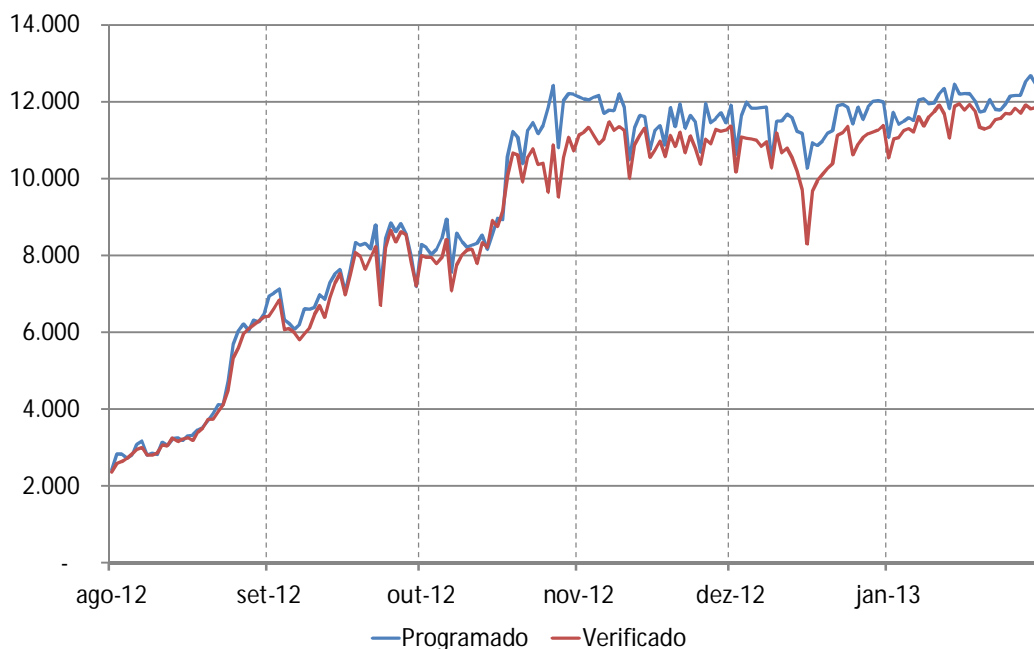
Os dados mais gerais sobre o despacho térmico estão representados no Gráfico 1. Pode-se observar que a geração térmica programada passou de pouco mais de 2 mil MW em início de agosto de 2012 para cerca de 12 mil MW em fins de outubro, tendo permanecido neste nível de produção até o final do período da amostra, em janeiro de 2013.

No início do período estavam em operação basicamente usinas com alta frequência de despacho esperada: as que são contratadas com algum nível de geração inflexível e as que têm custos variáveis unitários muito baixos.⁸

Na sequência, conforme a hidrologia foi se mostrando cada vez mais desfavorável, foram acionadas usinas com geração mais cara: primeiro as usinas a gás e carvão com custos variáveis mais baixos, depois as usinas a gás mais caras e finalmente, já em outubro, as usinas mais caras do parque térmico, movidas a óleo combustível e óleo diesel.

**Gráfico 1 – Geração térmica do SIN programada e verificada:
agosto de 2012 e janeiro de 2013 (*)**

(em MW méd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

(*) Não inclui despachos para testes de equipamentos que ainda não entraram em operação comercial.

⁸ Parte pequena da geração térmica tinha outras motivações, como geração por razões elétricas, sobretudo em Acre e Rondônia, ou geração efetuada por interesse dos agentes, como a exportação de energia para o Uruguai, a geração substituta e a geração fora da ordem de mérito.

A geração verificada ao longo do período foi em média 6,0% menor do que a geração programada. É possível observar no Gráfico 1 que a diferença entre os valores de geração programada e verificada aumentam a partir de outubro, fato que será investigado mais em detalhe posteriormente. Porém, antes de avançar na análise é preciso esclarecer o significado dos dados, em especial entendendo o que quer dizer uma geração verificada menor do que a geração programada.

Do lado do agente as principais razões para gerar abaixo do programado são as seguintes:

- i. Paradas não programadas de equipamentos;
- ii. Menor rendimento dos equipamentos;
- iii. Baixa disponibilidade de combustível; e
- iv. Problemas internos não especificados.

E as causas mais relevantes que ficam fora da responsabilidade dos agentes são:

- i. Comandos da operação em tempo real do ONS, normalmente motivados por restrições na transmissão; e
- ii. Indisponibilidade fortuita de instalações de transmissão que impeçam ou limitem a geração da usina.

A redução da geração por razões que estão sob responsabilidade do agente são as de maior importância analítica para os objetivos do presente estudo, na medida em que se está procurando avaliar a capacidade dos geradores térmicos de responder adequadamente às ordens de despacho do ONS, gerando estritamente dentro das especificações contratadas, sobretudo depois de longos períodos de ociosidade. Cabe frisar e destacar que os resultados da operação reunidos diariamente no IPDO e examinados nesta seção não foram elaborados com a finalidade de medir a disponibilidade dos equipamentos de geração com relação à potência da usina para fins de verificação de lastro físico. Eles são apenas um registro da geração efetiva em relação à geração

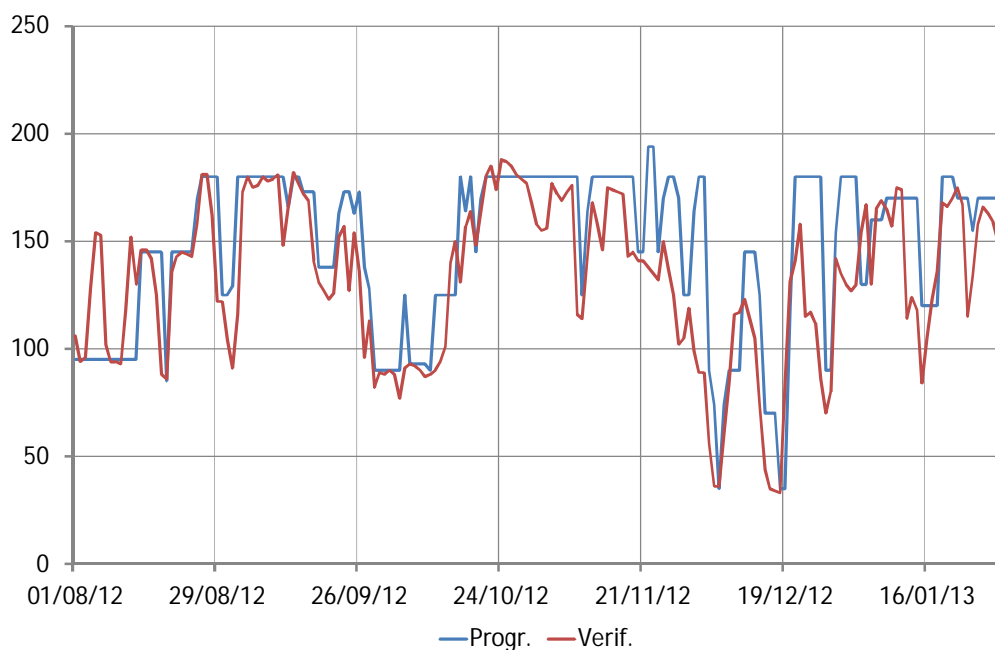
programada pelo operador do sistema. Assim, quando parte dos equipamentos de uma usina ficam indisponíveis, isto conta para efeito de verificação de lastro físico e para a eventual aplicação de penalidades por indisponibilidade acima dos valores declarados. Mas quando o ONS é informado da indisponibilidade de equipamentos de geração, os equipamentos da usina são retirados da programação despachando apenas a energia que a usina declara ser capaz de gerar no momento. Assim, é bem possível que a usina esteja gerando bem abaixo da potência disponível contratada⁹, mas que, sob a ótica do IPDO, os números indiquem que ela gera exatamente o valor despachado.

Um exemplo simples e objetivo permite ajudar a ilustrar e entender este ponto. O Gráfico 2 exibe a geração programada e verificada da UTE Jorge Lacerda I e II (SC). Ao longo do período o ONS variou bastante o nível de despacho da usina. Consultando o IPDO constata-se que a variação no despacho foi, via de regra, associada a declarações de indisponibilidade de longa duração de alguns equipamentos. Usando os dados subjacentes ao gráfico é possível calcular que a geração verificada da usina foi em média 9,7% menor do que a geração programada. Mas tomando como referência a maior geração programada, sem descontos para TEIF/IP, a geração efetiva ficou foi 31,6% menor que a potência.

⁹ A potência disponível é a potência da usina deduzida de uma previsão para indisponibilidades programada (manutenções preventivas) e forçadas (pane inesperada).

Gráfico 2 – UTE Jorge Lacerda I e II Geração programada e verificada: Agosto 2012 a Janeiro 2013

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

Por este exemplo é possível entender as limitações da fonte primária de dados utilizados: as taxas de indisponibilidade com que se trabalha serão sempre calculadas com referência ao despacho do ONS e não à potência da usina. A taxa de indisponibilidade real para fins de verificação de lastro tende a ser, pela razão apontada, igual ou maior do que os números aqui apurados.

A exceção se verifica quando a diminuição da geração ocorre por razões elétricas ou por comando em tempo real do ONS, pois nesses casos a indisponibilidade estará sendo superestimada. Mas uma análise dos diagnósticos apontados no IPDO para os desvios de geração permite afirmar que até janeiro de 2013 a geração abaixo do programado se deu quase sempre por razões que são da responsabilidade dos agentes.¹⁰ Porém há exceções,

¹⁰ A partir de fevereiro a situação mudou um pouco, pois com a entrada em operação e/ou em testes de novas usinas, sobretudo da região Norte e com a maior disponibilidade de energia na usina de Tucuruí (fruto do enchimento do reservatório e do conseqüente aumento da queda total), o ONS passou a solicitar por razões elétricas (restrições na transmissão), em tempo real, a redução na geração de algumas plantas, tanto da região Norte como da região Nordeste. Esta mudança no padrão de

como reduções na geração por razões elétricas em diversas ocasiões para as UTEs Viana (ES), Mário Lago (RJ) e Nortefluminense (RJ) e em dois dias de janeiro para as UTE's Geramar 1 e 2 (MA).

Retomando a análise dos resultados da operação, podem-se dividir as geradoras em três grupos:

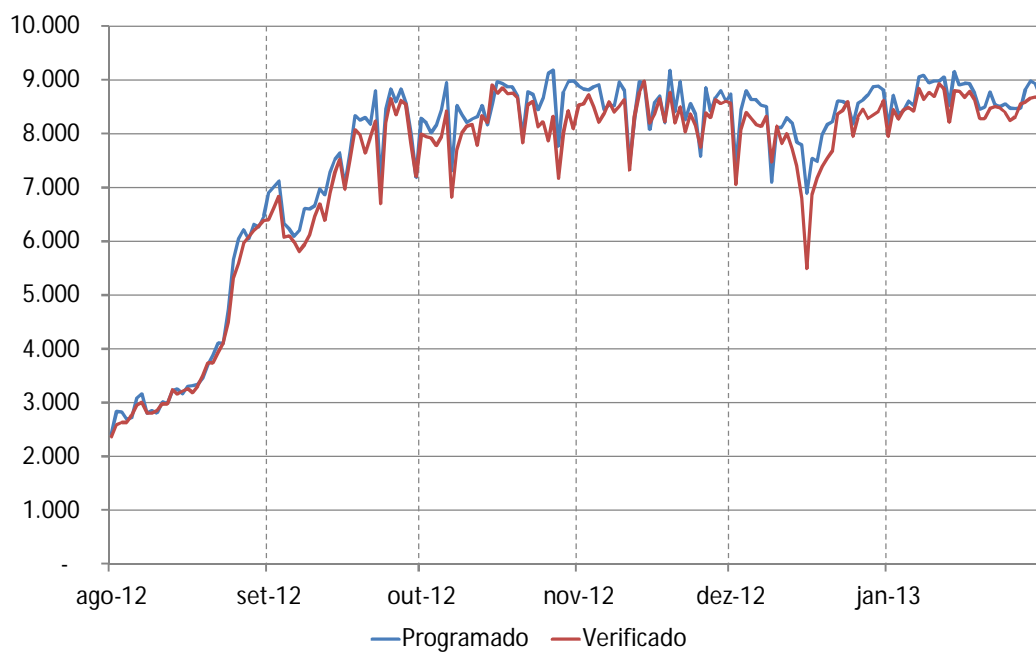
- i. Geradoras que operaram desde agosto/setembro e que em geral tem características técnicas e econômicas que as qualificam para despacho frequente.
- ii. Geradoras que foram acionadas apenas a partir de meados de outubro, movidas a óleo diesel e óleo combustível.
- iii. Geradoras que só entram em testes ou em operação comercial a partir de dezembro ou janeiro (Porto de Pecém I, Termomaranhão, Maranhão IV).

Os Gráficos 3 e 4 apresentam informações sobre a geração programada e verificada dos dois primeiros grupos de usinas. Foi excluído o terceiro grupo da análise por ser pouco representativo na medida em que as usinas operaram por pouco tempo, muitas vezes apenas para testes.

atuação do ONS foi uma das razões pelas quais a análise da geração térmica não ter contemplado o mês de fevereiro.

Gráfico 3: Geração térmica despachada de Agosto/Setembro de 2012 a Janeiro de 2013

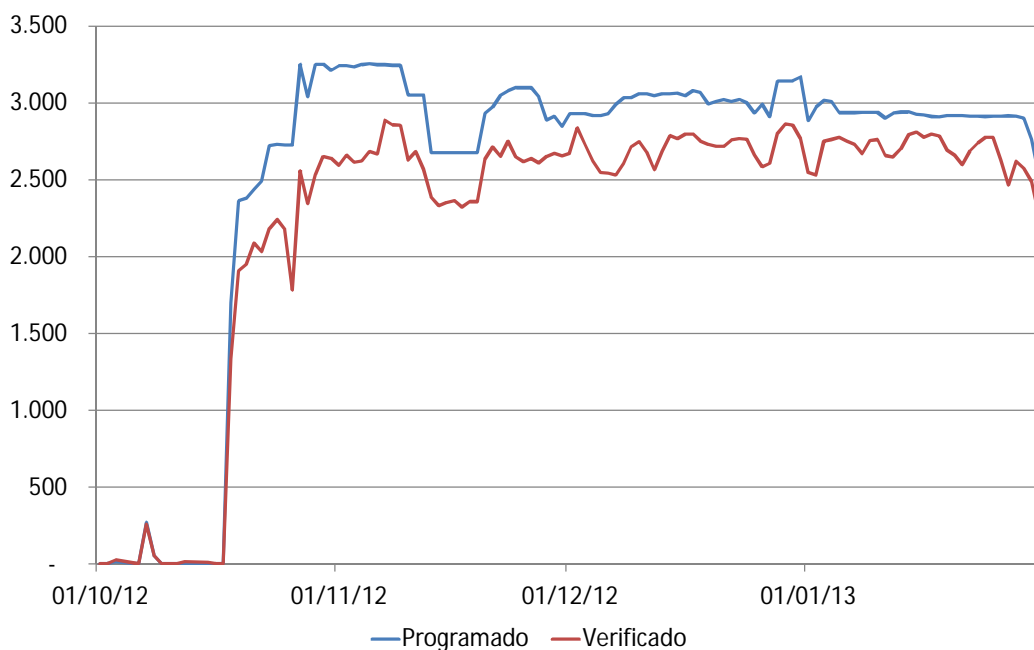
(Em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

Gráfico 4: Geração térmica despachada a partir de Outubro de 2012 até Janeiro 2013

(Em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

O grupo de usinas operando desde agosto/setembro de 2009 (Gráfico 3) é o mais importante, responsável por cerca de 9 mil MWméd. É também o que apresenta melhores indicadores de indisponibilidade com relação à programação de despacho: 3,3% para todo o período. Somando-se a este dado o fato de que as UTEs Nortefluminense e Mário Lago geraram em diversas ocasiões abaixo do programado por solicitação em tempo real do ONS, não parece haver razões para, a partir dos dados disponíveis, ter grandes preocupações com a disponibilidade desse grupo de usinas.¹¹

Não se pode concluir o mesmo a respeito do segundo grupo de usinas, que reúne aquelas que foram despachadas a partir de meados de outubro de 2012

¹¹ Uma avaliação mais detida poderia analisar em que medida algumas usinas não têm sido programadas à plena potência em função de frequentes declarações de indisponibilidade de equipamentos.

e que tem sido responsável por aproximadamente 3 mil MW méd em termos de geração programada: durante o período de análise este grupo de usinas gerou em média 13,4% menos do que o programado.

A maior parte das usinas deste grupo gerou abaixo do programado por razões internas às usinas. A exceção foi a UTE Viana (ES), que em diversas ocasiões gerou abaixo do programado por solicitação em tempo real do ONS ou por problemas elétricos locais.

A diferença percentual entre geração mensal verificada e a programada é elevada, tendo sido maior no período inicial do despacho. Na segunda quinzena de outubro, a média foi consideravelmente pior: geração verificada 20,9% abaixo da programada. Nos meses seguintes houve uma progressiva melhora: 13,9% em novembro, 10,8% em dezembro e 8,1% em janeiro. A melhora em janeiro é, porém, mais aparente que real, pois duas das usinas que tinham problemas de despacho - Termonordeste e Termoparaíba - não foram programadas e não geraram durante quase todo o mês. Parece evidente, portanto, que o desempenho do grupo como um todo foi ruim e que a situação destas usinas merece um estudo mais aprofundado.

As tabelas 1 e 2 compilam os dados de geração mensal verificada e programada para as usinas que começaram a operar na base do sistema em outubro. A Tabela 1 apresenta a situação completa da geração mensal programada e verificada para cada usina do grupo, bem como a indisponibilidade de cada usina com relação à geração programada. Convém reiterar que a indisponibilidade é calculada aqui com relação à geração programada e não à potência da usina. Sendo assim, quando o ONS programa um despacho abaixo da capacidade instalada da usina devido à declaração de indisponibilidade de equipamentos por parte do agente, calcula-se um número para a disponibilidade que é forçosamente melhor do que se o cálculo fosse feito a partir da potência da usina. É o caso, por exemplo, da UTE

Maracanaú I, que foi programada durante quase todo o período abaixo de sua potência nominal de 160MW por problemas na rede de distribuição em sua área. Porém mesmo com um despacho parcial a usina apresentou dificuldades de gerar no nível adequado, sobretudo por problemas de abastecimento de combustíveis.

Tabela 1: Geração térmica mensal por usina que entraram e operação de Outubro de 2012 a Janeiro de 2013.

(Em MW_{méd} e %)

Usina	out/12		nov/12		dez/12		jan/12		Todo o período		
	Progr.	Verif.	Progr.	Verif.	Progr.	Verif.	Progr.	Verif.	Progr.	Verif.	Disponib.
Alegrete	21	-	13	-	28	24	32	29	23	13	-32,1%
Bahia I	29	28	30	29	30	28	30	28	30	29	-4,2%
Camaçari Muricy	143	137	147	134	146	142	146	138	146	138	-5,5%
Camaçari Polo	148	137	142	144	143	143	143	144	144	142	-0,4%
Campina Grande	161	86	164	107	165	157	165	161	164	128	-17,9%
Daia	40	33	39	37	37	35	35	33	37	35	-6,3%
Enguia CE	61	34	95	69	95	64	84	59	84	56	-32,0%
Enguia PI	51	26	50	32	50	30	43	30	48	29	-37,7%
Geramar 1	154	95	164	152	157	156	159	154	158	139	-8,1%
Geramar 2	154	77	164	140	157	154	159	153	159	131	-12,3%
Global I	135	122	143	138	141	130	131	130	138	130	-4,8%
Global II	135	128	143	142	141	141	142	140	140	138	-1,3%
Goiânia 2	135	109	136	99	104	83	98	73	118	91	-23,7%
Igarapé	84	-	33	3	96	63	108	67	80	33	-46,9%
Maracanaú I	39	39	40	41	120	79	141	120	85	70	-19,2%
Palmeiras de Goiás	157	125	139	115	117	107	115	103	132	113	-14,7%
Pau Ferro I	67	66	94	87	94	82	93	75	87	78	-12,4%
Petrolina	128	123	123	78	120	124	123	127	123	113	-9,3%
Potiguar	44	41	53	52	53	50			50	47	-4,6%
Potiguar III	55	51	66	56	57	51	54	49	58	52	-11,8%
Santa Cruz	291	266	228	218	198	185	338	325	263	248	-4,9%
Sepé Tiaraju	150	153	160	160	160	155	160	159	158	157	-1,0%
Termocabo	47	46	48	49	48	48	48	49	48	48	0,8%
Termomanaus	74	73	143	132	143	130	141	124	125	114	-9,4%
Termonordeste	159	118	136	109	140	115	-	-	109	85	-20,7%
Termoparaíba	159	104	137	109	141	118	15	7	113	84	-23,2%
Viana	142	127	174	166	170	127	172	162	165	145	-12,0%
Xavantes	50	36	53	37	42	39	45	42	47	38	-16,0%
Total	3.011	2.380	3.056	2.632	3.093	2.760	2.919	2.682	3.032	2.625	-13,4%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

A Tabela 2 reúne dados sobre a disponibilidade em relação à geração programada das usinas mais problemáticas do grupo, aquelas em que a geração verificada ficou pelo menos 10% aquém da geração programada em pelo menos um mês. São usinas com uma capacidade instalada total da ordem dos 2 mil MW e que tiveram uma indisponibilidade média de 19,9% no período. A UTE Viana foi excluída do grupo por ter gerado abaixo do programado por solicitação em tempo real do ONS na maior parte das ocasiões.

**Tabela 2: Indisponibilidade com relação à geração programada.
Somente usinas com começo de despacho em Outubro de 2012.**

(Em %)

Usina	out/12	nov/12	dez/12	jan/13	Total
Alegrete	-100,0%	-100,0%	-11,9%	-9,1%	-42,4%
Campina Grande	-46,3%	-34,6%	-5,0%	-2,2%	-21,8%
Daia	-16,0%	-3,1%	-4,5%	-6,2%	-7,6%
Enguia CE	-44,7%	-28,1%	-32,3%	-29,5%	-32,7%
Enguia PI	-48,6%	-37,5%	-39,4%	-30,0%	-39,3%
Geramar 1	-38,6%	-7,0%	-0,8%	-3,0%	-12,1%
Geramar 2	-50,4%	-14,5%	-1,9%	-3,6%	-17,4%
Goiânia 2	-19,0%	-27,5%	-20,8%	-25,0%	-23,1%
Igarapé	-100,0%	-92,5%	-34,3%	-38,1%	-58,7%
Maracanaú I	-0,2%	1,5%	-34,2%	-14,4%	-17,9%
Palmeiras de Goiás	-20,3%	-17,0%	-8,6%	-10,7%	-14,8%
Pau Ferro I	-2,3%	-7,0%	-12,7%	-19,3%	-10,9%
Petrolina	-4,1%	-36,2%	3,8%	3,1%	-8,4%
Potiguar III	-7,6%	-15,8%	-9,7%	-10,2%	-11,0%
Termomanaus	-2,6%	-7,9%	-9,2%	-12,5%	-8,8%
Termonordeste	-25,6%	-20,4%	-18,3%		-21,6%
Termoparaíba	-34,3%	-20,7%	-16,7%	-51,8%	-25,3%
Xavantes	-28,2%	-30,3%	-7,0%	-5,7%	-18,8%
Total	-31,7%	-21,7%	-13,5%	-12,6%	-19,9%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

A conclusão que se pode chegar com bases nos dados analisados sobre o despacho das usinas termoelétricas no período recente é de que há problemas com boa parte das usinas com baixa frequência de despacho, que só são acionadas em momentos de situação hidrológica adversa. Estas usinas

permanecem ociosas por longos períodos e, talvez por razões distintas, não têm se mostrado aptas a gerar no nível adequado. Uma análise individual de cada uma destas usinas é desenvolvida no Anexo.

4. Revisão internacional sobre despacho para teste e sua remuneração

Foi desenvolvida uma pesquisa em países selecionados com o objetivo de identificar a existência de procedimentos de despacho para testes em sistemas que apresentam térmicas com baixa frequência de despacho. Este tipo de procedimento técnico está previsto nos sistemas do Reino Unido, Itália, no EUA (*Midwest Independent Transmission System Operator*) Peru, Equador e Colômbia. Não foi encontrada uma regulação de despachos para testes em Portugal e Espanha.

A um nível mais geral, nota-se que as regulamentações tendem a atender requisitos e especificidades técnicas do parque gerador do sistema em questão. Por exemplo, em muitos países existe uma remuneração relativa ao “arranque-parada” das usinas térmicas com o intuito de ressarcir os gastos com consumo de combustível para superar a inércia térmica e o desgaste dos equipamentos ocasionados pela entrada e saída de operação destas centrais¹². A preocupação em estabelecer uma remuneração para o arranque e parada está provavelmente associada a uma probabilidade expressiva de que as usinas possam ser chamadas a operar por curtos períodos.

No caso específico do despacho para testes, a legislação britânica apresenta a possibilidade de inspeções elétricas, nas quais são realizados testes das centrais de geração com contratos por capacidade¹³. Porém, para diversas das modalidades de contratação não existe um mecanismo explícito de remuneração para estes testes¹⁴. A ideia é que os agentes, ao participarem de leilões para serviços de reserva, já precifiquem os custos de combustíveis

¹² Remuneração existente na Argentina, Colômbia, Equador, Peru e Reino Unido, por exemplo.

¹³ Ver artigo 30 do Ato de Eletricidade de 1986.

¹⁴ Cabe destacar que o setor elétrico britânico passar por uma reforma iniciada em 2011, que dentre suas resoluções, irá criar um mercado de capacidade para além do mercado de serviços de reserva.

necessários para os testes, cuja frequência é estabelecida nos Procedimentos de Rede do *National Grid*.

A seguir será apresentada uma análise específica de cada país selecionado.

4.1 Reino Unido

O *Grid Code*¹⁵ contém todos os procedimentos operacionais pelos quais o *National Grid* se relaciona com os usuários do sistema de transmissão do Reino Unido. O *Grid Code* foi feito para permitir o desenvolvimento, manutenção e operação de um sistema de transmissão eficiente e coordenado, para facilitar a concorrência na geração e na oferta de eletricidade.

No *Grid Code* se encontra a normativa que regula os procedimentos para a realização de testes, o *Operating Code N°5 (OC5): Testing and Monitoring*. O OC5 especifica os procedimentos pelos quais o *National Grid Electricity Transmission (NGET)* faz o monitoramento e teste das BM units¹⁶ e também o *Black Start Test*. Nesta normativa são especificados todos os parâmetros que devem ser monitorados e testados e os respectivos procedimentos.

O NGET pode ordenar um teste a qualquer momento, embora não mais de duas vezes ao ano para uma mesma unidade de geração. O teste será feito 48 horas após a instrução. O gerador também pode pedir para realizar um teste quando julgar necessário, mas precisa pedir permissão. Após a realização do teste, se o mesmo não for bem sucedido, o gerador deve fazer um relatório explicitando as causas. Se existir alguma disputa entre o NGET e o gerador sobre a causa do teste, um novo teste (re-teste) pode ser feito após 48 horas. Se a disputa persistir após o re-teste será usado o *Dispute Resolution* do OC5 do *Grid Code*.

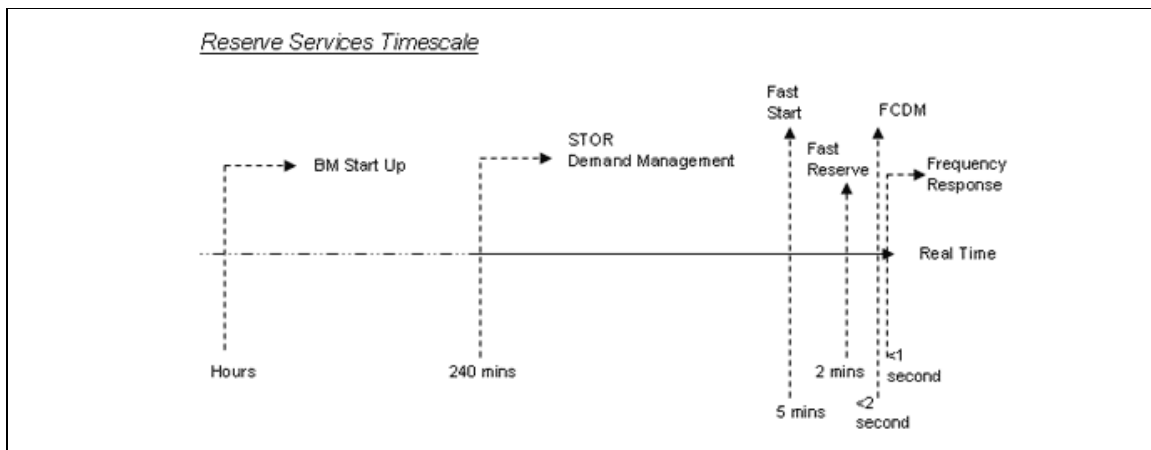
O sistema de reserva do Reino Unido tem vários níveis de equipamentos de reserva, classificados segundo de resposta ou de sincronização ao sistema, cada um dos quais com regras diferentes a seguir e testes específicos. No Gráfico 5 estão os diferentes níveis do serviço de reserva. Mas não está o

¹⁵ National Grid Electricity Transmission (NGET). *The Grid Code*. Março 2010

¹⁶ BM Units são as unidades mínimas para transações no *Balancing Mechanism* inglês. É formado por um grupo de equipamentos de menor tamanho que pode ser controlado independentemente em uma determinada instalação de geração.

serviço de *Black Start* já que este serviço envolve a recuperação total da geração a partir de uma falha no sistema de transmissão que impeça os geradores de obterem eletricidade da rede.

Gráfico 5



Fonte: Nacional Grid

Fast Reserve

Este serviço dá uma resposta rápida e confiável às mudanças repentinas na demanda, adicionando ou retirando potência do sistema. Podem participar BM units e não BM units.

Para prestar este serviço é preciso que o provedor seja capaz de despachar dois minutos depois de receber a instrução do operador, deve ter uma taxa de entrega de 25 MW por minuto e ser capaz de manter um serviço pelo menos 15 minutos. O serviço é contratado por licitação pública e o gerador precisa fazer uma pré-qualificação do equipamento, em processo pago pela empresa que quer prestar o serviço.¹⁷

O *National Grid* não assina o contrato com o agente que quer prover o serviço de *Fast Reserve* até que ele tenha demonstrado que cumpre com as condições técnicas para fornecer o serviço¹⁸. Neste sentido o *National Grid* tem o direito

¹⁷ Fast Reserve Tender Rules and Standar Contract Terms. Part 2.2.3

¹⁸ National Grid. *Fast Reserve Tender Rules and Standard Contract Terms*. Abril 2013 (Draft Doc). 2.2. Fast Reserve Prequalification Assessment and Reproving Test.

de pedir um *Fast reserve pre qualification assessment* que é o teste realizado antes de assinar o contrato de *Fast Reserve* e, além disso, tem o direito de pedir um teste a qualquer momento para verificar que os parâmetros solicitados ainda são cumpridos pelo fornecedor do serviço. Os dois tipos de teste são pagos pelo agente que quer prestar o serviço ou que já fornece o serviço. Se o teste falhar o *National Grid* pode não assinar o contrato com o agente (caso seja teste de pré-qualificação) ou terminar o contrato (caso o agente já esteja fornecendo o serviço).

Os provedores deste serviço recebem os seguintes pagamentos;

- i. Pagamento pela disponibilidade;
- ii. Pagamento pela utilização, que é o pagamento pela energia gerada e vendida.

Fast Start

Este serviço avalia a capacidade do gerador iniciar rapidamente a unidade a partir do estado de repouso. Os provedores devem gerar energia em 5 minutos para equipamentos de início automático e 7 minutos para equipamentos de início manual. Este serviço é objeto de contratos bilaterais. Os agentes recebem os seguintes pagamentos.

- i. Pagamento pela disponibilidade
- ii. Pagamento por início do equipamento (arranque) que é determinado segundo cada contrato.
- iii. Pagamento por despacho automático, definido em contrato.

Short Term Operating Reserve

O *National Grid* precisa de acesso a fontes de potência extra, seja para geração ou para redução da demanda. Um agente de *Short Term Operating Reserve* (STOR) deve oferecer um mínimo de 3 MW, poder trabalhar com a capacidade máxima em 240 minutos a partir da instrução do operador e ser capaz de se manter operando pelo menos duas horas contínuas, também deve poder

oferecer este serviço pelo menos três vezes na semana. O STOR é contratado por licitação pública que é realizada três vezes por ano, após as quais são assinados contrato com os vencedores.

O STOR recebe dois pagamentos:

- i. O pagamento pela disponibilidade
- ii. O pagamento pela utilização, que é o pagamento pela energia gerada. Inclui a energia no período de início do equipamento e no período de desligamento do equipamento.

Em relação aos testes¹⁹, estes são realizados periodicamente. Quando há falha no teste ou em tempo real o *National Grid* envia uma nota informando a falha ao operador e assinalando que o provedor do serviço não cumpriu com o contrato. Neste caso, a unidade é considerada como indisponível a partir do momento em que recebe a notificação da falha até que seja aprovada em um teste, havendo um período de 14 dias para a realização do teste. A qualquer momento, dentro desses 14 dias, o *National Grid* pode pedir um teste para o agente provedor, quando houver uma *Contracted Availability Window*²⁰ relativa à unidade geradora.

Se o equipamento é aprovado no teste o provedor do serviço passa a estar novamente disponível, recebendo os pagamentos devidos. Quando ocorre falha no teste ou este é feito após os 14 dias permitidos, o operador retém o pagamento pela disponibilidade.

Para as unidades que não são BM units (ou seja, a relação contratual se dá em torno de uma obrigação em MWs e não na disponibilidade de todo um equipamento), o provedor do serviço pode solicitar um teste e este deve dar todas as informações da data ao operador e, além disso, pagar os custos

¹⁹ National Grid. *Short Term Operating Standards. Standard Contract Term*. Novembro 2012

²⁰ A *Availability Window* é o período no qual o agente provedor deve fornecer o serviço de STOR segundo o contrato assinado.

gerados ao operador pelo teste²¹. Também não recebe o pagamento pela utilização²².

BM Start Up

Este serviço dá ao operador acesso a geração adicional de BM units que não estão trabalhando. Este serviço tem duas partes, primeiro o *BM Start up* e, segundo, a reserva quente (*Hot standby*). Este serviço é contratado em contratos bilaterais.

Os provedores do serviço recebem os seguintes pagamentos:

- i. O pagamento por iniciar a unidade (*BM start up*), que tem três diferentes níveis e depende do tempo de início da unidade. Este pagamento é feito quando o equipamento inicia, mesmo quando não se sincronizando ao sistema. O período durante o qual o pagamento será feito é definido pela instrução de início e parada do equipamento. Existe também uma devolução que é feita pelo gerador para a parte contratante nos casos em que o equipamento não consegue iniciar por alguma falha ou então quando há uma falha no processo de arranque. O montante total que o gerador recebe cada mês é a diferença entre o pagamento pelo início e a devolução em caso de falhas²³.
- ii. Pagamento por reserva quente. É o pagamento por ter o equipamento ligado e à disposição.

Black Start

Este serviço somente pode ser dado por BM units. O Black start é o procedimento para se recuperar de uma queda total ou parcial do Sistema Elétrico de Transmissão que faz com que muitos geradores não possam produzir por falta de energia elétrica externa para iniciar seus equipamentos.

²¹ National Grid. *Short Term Operating Standards. Standard Contract Term*. Novembro 2012

²² National Grid. *Short Term Operating Standards. Standard Contract Term*. Novembro 2012

²³ Contract Terms BM Start Up service. Part 1.10

O serviço é contratado de geradores que podem iniciar grandes blocos de produção de energia usando seu próprio gerador auxiliar para iniciar seus equipamentos, sem ter que usar energia externa.

Estas plantas recebem pagamentos por:

- i. Disponibilidade
- ii. Preço de exercício. O operador paga um montante acordado, quando uma outra unidade do gerador precisa parar para que seja possível realizar um teste da unidade de Black Start. A lógica aqui é que o teste requer que a usina seja desconectada da rede, o que implica em uma paralisação da geração pelas unidades principais. O preço de exercício é uma espécie de compensação por esta paralisação. Também haverá remuneração pelo pagamento dos MWh produzidos pela unidade Black Start durante o teste.²⁴
- iii. Contribuições. É o pagamento realizado quando a instalação de um equipamento ou sua manutenção devolve uma quantidade do serviço de Black Start.

Em relação ao monitoramento e os testes, como se trata de um serviço muito importante para o sistema, existem diferentes testes²⁵:

- i. A avaliação para iniciar o serviço (novos agentes). O novo agente tem que fazer dois testes para poder oferecer o serviço. A primeira parte do teste é para provar a unidade auxiliar; a segunda parte está composta de *Grid Code Black Start Test* e *Remote Synchronisation Test*.
- ii. *Grid Code Black Start Testing*²⁶. Este teste é para mostrar que o gerador pode se sincronizar ao sistema duas horas depois de ter perdido o fornecimento externo de energia. Estes testes somente poderão se realizar uma vez no ano e deve-se notificar ao gerador

²⁴ National Grid. Black Start Service Description

²⁵ National Grid. *Black Start Service Description* Outubro 2012.

²⁶ Natinal Grid. *The Grid Code*. Operating Code N° 5

7 dias antes da realização do teste. O que está sendo testado é a capacidade de sincronizar a unidade principal ao sistema.

- iii. *Remote Synchronisation Testing*: Este teste é feito uma vez a cada dois anos. O *National Grid* isola uma parte do Sistema Nacional de Transmissão para poder ter uma rede de prova. O gerador deverá fornecer energia à rede de prova e se sincronizar ao Sistema de Transmissão Nacional.

4.2 EUA (Midwest Independent Transmission System Operator - MISO)

O sistema elétrico do MISO divide o sistema de reserva em Reserva Regulada e Reserva de Contingência.

- i. *Reserva de Regulação*. Para um produto ser qualificado como *Regulation Qualified Resources* deve estar registrado no MISO e no mercado de reserva, ter o equipamento apropriado para poder prover este serviço, ser capaz de fornecer o serviço por 60 minutos contínuos, entre outros requisitos. Todos os produtos da reserva de regulação devem ser programáveis nos dois sentidos *regulation-up* e *regulation-down* no tempo de resposta esperado. Este tempo poderá ser ajustado e revisado pelo MISO se for pertinente.
- ii. *Reserva de Contingência*. A Reserva de contingência precisa estar totalmente disponível em um período máximo estabelecido:
 - a) *Spinning Reserve* é fornecida por *Spin Qualified Resources* os quais devem estar registrados no MISO. Eles devem estar 100% disponíveis no período definido e serem capazes de gerar por 60 minutos contínuos.
 - b) *Supplemental Reserve* é fornecida por *Supplemental Qualified Resources*. Estes equipamentos devem estar registrados no MISO, ter um tempo de arranque menor que três horas, gerar a sua máxima potência no tempo estabelecido pelo MISO e gerar 60 minutos contínuos.

A reserva de contingência necessária em tempo real é solicitada através de uma instrução de contingência. Depois do período de contingência são realizados testes para conferir que os equipamentos geram a quantidade de eletricidade solicitada.

No caso específico dos recursos *External Asynchronous Resources* (EAR) e *Demand Response Resources* (DRR) do tipo II podem ser realizados quatro testes. Os testes são bem sucedidos se o equipamento fornecer uma quantidade maior o igual que a especificada nas instruções de contingência.

Os testes são:

- i. Teste 1. Ao final do período de contingência se verifica se a produção do recurso é maior ou igual ao indicado na instrução.
- ii. Teste 2. Ao final do período de contingência se verifica se a produção do recurso é maior o igual à produção esperada deste recurso.
- iii. Teste 3. Verifica-se se a mudança na produção é maior que mudança esperada no output do recurso durante o período de contingência.
- iv. Teste 4. Verifica-se se a mudança no output do recurso for maior a mudança nas instruções durante o período de contingência.

Se o recurso testado falhar em qualquer dos testes haverá penalidade. Esta penalidade será calculada como a diferença entre a produção esperada e a produção real durante o período de contingência. Além disso, tanto no caso da *Spinning Reserve* quanto no caso do *Supplemental Reserve* será solicitada uma mudança nos limites oferecidos como reserva para a quantidade realmente verificada durante a contingência.

No caso das DRR de tipo I, a diferença entre a produção calculada ao final do período de contingência e a calculada ao início deste deve ser maior o igual ao menor dentre o *Dispatch Target* ou *Target Demand Reduction* no período da contingência. Se esta condição não for cumprida a penalidade será a diferença

entre o menor de *Dispatch Target* ou *Target Demand Reduction* no período da contingência e o encargo calculado para o output neste período.

Já os testes para os recursos *off-line* podem ser realizados pelos seguintes motivos:

- i. Solicitação de teste por parte do gerador ao MISO. Quando ocorre falha após uma solicitação do ISSO, o gerador deverá pedir ao MISO um teste assim que problemas verificados sejam solucionados. Depois da solicitação do teste, o MISO terá 5 dias úteis para realizá-lo. Nestes casos será pago ao gerador o custo marginal (LMP) pelos MW produzidos.
- ii. O MISO também poderá solicitar um teste de equipamentos que não foram despachados nos últimos 6 meses. O pagamento será feito segundo o processo RAC (*Reliability Assessment Commitment*).

No que se refere às unidades de *Black Start* além de cumprir com os requerimentos técnicos, estas unidades devem realizar testes periódicos para garantir que podem iniciar e operar sem estarem conectadas ao sistema de transmissão. Os requerimentos do teste devem incluir um cronograma do teste, o critério do teste e a documentação de que o teste foi completado.

Para receber a compensação pelo serviço de *Black Start* o dono da unidade além de cumprir com os requerimentos e critérios para fornecer o serviço deve garantir que o serviço será contínuo nos próximos 12 meses. Neste sentido, o dono da unidade deve entregar ao MISO, dentre outros documentos, o teste validado pelo operador que garante que o teste foi realizado com êxito nos últimos 36 meses.

4.3 Itália (Terna)

No capítulo 10 (Defesa e Segurança) do *Grid Code* italiano são estabelecidas as regras para a realização de testes periódicos nas unidades geradoras. A fim de verificar a confiabilidade do Plano de Defesa e no Plano de Recuperação de energia, o operador define os procedimentos para a verificação. As unidades afetadas deverão cooperar com o operador.

No caso do Plano de Recuperação de energia, o operador pede e coordena testes periódicos que consistem do controle da execução deste plano. Com o devido tempo de antecedência o operador encaminha uma nota com a data do teste para as unidades envolvidas. O objetivo principal deste tipo de teste é verificar a viabilidade de recuperação das linhas, em particular a capacidade dos primeiros geradores de iniciarem de forma autônoma e a capacidade de grupos de termoelétricas para manterem serviço auxiliar e fazerem uma reconexão estável, além da coordenação entre as unidades.

Além destes testes, as unidades que fazem o início autônomo são testadas periodicamente sem necessidade de testar todo o plano de Recuperação de Energia. Para este fim o operador pede aos geradores que planejem e tenham a documentação dos testes dos quais eles são responsáveis.

Para o testes previstos no *Grid Code* e aqueles acordados com o operador, no caso das unidades de geração envolvidas durante o período do teste, o operador pode interromper a aplicação dos *imbalancing costs*, valorando a eletricidade injetada na rede ao preço teto da oferta de eletricidade aceitado no *Day Ahead Energy Market* na localização do produtor e durante o tempo que dure o teste.

4.4 Peru

O sistema elétrico peruano possui uma rotina de testes remunerados para centrais térmicas que não estejam sendo despachadas com frequência. Tal remuneração é regulada pelo *Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SINAC PR-25, sobre Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación* aprovado pelo S.D N°99 de junho 1999, cuja última modificação foi aprovada em 2012.

No âmbito da verificação da disponibilidade das unidades térmicas através de testes aleatórios, determina-se que COES (*Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional*) é o responsável pela realização dos testes que devem totalizar 4 ao mês, sendo atribuição do COES a seleção dos dias e das unidades térmicas que serão testadas.

O teste deverá incluir o início da unidade e sua sincronização ao sistema, o processo de carga até atingir a sua carga máxima, o tempo de operação com a

carga máxima igual ao mínimo técnico de operação ou duas horas o que for maior e o tempo de descarga.

Cabe destacar que a unidade de geração que está sendo testada não faz parte do cálculo dos custos marginais de curto prazo. Para poder realizar o teste se diminui a geração das unidades de maior custo variável que estejam operando no sistema. No caso da unidade geradora falhar no início do teste, o gerador poderá fazer um reinício da unidade, mas neste caso ele terá que arcar com o custo do novo arranque.

Além de ser remunerado pelo custo marginal do sistema o teste, caso obtenha êxito, somente na primeira tentativa de início da unidade, recebe também uma compensação:

$$\text{Compensação} = E \cdot (\text{CV} - \text{CMg})$$

Onde:

E é igual à energia injetada na rede

CV é o custo variável da unidade de geração testada

CMg é o custo marginal de curto prazo do sistema

O CV²⁷ considera o custo variável do combustível e o custo variável não combustível que está formado pelo custo de operação da unidade, que é o custo de outros elementos agregados ao processo de combustão e o custo variável de manutenção da unidade de geração.

Também serão pagos os custos de arranque e parada segundo o PR-33, somente nos caso no qual o teste obtiver êxito na primeira oportunidade de início da unidade.

²⁷ Calculado segundo o "Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SENAC PR-33 sobre Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES." Aprovado em Março de 2006.

4.5 Equador

As unidades de geração que não estiverem em operação são reguladas pela *Regulación CONELEC 003/04 sobre el Cálculo de la Potencia Remunerable puesta a Disposición*, a qual tem o objetivo de estabelecer os procedimentos para remuneração da Potência Remunerável posta à Disposição (PRPD) dos geradores termoelétricos e hidroelétricos .

O item 7 desta regulamentação estabelece sobre a verificação da disponibilidade das unidades geradoras e determina que o *Centro Nacional de Control de Energia* (CENACE) efetue a verificação nas unidades geradoras aleatoriamente pelo menos uma vez a cada três meses em todas as unidades que não tenham sido despachadas. Ele poderá pedir a iniciação da operação de qualquer unidade que receba remuneração por PRPD em qualquer momento.

Os custos do teste deverão ser pagos pelo dono da unidade de geração, mas ele receberá o custo marginal do mercado do momento pela energia produzida durante o teste. Caso a unidade falhe no teste, será descontado do gerador o que ele tenha recebido por PRPD nos três meses anteriores ou desde o último teste, o que tiver ocorrido por último. O gerador poderá voltar a receber PRPD a partir do próximo teste que a unidade concluir exitosamente.

Os agentes térmicos²⁸, quando da verificação da disponibilidade, deverão provar que têm uma reserva de combustível mínimo para um dia de operação relacionado com a potencia garantida pela unidade.

4.6 Colômbia

Até 2006 existia uma rotina de testes remunerados das centrais térmicas regulada pela CREG 017/2002, estabelecendo os mecanismos de verificação da disponibilidade das unidades de geração e a CREG 004/2004 que modificava a resolução anterior.

No verão, o *Centro Nacional de Despacho* (CND) escolhia um dia aleatório da semana para fazer o teste e, durante o inverno o CND escolhia dois dias do

²⁸ Segundo a "Regulación CONELEC 008/06 sobre el Despacho y Liquidación de Centrales Térmicas con Condiciones Técnicas Especiales" no ponto 8.

mês para realizar as verificações. Também era escolhida aleatoriamente uma unidade não despachada, mas com disponibilidade declarada para o dia.

A remuneração²⁹ da energia gerada nos testes era feita segundo a *Reconciliación Positiva*, para os geradores térmicos o preço da reconciliação positiva³⁰ incluía o custo do fornecimento de combustível, o custo do transporte do combustível, os custos de manutenção fixados para cada tipo de tecnologia e os custos de arranque e parada também fixados para cada tecnologia.

As duas resoluções, CREG 017/2002 e a CREG 004/2004 foram abolidas pela resolução CREG 079/2006 em seu artigo 14, a qual alterou a resolução CREG 071/2006.

Através da resolução CREG 071/2006 foi criado o mecanismo de remuneração de *Cargo por Confiabilidad* no Mercado Maiorista de Energia. Neste novo esquema, define-se o *Cargo por Confiabilidad* como a remuneração, definida em leilão, que é paga a um gerador pela disponibilidade de ativos de geração com as características e parâmetros declarados no ENFICC³¹, que garante o cumprimento da Obrigação de Energia Firme³² (OEF) alocada em leilão. O tempo de vigência da OEF é de um ano para as plantas já existentes.

A CREG realiza um leilão de OEF e somente poderão concorrer os agentes que tenham o cálculo de ENFICC. O preço do Cargo por Confiabilidade será o preço correspondente à oferta do último agente alocado no leilão e é um pagamento feito ao gerador pelo tempo de vigência da obrigação.

O cálculo do ENFICC é realizado pelo gerador segundo a normativa vigente e este valor é verificado pelo CND. Esta verificação dos parâmetros³³ usados para o cálculo do ENFICC inclui os testes para as plantas térmicas e hidráulicas a serem realizados segundo a normativa do *Consejo Nacional de*

²⁹ Artigo 7 da CREG 017/2002 modificado pela CREG 004/2004 artigo 5,

³⁰ Resolução CREG 034/2001 artigo 1

³¹ É a máxima energia elétrica que pode dar uma planta de geração continuamente, em condições de baixa hidrologia.

³² Vínculo resultante da subasta que impõe que um gerador deve gerar segundo o despacho ideal, uma quantidade de energia durante o tempo de vigência da obrigação.

³³ O mecanismo de verificação de ENFICC está no Anexo 6 da CREG 071/2006

Operación (CNO). Neste novo ambiente contratual, o Acordo 423³⁴ de 2008 do CNO estabelece os procedimento para a realização de testes nas plantas térmicas, determinando que os custos decorrentes destes testes são pagos pelo dono da planta de geração.

4.7 Conclusões sobre a experiência internacional

O principal ponto a se destacar acerca da análise das experiências internacionais sobre despacho para testes desenvolvida nos marcos do presente estudo permitem indicar que em nenhum caso há referencias a testes de longa duração. De forma geral o foco dos testes são unidades geradoras que podem experimentar longos períodos de ociosidade, mas que, quando despachadas, têm que responder à solicitação do operador dentro de condições preestabelecidas. No entanto, os testes se limitam a fazer com que uma unidade testada se comporte de acordo com o estipulado em curtos períodos de tempo.

A lógica central que norteia as rotinas de testes estudados é que máquinas que ficam muito tempo ociosas nunca precisarão funcionar por muito tempo. Esta lógica é aderente a equipamentos com características técnicas e econômicas adequadas à geração de ponta, ao funcionamento como reserva, sobretudo como reserva fria, ou à função de *backup* como, por exemplo, para viabilizar que uma usina faça um *black start*.

Contudo este padrão de uso não é representativo da realidade do sistema brasileiro. As unidades geradoras do SIN que ficam muito tempo ociosas até costumam ter características técnicas adequadas para geração de ponta. Mas na prática a experiência brasileira indica que elas são usadas em situações de hidrologia adversa para gerar 24 horas por dia durante longos períodos. Sendo assim, testes que fazem os equipamentos funcionarem a plena capacidade por curto espaço de tempo não chegam a reproduzir as situações – e os problemas – que serão encontrados no uso real dos equipamentos no SIN.

A principal conclusão que pode ser derivada da experiência internacional é, portanto, de caráter negativo. O Brasil tem um sistema hidrotérmico com

³⁴ Acuerdo 423 de 2008 por el cual se aprueba el PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA PRUEBA DE CONSUMO TÉRMICO ESPECÍFICO NETO Y CAPACIDAD EFECTIVA NETA DE LAS PLANTAS TÉRMICAS DEL SIN

características peculiares que faz uso de unidades termoelétricas com baixa frequência esperada de despacho de uma forma própria: longos períodos de ociosidade são alternados com períodos de uso intenso de equipamentos térmicos com baixo fator de conversão. Frente a uma situação que não se verifica em outros países parece natural que a regulação dos testes para tais equipamentos tenha que passar por uma revisão.

Conclusão: recomendação de ajustes regulatórios

No Brasil, as usinas térmicas com elevados custos variáveis são acionadas apenas em momentos de hidrologia desfavorável, quando se tornam fundamentais e estratégicas para a segurança energética do sistema. Frente à elevada indisponibilidade apresentada por essas usinas no período de outubro de 2012 a janeiro de 2013, é pertinente examinar possíveis ajustes regulatórios capazes de mitigar este tipo de problema. Nestes termos, sugere-se a introdução de despachos de teste de desempenho de termoelétricas com duração de alguns dias. Isto envolve tanto a mudança nas condições de contratação de novos agentes como, o que é mais sensível, a alteração de direitos e obrigações de agentes já contratados. Com respeito a estes últimos, a introdução de uma rotina de testes representará um custo não previsto originalmente e possivelmente vultoso em especial dependendo dos valores do PLD – preço de liquidação de diferença.

Neste caso o ressarcimento dos gastos de combustíveis usados em despachos para testes podem ser compensados computando a energia gerada em testes de desempenho como geração fora da ordem de mérito em favor do consumidor em termos parecidos com os da Resolução Normativa n.º 272 de 2007 da Aneel. Os testes seriam pagos, via encargo, pelos consumidores, mas eles dariam origem a créditos na forma de água estocada em reservatórios e estes créditos poderiam ser utilizados por ocasião de eventuais despachos por qualquer outra razão que não elétrica, aliviando a conta de encargos para o consumidor. Desta forma, o ONS poderia programar testes de desempenho para épocas em que haja boa probabilidade de uso de geração com custos variáveis elevados. Quando do acionamento efetivo das usinas, os custos incorridos com o despacho seriam ressarcidos ao consumidor.

A criação de uma rotina de testes para plantas térmicas com baixa frequência esperada de despacho é uma solução pragmática, que se justifica na medida em que se constata que o desempenho apresentado por um número expressivo de plantas foi abaixo do esperado, prejudicando a operação do sistema elétrico em momentos críticos.

6. Referências bibliográficas da pesquisa internacional por países

Reino Unido

National Grid. http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services/balanceserv/reserve_serv/

National Grid. *The Grid Code*. Disponível em;
http://www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/UK_Grid_Code.pdf

National Grid. "*Black Start Service*" Disponível em.
http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/89760E94-E503-462E-BF47-13FABEB1BDEC/56933/BS_Service_Description_v2_Oct2012.pdf

National Grid. "*BM Start Up Service, Draft Contract Terms*" September 2006.
Disponível em <https://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/831E367D-9F24-4C44-A5EA-EA36C3C63596/14440/BMStartupcontracttermsissue2.pdf>

National Grid. "*Short Term Operating Reserve, Standard Contract Terms*" November 2012. Disponível em;
http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/67ED360E-038C-45A6-986F-C8E4501039F9/57669/STOR_SCTs_Issue7_23_11_2012.pdf

National Grid. "*Fast Reserve Tender Rules and Contract Terms*" April 2013.
Disponível em; http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/16764423-5354-48B8-9D9E-0AE1FD6CCE55/57664/Fast_Reserve_SCTs_Issue02_final.pdf

EUA (MISO)

MISO. "Business Practices Manual. Energy and Operating Reserve markets" Manual N° 002, Feb. 2013.

MISO. "Business Practices Manual. Blackstart Service" Dez. 2012

Itália (Terna)

Terna, The Grid Code, Rome, 2011.

Peru

COES SINAC. Procedimiento técnico del Comité de Operación Económica del SINAC N° 25. *Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación*.

Disponível em

http://www.coes.org.pe/coes/Procedimientos/PROCEDIMIENTO_N25.pdf

COES SINAC. Procedimiento técnico del Comité de Operación Económica del SINAC N° 33. *Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES*. Disponível em:

<http://contenido.coes.org.pe/alfrescoco.es/download.do?nodeId=2ddc30f4-b4f5-4d25-8b54-1f7866aa7c39>

Equador

CONELEC. Consejo Nacional de Electricidad. Regulación N° 003/04. *Cálculo de la Potencia Remunerable puesta a Disposición*. Disponível em:

http://www.conelec.gob.ec/normativa.php?categ=1&subcateg=3&cd_centro=4007

CONELEC. Consejo Nacional de Electricidad. Regulación N° 008/06. *Despacho y Liquidación de Centrales Térmicas con Condiciones Técnicas Especiales*. Disponível em:

http://www.conelec.gob.ec/normativa.php?categ=1&subcateg=3&cd_centro=4007

Colômbia

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución N° 017/2002.

Mecanismos de Verificación de la Disponibilidad Declarada. Disponível em

http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-75&p_options=

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución N° 004/2004.

Modifica la Resolución CREG 017/2002. . Disponível em;

http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-75&p_options=

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución N° 034/2001.

Normas sobre el Funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Disponível em

http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-75&p_options=

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución N° 071/2006.

Metodología para la Remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Disponível em

http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-75&p_options=

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución N° 079/2006.

Modifica la Resolución 079/2006. Disponível em http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-75&p_options=

CNO. Consejo Nacional de Operación. Acuerdo N° 423/2008. Procedimiento para Realizar la Prueba de Consumo Térmico Específico Neto y Capacidad Efectiva Neta de la Plantas Térmicas del SIN. Disponível em

<http://www.cno.org.co/webApp/pressflow/content/acuerdo-423>

Espanha e Portugal

Decreto-Lei n° 264/2007, de 24 de Julho. Diário da República, 1° serie N° 141.

Disponível em http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoesenvolvimento/Documents/DL264_2007.pdf

FABRA, N. *La Electricidad: Mercado, Inversiones y Garantía de Suministro*.

Universidad Carlos III de Madrid y CEPR, Madrid 2007. Disponível em

http://www.eco.uc3m.es/~nfabra/Research_files/Inversion.PDF

Ley 54/1997, de 27 de Noviembre. Ley del Sector Eléctrico. Comisión Nacional de Energía. Disponível em http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/NE_LSE.pdf

Orden ITC/3127/2011, de 17 de Noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el

incentivo a la inversión. Comisión Nacional de Energía. Disponible em <http://www.boe.es/boe/dias/2011/11/18/pdfs/BOE-A-2011-18064.pdf>

Orden ITC/2794/2007, de 27 de Septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de Octubre de 2007. Comisión Nacional de Energía. Disponible em <http://www.boe.es/boe/dias/2007/09/29/pdfs/A39690-39698.pdf>

Portaria n° 251/2012, de 20 de agosto. Diário da República, 1° serie. N° 160. Disponible em <https://dre.pt/pdf1sdip/2012/08/16000/0458604592.pdf>

MIBEL. Proposta do Conselho de Reguladores sobre um Mecanismo de Garantia de Abastecimento. Maio 2007. Disponible em http://www.mibel.com/sindex.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos_Mecanismo_garantia_de_potencia_Maio_2007_e1bca252.pdf

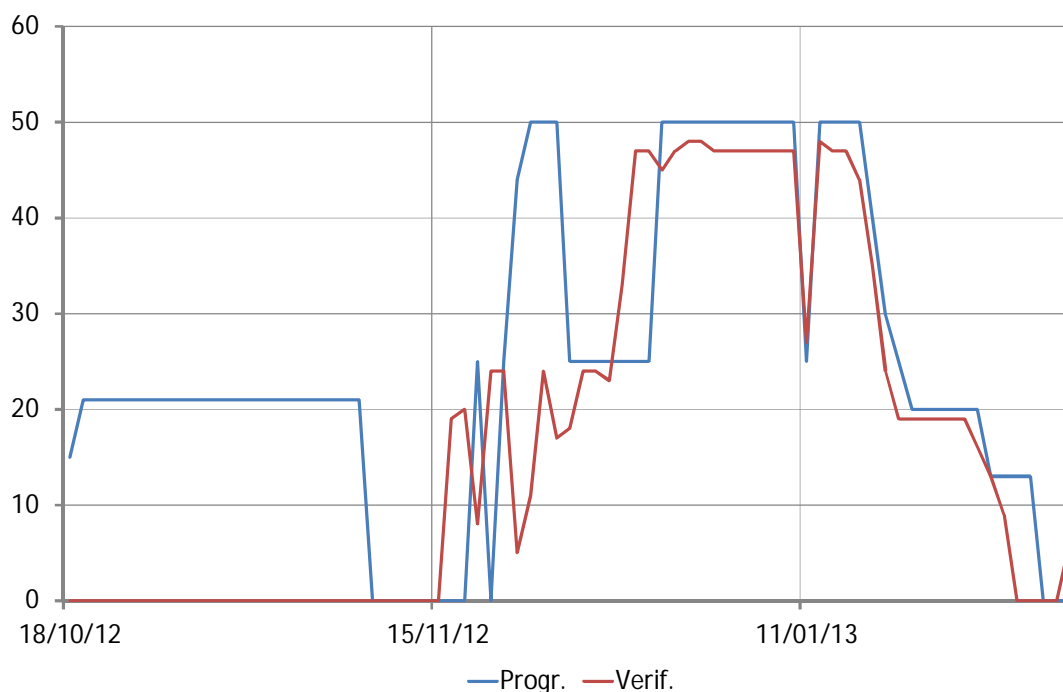
VILLAPLANA P, *Pagos por la Capacidad en España: Situación actual y perspectivas.* XVI Reunión anual de ARIAE. Cartagena de Indias, Marzo 2012. Disponible em <http://www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=602878510101>

Anexo

Este anexo contém uma análise sucinta do desempenho operacional de um conjunto de termoelétricas que passaram a ser programadas para gerar a partir da segunda quinzena de outubro e que tiveram geração verificada pelo menos dez por cento menor que a programada em pelo menos um mês. São 18 usinas com capacidade instalada total de 2.258MW. Os dados foram compilados a partir do Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO) do ONS e do Banco de Informações da Geração (BIG), da Aneel.

UTE Alegrete: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Alegrete

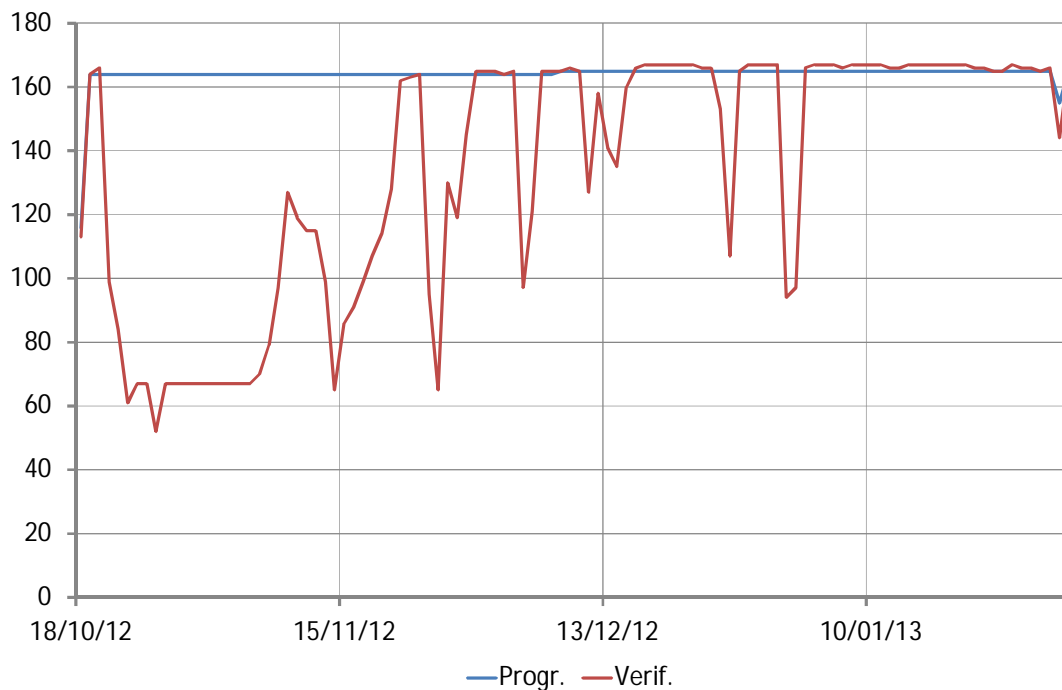
Capacidade instalada: 66MW

Despacho máximo no período: 50MW

Análise do desempenho: As razões apontadas no IPDO para geração abaixo do programado foram de responsabilidade do agente. No período houve diversas paradas forçadas das duas unidades de geração, que ficaram indisponíveis por períodos prolongados.

UTE Campina Grande: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Capina Grande

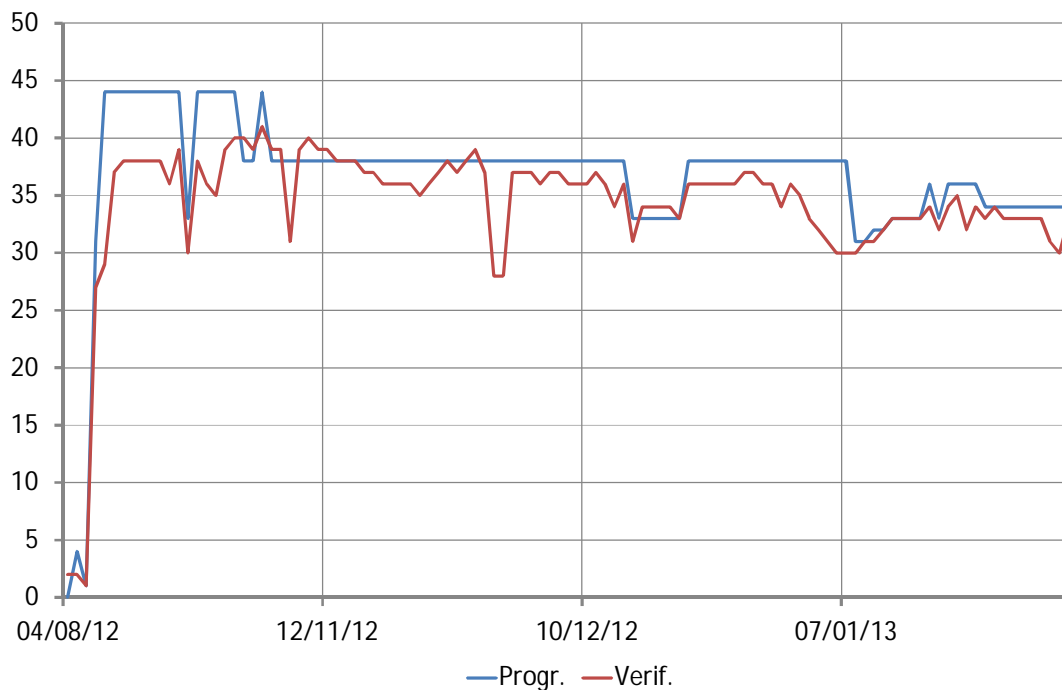
Capacidade instalada: 169MW

Despacho máximo no período: 165MW

Análise do desempenho: A geração verificada foi menor que o despacho devido a problemas de falta de combustível.

UTE Daia: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE DAIA

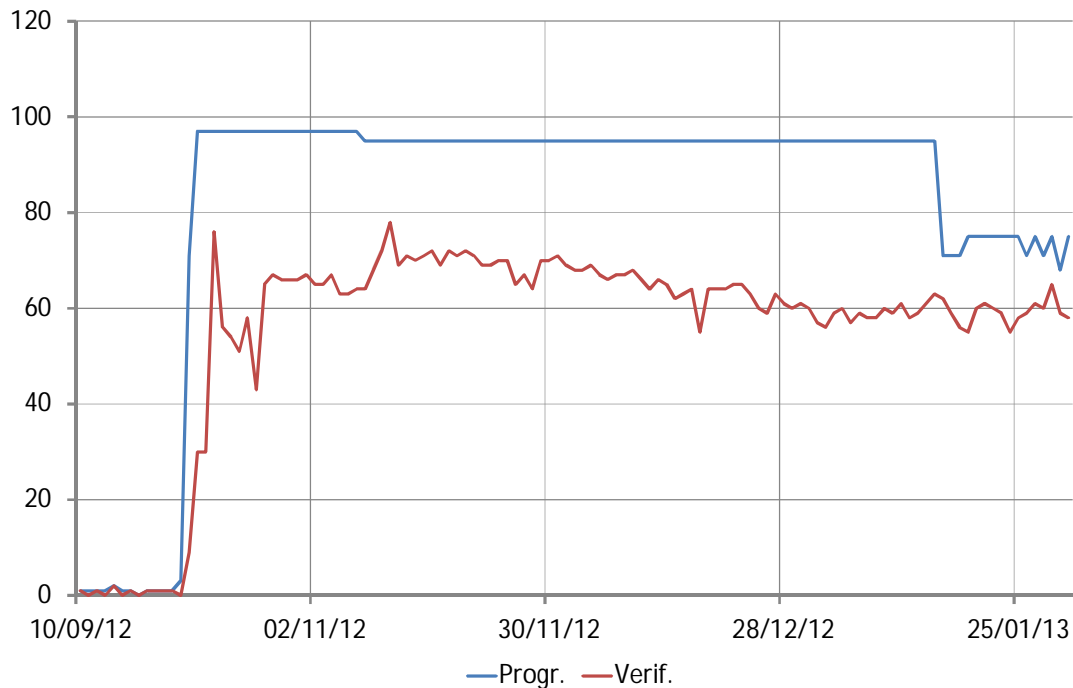
Capacidade instalada: 44MW

Despacho máximo no período: 44MW

Análise do desempenho: A geração verificada foi menor que o despacho devido a problemas de rendimento das unidades geradoras, e por problemas internos à usina (não especificados).

UTE Enguia CE: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Enguia CE

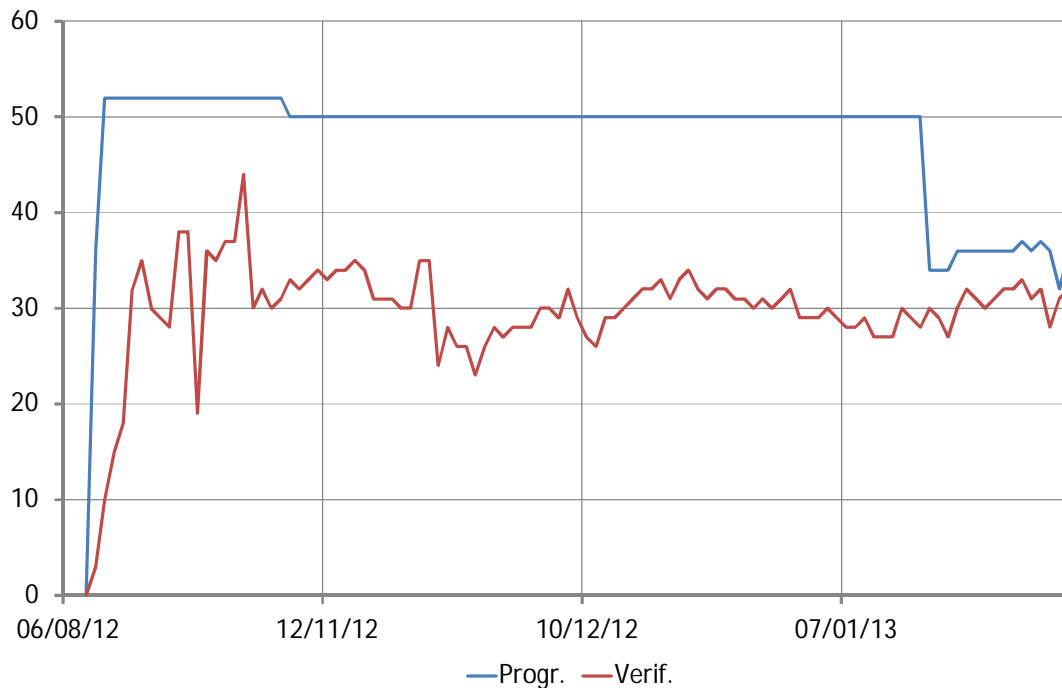
Capacidade instalada: 95MW

Despacho máximo no período: 97MW

Análise do desempenho: Até o dia 18/11 a geração foi inferior ao programado por problemas de falta de combustível (quatro primeiros dias), problemas de rendimento das unidades geradoras, indisponibilidade de equipamentos e por problemas internos à usina e não especificados. Entre 19/11 e 25/12 a geração foi inferior ao programado para manter a tensão na rede de distribuição nos limites recomendados (problema externo ao agente). Após 26/12 a geração foi inferior ao programado devido a restrições em algumas unidades geradoras e manutenção preventiva em outras unidades.

UTE Enguia PI: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



UTE Enguia PI

Capacidade instalada: 50MW

Despacho máximo no período: 52MW

Análise do desempenho:

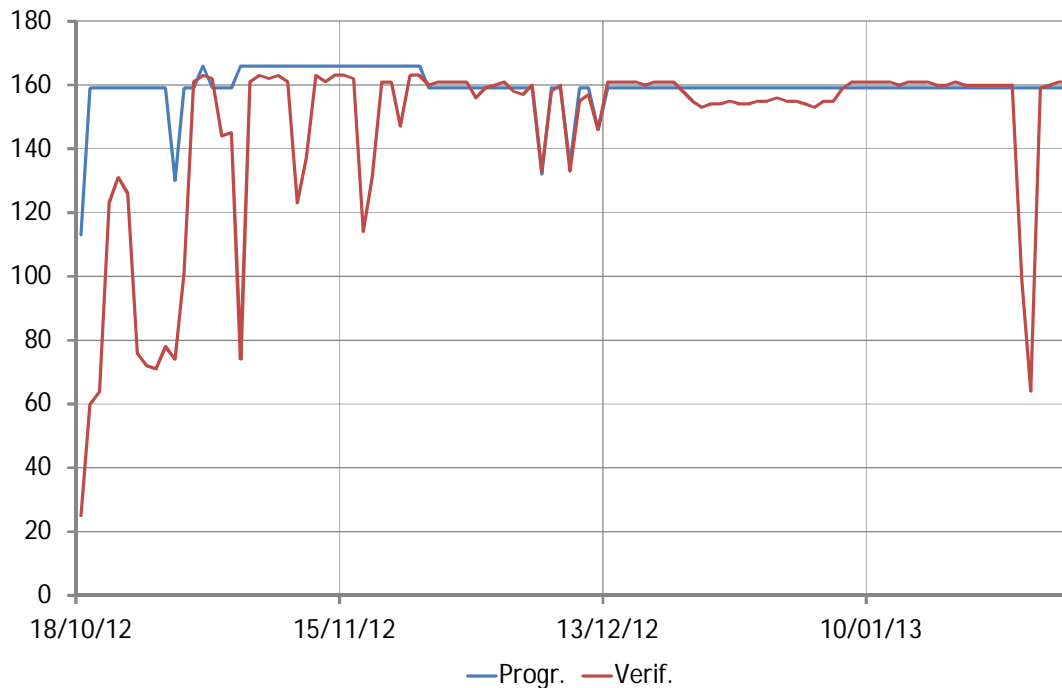
Até o dia 18/11 a geração foi inferior ao programado por problemas de falta de combustível (três primeiros dias), indisponibilidade de equipamentos e por problemas internos à usina (não especificados).

Entre 19/11 e 25/12 a geração foi inferior ao programado para manter a tensão na rede de distribuição nos limites recomendados (problema externo ao agente).

Após 26/12 a geração foi inferior ao programado devido a restrições em algumas unidades geradoras e manutenção preventiva em outras unidades.

UTE Geramar 1: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Geramar 1

Capacidade instalada: 166MW

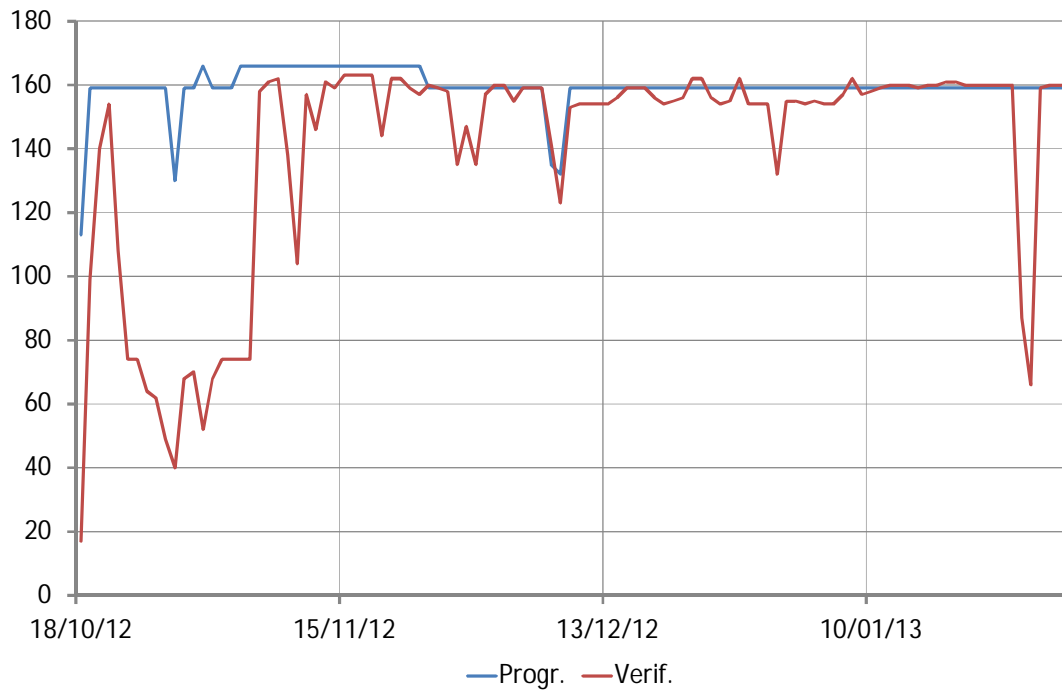
Despacho máximo no período: 159MW

Análise do desempenho: Gerou abaixo do programado por razões internas à usina (não especificadas) e por indisponibilidade de unidades geradoras.

No dia 27 /1/13 gerou abaixo do programado das 02h34min às 12h50min para controle do Fluxo Miracema-Gurupi e por indisponibilidade de unidades geradoras entre 12h51min às 18h45min. No dia 28/1/13 gerou abaixo do programado das 02h00min às 17h58min para controle do Fluxo Miracema-Gurupi (razão externa à usina).

UTE Geramar 2: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Geramar 2

Capacidade instalada: 166MW

Despacho máximo no período: 159MW

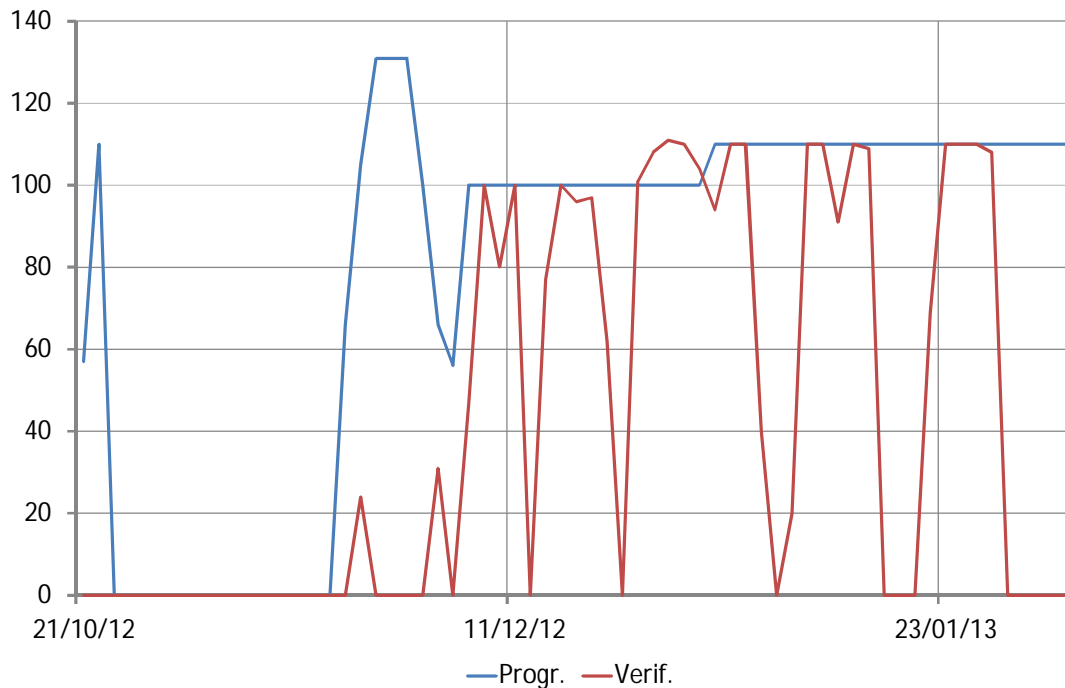
Análise do desempenho: Gerou abaixo do programado por razões internas à usina (não especificadas) e por indisponibilidades de unidades geradoras.

Entre 27 e 29/11 gerou abaixo do previsto por indisponibilidades nos transformadores 230/13,8 kV que conectam a usina ao SIN.

Entre 26 e 27 /1/13 gerou abaixo do programado para controle do fluxo Miracema-Gurupi (razão externa à usina).

UTE Igarapé: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Igarapé

Capacidade instalada: 131MW

Despacho máximo no período: 131MW

Análise do desempenho:

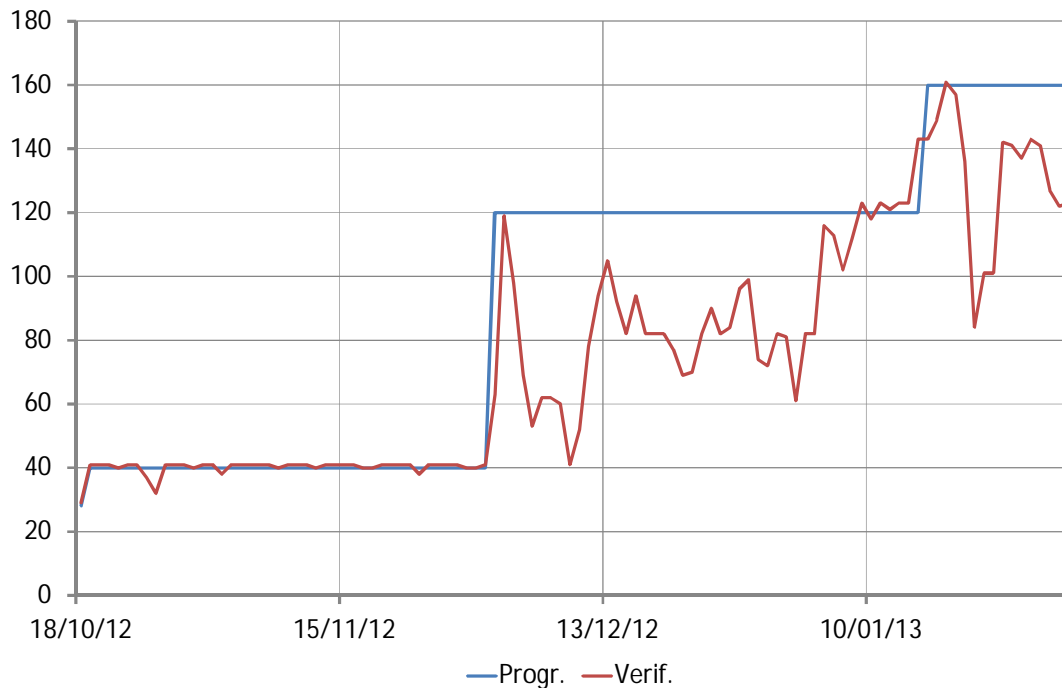
Gerou abaixo do programado por razões internas à usina (não especificadas) e por indisponibilidade de unidades geradoras.

Entre 27 e 29/11 gerou abaixo do previsto por indisponibilidades nos transformadores 230/13,8 kV que conectam a usina ao SIN.

Entre 26 e 27 /1/13 gerou abaixo do programado para controle do fluxo Miracema-Gurupi (razão externa à usina).

UTE Maracanaú I: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Maracanaú I

Capacidade instalada: 168MW

Despacho máximo no período: 160MW

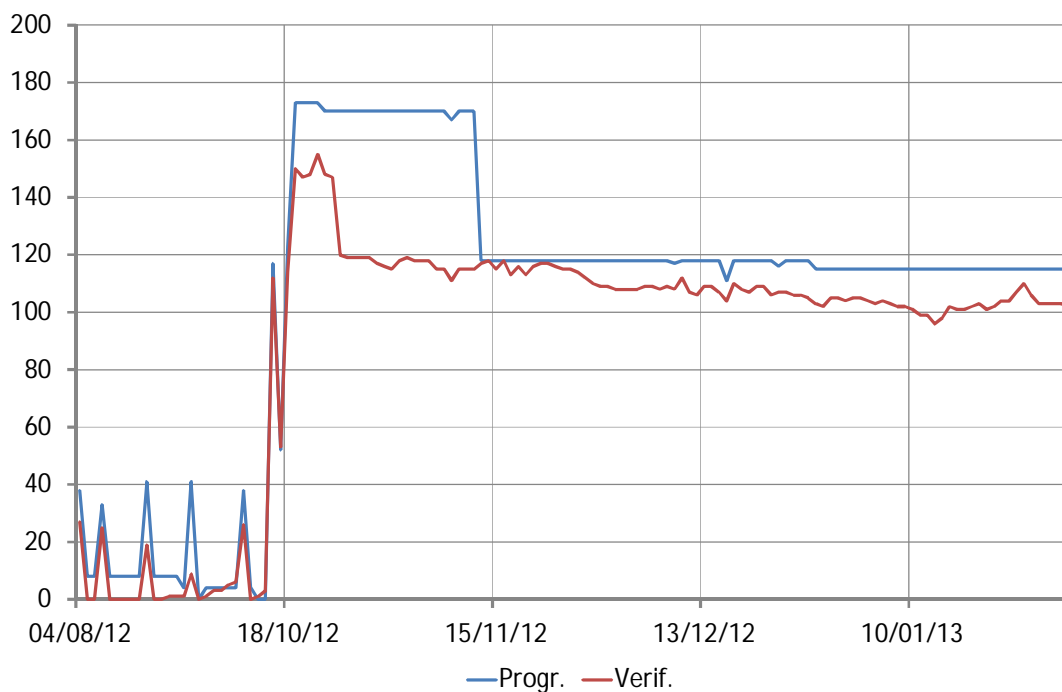
Análise do desempenho:

Até 30/11/12 não foram relatados problemas (geração programada de 40MW).

Após 1/12/12 houveram sobretudo problemas relacionados à disponibilidade de combustível. Em alguns dias relata-se que a usina “gerou abaixo do programado devido estratégia do agente na logística do combustível”. Em alguns dias também foram relatados problemas de indisponibilidade de unidades geradoras.

UTE Palmeiras de Goiás: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Palmeira de Goiás

Capacidade instalada: 176MW

Despacho máximo no período: 173MW

Análise do desempenho:

Até 8/10/12 foi programada por razões elétricas e teve a geração modulada em tempo real por considerações elétricas.

Após 18/10/12 gerou abaixo do previsto devido a razões internas à usina.

UTE Pau Ferro I: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Pau Ferro I

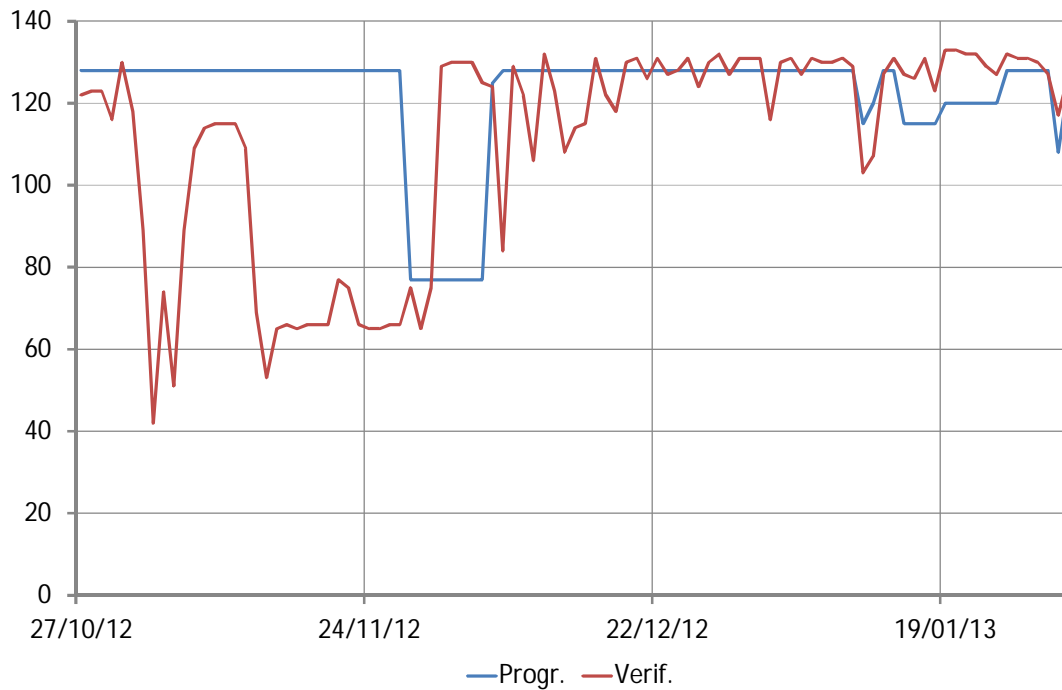
Capacidade instalada: 103MW

Despacho máximo no período: 94MW

Análise do desempenho: Gerou abaixo do programado por problemas de rendimento de suas unidades geradoras.

UTE Petrolina: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



UTE Petrolina

Capacidade instalada: 136MW

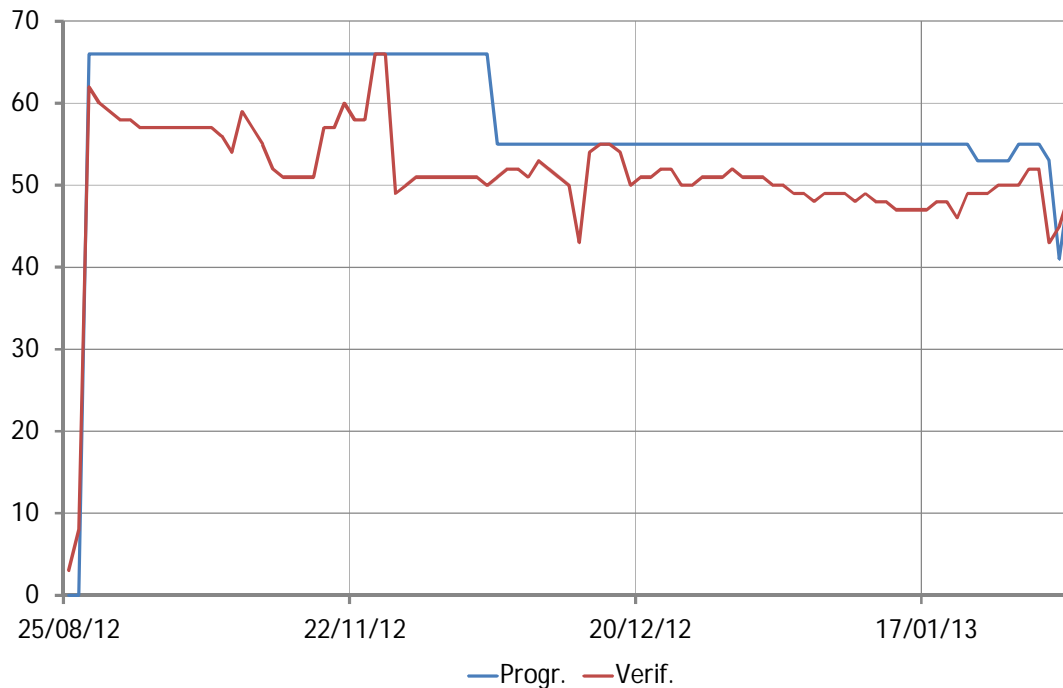
Despacho máximo no período: 128MW

Análise do desempenho: Gerou abaixo do programado por razões internas à usina, indisponibilidade de unidades geradoras, má qualidade de combustível por problemas de rendimento das unidades geradoras.

Gerou acima do programado em alguns dias pelo retorno de unidades geradoras e por melhor rendimento.

UTE Potiguar III: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Potiguar III

Capacidade instalada: 66MW

Despacho máximo no período: 66MW

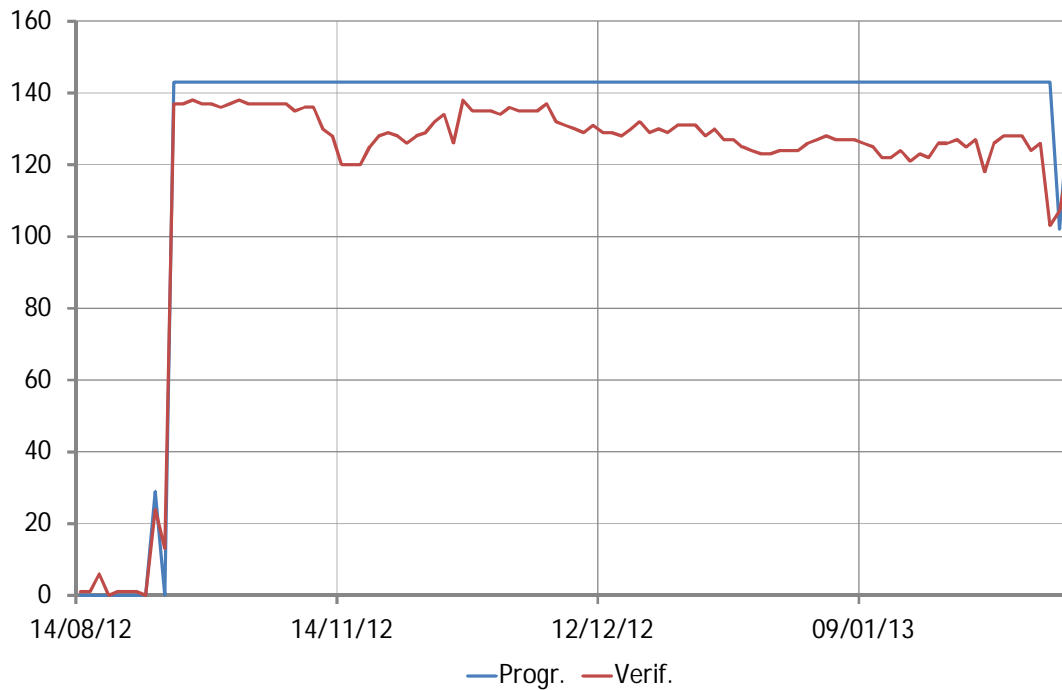
Análise do desempenho:

Gerou abaixo do programado por razões internas, indisponibilidade de equipamentos e problemas de rendimento.

Em 29/1/13, além dos problemas de rendimento, gerou abaixo do programado entre 4h06min e 07h53min, por solicitação do ONS, para maior otimização da UH Tucuruí.

UTE Termomanaus: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Termomanaus

Capacidade instalada: 156MW

Despacho máximo no período: 143MW

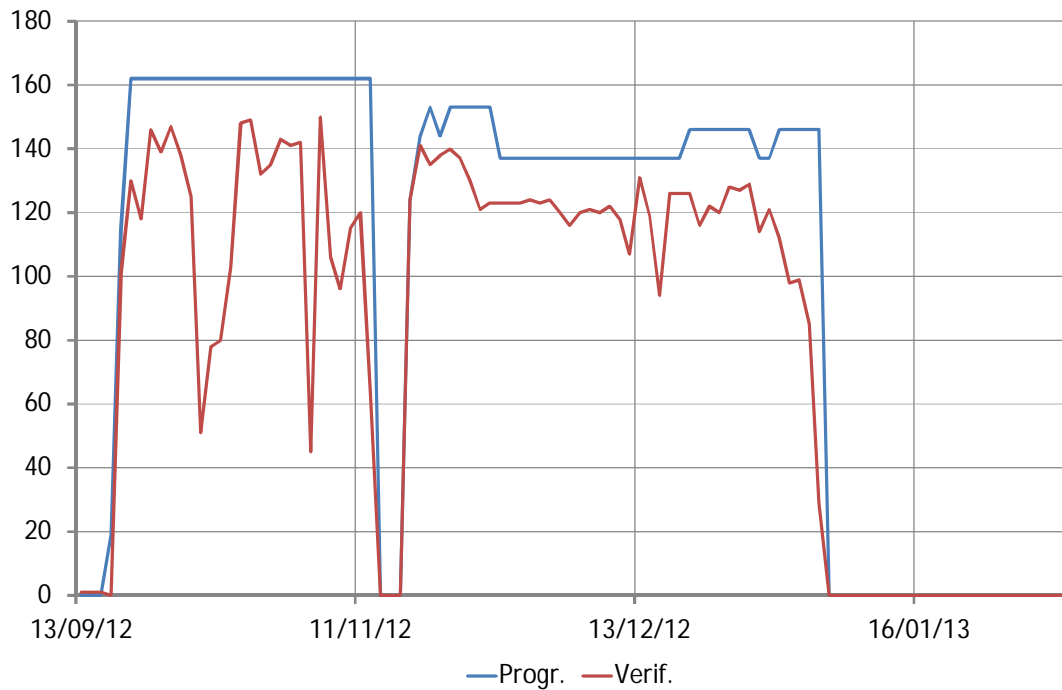
Análise do desempenho:

Apresentou problemas de rendimento.

Em 29/1/13 , além dos problemas de rendimento, gerou abaixo do programado entre 03h15min e 07h40min, por solicitação do ONS, para maior otimização da UH Tucuruí.

UTE Termonordeste: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Termonordeste

Capacidade instalada: 171MW

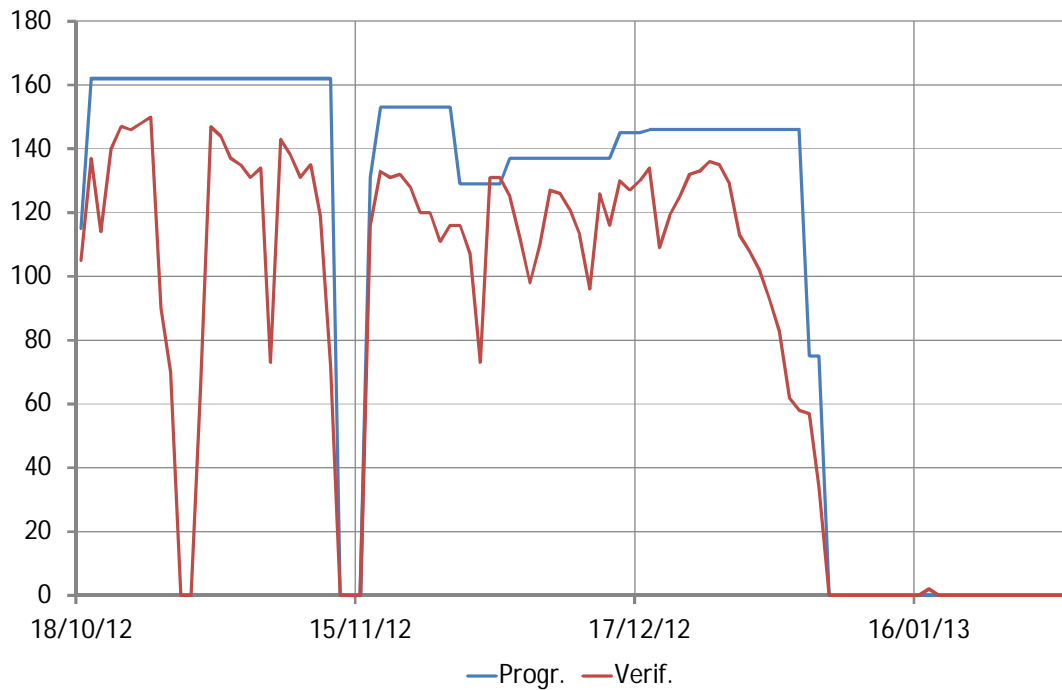
Despacho máximo no período: 162MW

Análise do desempenho:

Gerou abaixo do programado por problemas de rendimento, restrições internas ao agente e manutenções corretivas nas unidades geradoras.

UTE Termoparaíba: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Termoparaíba

Capacidade instalada: 171MW

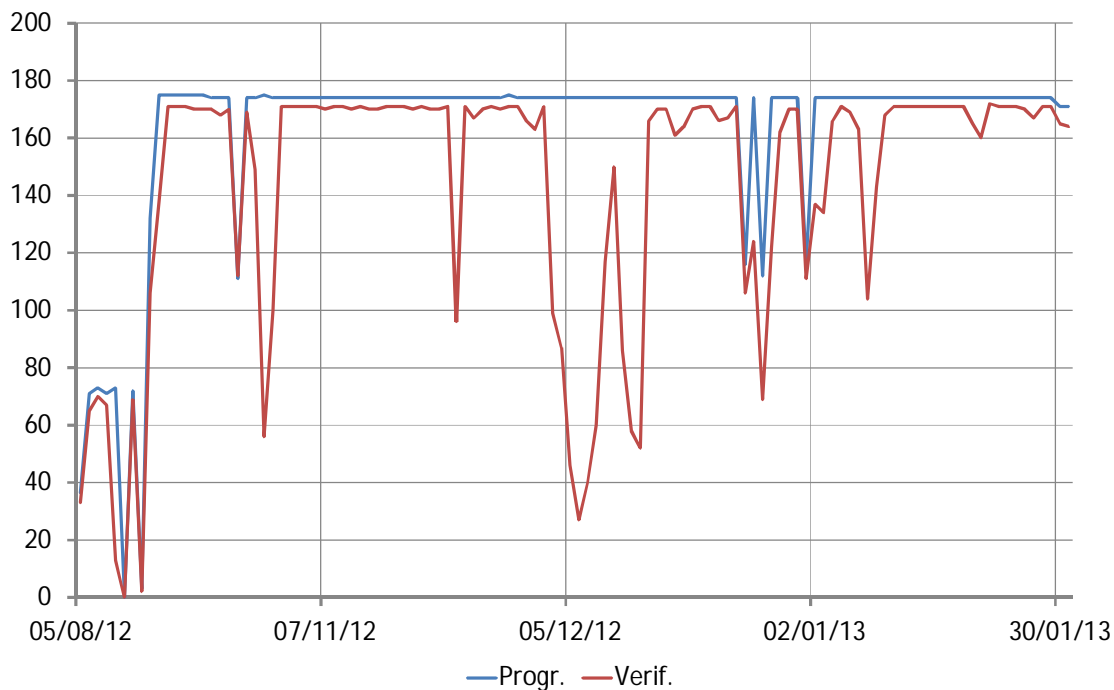
Despacho máximo no período: 162MW

Análise do desempenho:

Gerou abaixo do programado por problemas de rendimento, restrições internas ao agente e manutenções corretivas nas unidades geradoras.

UTE Viana: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Viana

Capacidade instalada: 175MW

Despacho máximo no período: 175MW

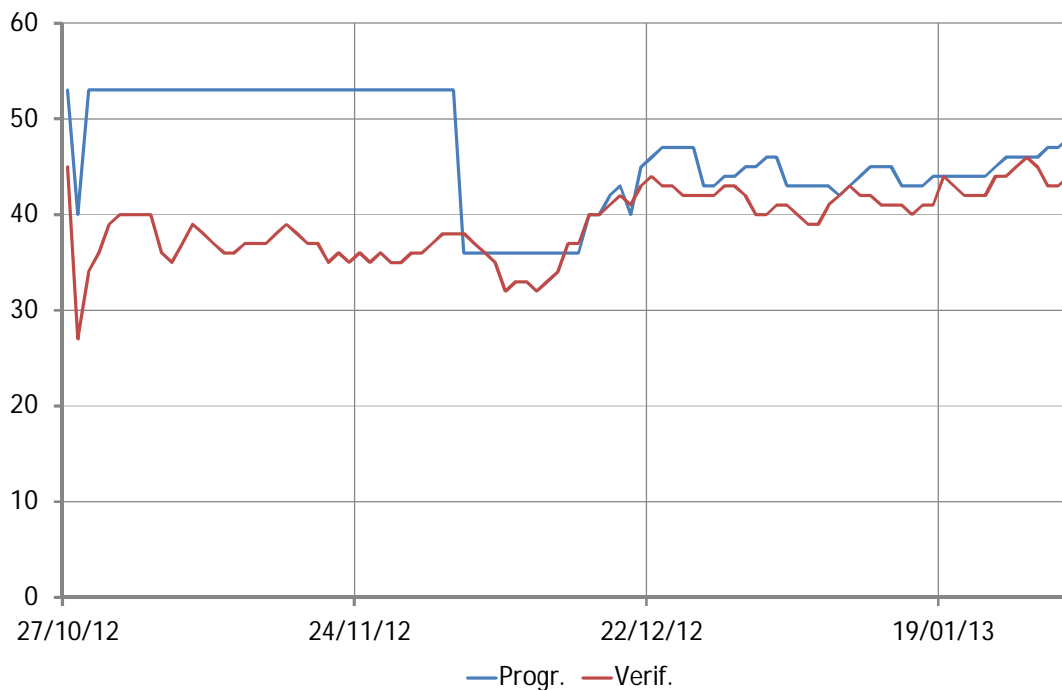
Análise do desempenho:

Gerou abaixo do programado em muitas ocasiões para controle do carregamento na transformação 345/138 kV da subestação de Campos.

Apresentou pontualmente problemas de rendimento, indisponibilidade de equipamentos e paradas para manutenção corretiva.

UTE Xavantes: geração térmica programada e verificada

(em MWméd)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS: ONS, Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

UTE Xavantes

Capacidade instalada: 54MW

Despacho máximo no período: 53MW

Análise do desempenho:

Gerou abaixo do programado por problemas de rendimento e de indisponibilidade de unidades geradoras.