

## DESPACHO ÓTIMO LOCAL DE TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL CONSIDERANDO OPERAÇÕES DE COMPROMETIMENTO

**Marcelo Tahiro Nascimento Kagami**

COPPE/UFRJ

Cidade Universitária, Centro de Tecnologia, Sala F103, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro-RJ, Brasil  
marcelo.tahiro@gmail.com

**Laura Bahiense**

COPPE/UFRJ

Cidade Universitária, Centro de Tecnologia, Sala F103, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro-RJ, Brasil  
laura@pep.ufrj.br

**Virgílio José Martins Ferreira Filho**

UFRJ

Cidade Universitária, Centro de Tecnologia, Sala F103, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro-RJ, Brasil  
virgilio@ufrj.br

### RESUMO

Este artigo apresenta um problema de gestão energética relacionada ao despacho de 15 usinas termelétricas pertencentes a um parque termelétrico a gás natural. O estudo é focado na busca pela eficiência energética da operação do conjunto de termelétricas, de maneira a atender a demanda elétrica ao menor custo possível, por meio do consumo otimizado de gás natural. Para tornar o problema mais próximo da realidade, foram utilizadas restrições de operações por comprometimento, isto é, caso a termelétrica esteja gerando energia elétrica em uma determinada hora, diz-se que a mesma se encontra acionada, ou seja, comprometida. O problema foi modelado por meio das características físicas operacionais próximas da realidade das termelétricas e do sistema de gasodutos brasileiro. Na modelagem foi utilizada programação matemática 0-1, através da linguagem Mosel/Xpress-MP. Além disso, fez-se uso do *Branch-and-Bound* como método de solução, obtendo-se soluções ótimas para o planejamento de 24 horas e de 48 horas.

**PALAVRAS CHAVE.** Programação matemática, Usinas Termelétricas, Eficiência Energética.

**EN - PO na Área de Energia**

### ABSTRACT

This article presents an energy management problem related to the dispatch of 15 power plants owned by a natural gas thermoelectric park. The study is focused on the search for energy efficient operation of power plants, so as to meet the electrical demand at the lowest possible cost, through optimized natural gas consumption. To make the problem closer to reality, we used a mathematical formulation for the unit commitment problem, this is, if the power plant is generating at some time, we say it is operating or committed. The problem was modeled using the power plants and gas pipelines operations close to the Brazilian reality. We used 0-1 mathematical programming through the software Model/Xpress-MP. Furthermore, we used the Branch-and-Bound as a method of solution, obtaining optimal solutions for 24 hours and 48 hours planning.

**KEYWORDS.** Mathematical programming, thermoelectric plants, energy efficiency. EN - OR in the area of energy

## 1. Introdução

No contexto do crescimento econômico brasileiro, a geração de energia elétrica atualmente no país é em sua maioria realizada por usinas hidrelétricas. Todavia, o problema da crise energética no Brasil, em 2001, provocou fortes impactos no mercado de energia elétrica do país. Naquele ano, devido à existência de um parque gerador brasileiro fundamentalmente hidrelétrico e devido a fatores climáticos adversos, o país, dependente dos níveis de reservatórios, enfrentou dificuldades para o atendimento pleno das demandas de energia elétrica.

Com o intuito de se evitar a ocorrência de crises energéticas, o governo federal estabeleceu então o Programa Prioritário de Termelétricidade de 2000 a 2003, conforme pode ser visto em Lora (2004).

Pode-se dizer, portanto, que as usinas termelétricas possuem importância estratégica para a segurança energética do país, principalmente nos meses de estiagem, quando as chuvas são menos intensas nas nascentes dos rios e o volume de água é menor, fazendo com que haja menor quantidade de água armazenada para a geração de energia hidrelétrica.

Desse modo, este artigo trata da implementação de um modelo que visa otimizar a operação de termelétricas a gás natural, baseado em uma instância brasileira, considerando-se as limitações operacionais do sistema de gás natural e as características de operação das termelétricas, sem contudo levar em conta restrições relacionadas às linhas de transmissões. O trabalho tem como intuito minimizar os custos inerentes na geração de energia elétrica de 15 termelétricas a gás natural pertencentes a um parque termelétrico. Além disso, busca-se o pronto atendimento às demandas horárias de energia elétrica estabelecidas de forma determinística em um dado horizonte de tempo, admitindo-se que inicialmente as termelétricas estejam desligadas.

Ressalta-se que o artigo considera o gás natural e o acionamento das termelétricas como custos de geração de energia elétrica. Dessa forma, o modelo matemático implementado objetiva eficiência energética, uma vez que estabelece uma operação capaz de aliar a demanda elétrica e o menor consumo de gás natural. Portanto, a maior contribuição deste artigo é tratar a questão do custo do gás natural e sua disponibilidade, situação comumente não abordada em programação de termelétricas brasileiras.

## 2. Revisão Bibliográfica

Dada a importância das usinas termelétricas perante o sistema elétrico, alguns pesquisadores têm estudado suas diversas formas de operações, bem como suas interligações com os complexos sistemas de gasodutos.

Com isso, é importante ressaltar que as usinas termelétricas a gás natural se encontram relacionadas aos seguintes temas: otimização de sistemas de gasodutos, planejamento de operações do sistema elétrico, operações de sistemas gás-eletricidade e operações de termelétricas por comprometimento.

No tema otimização aplicada a sistema de gasodutos podem ser citados os trabalhos de Rios e Borraz-Sánchez (2005) e Cobos-Zaleta e Rios (2002). Esse tema se caracteriza por abordar a otimização da operação de sistema de gasodutos, de maneira a minimizar o consumo de gás natural em estações de compressão de gás. Como forma de solucionar o problema de otimização, utiliza-se técnicas de programação matemática e de inteligência artificial.

O tema planejamento de operações do sistema elétrico é abordado nos seguintes trabalhos: Bezerra et al (2006), Lisboa et al (2006), Lisboa et al (2008), Lisboa et al (2009), e Unsihuay-Vila et al (2010). Esse tema congrega abordagens quantitativas relacionadas a custos de projetos de expansão de sistemas termelétricos, hidrelétricos e de gasodutos, de forma a se atender as possíveis demandas energéticas de longo ou curto prazo. Cabe salientar que essas soluções são usualmente obtidas por meio de modelos de programação matemática.

No que concerne o tema operações de sistemas gás-eletricidade tem-se os trabalhos de An et al (2003), Munoz et al (2003), Mello e Ohishi (2004), Mello e Ohishi (2006), Unsihuay-Vila et al (2007), Santos (2009) e Mohtashami e Mashhadi (2009). Nesse tema os pesquisadores em sua grande maioria realizam a abordagem da operação das termelétricas a gás natural, dividindo-a em duas partes. Primeiramente, é resolvido o problema de fluxo de carga elétrica

necessária para se atender a demanda elétrica. Em seguida, tendo obtida como resposta a potência a ser gerada pelas termelétricas, é solucionado, então, o problema de fluxo de carga de gás necessário para o devido suprimento às termelétricas. Como forma de achar as soluções interativas das duas partes do problema, diversos autores utilizam métodos de programação matemática ou de metaheurísticas.

No tema operações de termelétricas por comprometimento podem ser citados: Arroyo e Conejo (2000), Arroyo e Conejo (2002), Carrión e Arroyo (2006) e Safári et al (2010). Neste tema estão os trabalhos que modelam as termelétricas que operam por comprometimento, isto é, no caso da mesma gerar energia elétrica, diz-se que ela se encontra comprometida. Desse modo, uma vez comprometida, a termelétrica deve permanecer ligada por um determinado tempo mínimo. O mesmo ocorre ao ser desligada, devendo a mesma permanecer certo tempo nesse estado. Além disso, na abordagem por comprometimento, é preciso ser considerado que a termelétrica possui características transientes de capacidade de acréscimo ou de redução de geração de energia elétrica.

Portanto, como mostrado, há diversos estudos que levam em conta o complexo modelo de interligação do sistema elétrico em conjunto com sistemas de gasodutos, de maneira a se obter modelos de gestão capazes de auxiliar a tomada de decisão no que se refere à minimização de custos de operações na geração de energia elétrica.

### 3. Modelagem Matemática

A formulação matemática consiste em estabelecer um modelo de programação de termelétricas tendo como objetivo o atendimento às demandas elétricas horárias, minimizando-se os custos de consumo de gás natural, de acionamento e da geração das termelétricas. Essa formulação leva em consideração as restrições de operação das 15 termelétricas e dos gasodutos brasileiros que as atendem. O modelo considera que nos intervalos de 1 hora do horizonte de planejamento a geração da termelétrica é constante.

#### 3.1 Nomenclatura

As nomenclaturas utilizadas são apresentadas nas tabelas **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, 2 e **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**

Conjuntos	Descrição
$H$	Conjunto de horas do horizonte de planejamento.
$N$	Conjunto das termelétricas a gás natural.
$GASODUTO$	Conjunto dos gasodutos.
$ALOC\_TxG(g)$	Conjunto de termelétricas que podem ser atendidas pelo gasoduto $g$ , conforme listado na Tabela 4.

Tabela 1: Conjuntos utilizados no modelo matemático.

Variáveis de decisão	Descrição
$ute(n,h)$	Potência gerada em MWh pela $n$ -ésima termelétrica em determinada hora do horizonte de programação.
$c\_aciona(n,h)$	Custo do acionamento da $n$ -ésima termelétrica em certa hora.
$g\_max(n,h)$	Potência máxima gerada em MWh pela termelétrica em certa hora.
$liga(n,h)$	Variável binária 0/1. Estado '1' indica que a termelétrica se encontra comprometida e '0', caso contrário.

Tabela 2: Variáveis de decisão utilizadas no modelo matemático.

Constantes	Descrição
$C(n)$	Consumo de gás natural da n-ésima termelétrica em m <sup>3</sup> /MWh.
$P(n)$	Preço do gás natural fornecido para a n-ésima termelétrica em R\$/m <sup>3</sup> .
$C\_MAX(n)$	Capacidade total de geração em MWh da n-ésima termelétrica.
$C\_MIN(n)$	Capacidade mínima de geração da n-ésima termelétrica em MWh, uma vez comprometida.
$S(n)$	Capacidade máxima da rampa de subida inerente ao acréscimo de geração da n-ésima termelétrica em MWh.
$D(n)$	Capacidade máxima da rampa de descida inerente à redução de geração da n-ésima termelétrica em MWh.
$T\_LIG(n)$	Número de horas que a n-ésima termelétrica deve permanecer ligada quando comprometida.
$T\_DESL(n)$	Número de horas que a n-ésima termelétrica deve permanecer desligada quando não comprometida.
$T$	Horizonte em horas do planejamento de programação.
$DEMANDA\_ELETRICA(h)$	Demanda elétrica em MWh em certa hora do planejamento.
$CAP\_VOL(g)$	Capacidade em m <sup>3</sup> da vazão horária do g-ésimo gasoduto.
$C\_EXP(n, hora)$	Custo de acionamento da n-ésima termelétrica após a mesma permanecer desligada por determinado número de horas.
$NR\_INTERV\_EXP$	Número de intervalos de discretização da função custo de acionamento.

Tabela 3: Constantes utilizadas no modelo matemático.

### 3.2. A função objetivo

Em sistemas de geração de energia elétrica o principal objetivo consiste na minimização dos custos operacionais, conforme mostrado em (1).

$$\sum_{n \in N} \sum_{h \in H} ute(n, h)C(n)P(n) + c\_aciona(n, h) \quad (1)$$

A função objetivo descrita em (1) possui como meta estabelecer quais termelétricas a gás natural pertencentes ao parque termelétrico devem gerar energia elétrica de forma a considerar a minimização dos custos, levando-se em conta o consumo e o preço do gás natural de cada uma das termelétricas, respectivamente em m<sup>3</sup>/MWh e em R\$/m<sup>3</sup>.

Além disso, a função objetivo estabelece a minimização do custo de acionamento das termelétricas após as mesmas estarem desligadas por algum tempo, conforme pode ser visto em Arroyo e Conejo (2002).

### 3.3. Restrições de rampa de subida e descida

Neste trabalho é adotado um regime de operação horária. Caso a termelétrica esteja gerando energia elétrica em uma determinada hora, diz-se que ela se encontra acionada, ou seja,

comprometida. Uma vez comprometida, essas restrições estabelecem que a capacidade máxima de geração de uma termelétrica deve ser menor ou igual à capacidade total da termelétrica em MWh, conforme mostrado em (2).

$$g\_max(n, h) \leq C\_MAX(n)liga(n, h) \quad (2)$$

$$\forall n \in N, \forall h \in H$$

As restrições de rampa de subida e de descida referem-se à capacidade máxima de acréscimo e ou de redução de geração da termelétrica, em relação à hora anterior dado em MWh. Em (3) mostra-se a restrição referente à rampa de subida.

$$g\_max(n, h) \leq ute(n, h-1) + S(n)liga(n, h) \quad (3)$$

$$\forall n \in N, \forall h \in H$$

A restrição (3) impõe que, caso a termelétrica se encontre comprometida, sua capacidade máxima de geração em determinada hora deve ser menor ou igual à potência gerada na hora anterior, somada à taxa de rampa de subida da termelétrica em MWh.

Em (4) evidencia-se a restrição rampa de descida.

$$ute(n, h-1) - ute(n, h) \leq D(n)liga(n, h-1) \quad (4)$$

$$\forall n \in N, \forall h \in H$$

Essa restrição estabelece que a diferença entre a potência média gerada por uma termelétrica na hora anterior e a gerada na hora atual deve ser menor ou igual à taxa da rampa de descida da termelétrica em MWh.

### 3.4. Restrição de capacidade de geração total das termelétricas

As restrições de capacidade de geração total das termelétricas estabelecem que as mesmas devam respeitar um limite superior e inferior de geração em MWh.

Em (5) é mostrada a restrição referente à capacidade de geração total das termelétricas.

$$C\_MIN(n)liga(n, h) \leq ute(n, h) \leq g\_max(n, h) \quad (5)$$

$$\forall n \in N, \forall h \in H$$

O limite superior é definido pela variável de decisão  $g\_max(n, h)$ , conforme citado nas restrições de rampa de subida e descida. Essa variável de decisão leva em consideração a capacidade máxima de geração total da termelétrica e a sua taxa de rampa de subida.

O limite inferior é dado pela capacidade mínima de geração da termelétrica, uma vez comprometida.

### 3.5. Restrições de tempo mínimo ligada

As restrições de tempo mínimo ligada expressam a condição de que uma vez comprometida, a termelétrica deve permanecer nesse estado por um número mínimo de horas, devido às restrições operacionais dos equipamentos.

Em (6) e (7) se encontram as restrições de tempo mínimo ligada.

$$\sum_{i=h}^{h+T\_LIG(n)-1} liga(n, i) \geq T\_LIG(n)[liga(n, h) - liga(n, h-1)] \quad (6)$$

$$\forall n \in N, \forall h = 1..T - T\_LIG(n) + 1$$

$$\sum_{i=T-T\_LIG(n)+2}^T liga(n, i) \geq (T-h+1)[liga(n, h) - liga(n, h-1)] \quad (7)$$

$$\forall n \in N, \forall h = T - T\_LIG + 2$$

A restrição (6) é estabelecida para que o instante de acionamento somado ao tempo mínimo em que a termelétrica deve ficar comprometida não ultrapasse o horizonte de programação.

A restrição (7) é utilizada na situação em que o instante de acionamento somado ao tempo mínimo que a termelétrica deve permanecer ligada excede o horizonte de programação.

### 3.6. Restrições de tempo mínimo desligada

As restrições de tempo mínimo desligada estabelecem que, uma vez a termelétrica esteja não comprometida, isto é, desligada, a mesma deve continuar nessa situação por um número mínimo de horas.

Em (8) e (9) são mostradas as restrições de tempo mínimo desligada.

$$\sum_{i=h}^{h+T\_DESL(n)-1} 1 - liga(n,i) \geq T\_DESL[liga(n,h-1) - liga(n,h)] \quad (8)$$

$$\forall n \in N, \forall h = 1 \dots T - T\_DESL + 1$$

$$\sum_{i=T-T\_DESL(n)+2}^T 1 - liga(n,i) \geq T - h + 1[liga(n,h-1) - liga(n,h)] \quad (9)$$

$$\forall n \in N, \forall h = T - T\_DESL + 2$$

As restrições de tempo mínimo desligada funcionam de maneira equivalente às restrições de tempo mínimo ligada.

### 3.7. Restrição de integralidade

$$liga(n,h) \in \{0,1\}, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (10)$$

Essa restrição é essencial para o problema, pois indica que uma termelétrica somente pode ser acionada uma única vez em determinada hora do horizonte de programação.

### 3.8. Restrição de demanda elétrica

A restrição de demanda elétrica tem como objetivo estabelecer a demanda horária em MWh que deve ser atendida conforme mostrado em (11).

$$\sum_{n \in N} ute(n,h) = DEMANDA\_ELETRICA(h), \forall h \in H \quad (11)$$

Essa restrição estabelece que o somatório das potências médias geradas por cada uma das termelétricas em uma determinada hora do horizonte de programação deve ser igual à demanda elétrica no mesmo instante.

### 3.9. Restrição de capacidade de vazão dos gasodutos

Essa restrição, explicitada em (12), é responsável por relacionar a geração termelétrica à respectiva capacidade de vazão dos gasodutos responsáveis pelo fornecimento de gás natural às devidas termelétricas.

$$\sum_{n \in ALOC\_TG(g)} C(n)ute(n,h) \leq CAP\_VOL(g) \quad \forall h \in H, \forall g \in GASODUTO \quad (12)$$

Com isso, essa restrição é responsável por limitar a geração de energia elétrica pelas termelétricas, aquela resultante do uso de toda a capacidade de vazão dos gasodutos responsáveis pelo fornecimento de gás natural.

### 3.10. Restrição de custo de acionamento

A restrição relativa ao custo de acionamento tem a função de quantificar o custo de uma termelétrica ser acionada após permanecer desligada por determinado número de horas, como mostrado em (13).

$$c\_aciona(n,h) \geq C\_EXP(n, \text{interv}) [liga(n,h) - \sum_{i=1}^{\text{interv}} liga(n,h-i)] \quad (13)$$

$$\forall n \in N, \forall h > NR\_INTERV\_EXP$$

$$\forall \text{interv} \in \{1, \dots, NR\_INTERV\_EXP\}$$

Cabe salientar que o custo de acionamento é dado por meio de parâmetro obtido por uma função exponencial linearizada em degraus, como pode ser visto também em Carrión e Arroyo (2006).

A função exponencial é dada por (14).

$$\alpha + \beta(1 - e^{-\frac{t_{desl}}{\tau}}), \tau = \text{constante de crescimento exponencial do custo e } t_{desl} = \text{tempo desligada} \quad (14)$$

A figura 1 mostra um exemplo de função custo linearizada em degraus.

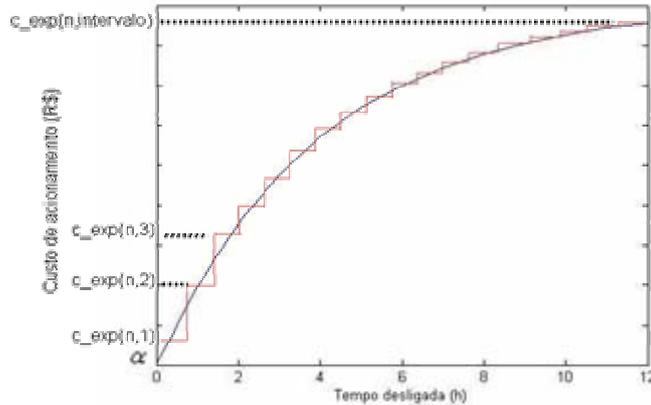


Figura 1: Função custo de acionamento de termelétrica.  
Fonte: O próprio autor.

### 3.11. Restrições de não-negatividade

Essas restrições estabelecem que as variáveis de decisão do problema são não negativas, conforme pode ser visto em (15).

$$\begin{aligned} &liga(n, h), g\_max(n, h), ute(n, h), c\_aciona(n, h) \geq 0 \\ &\forall n \in N, \forall h \in H \end{aligned} \quad (15)$$

### 4. O estudo de caso

O modelo matemático descrito nas seções anteriores foi implementado para um sistema de gasodutos e a operação de 15 termelétricas a gás natural pertencentes a um parque termelétrico no Brasil.

Os dados das termelétricas e dos gasodutos foram obtidos em MME (2011). Características como tempo mínimo ligada, desligada, rampa de subida, de descida e custo de acionamento foram arbitrados, considerando-se a forma dos ciclos de geração de energia elétrica de cada uma das termelétricas a gás natural mostradas em MME (2011). Os custos de acionamento das termelétricas foram dados por meio de linearização das funções custos de acionamento de cada uma das termelétricas em intervalos de 10 horas. A tabela 4 mostra a capacidade de vazão dos gasodutos utilizados pelas termelétricas e as características das usinas do estudo de caso.

Usina termelétrica	Tempo mínimo ligada	Tempo mínimo desligada	Capacidade de acréscimo de geração (MWh)	Capacidade de redução da geração (MWh)	Capacidade de geração (MWh)	Capacidade do Gasoduto (mil m <sup>3</sup> /h)
1	3 hs	2 hs	76	114	228	Gasoduto A 150,00
2	1 h	1h	379	379	379	Gasoduto B 212,50
3	4 hs	3 hs	141	188	564	Gasoduto C 137,50
4	6 hs	4 hs	176	264	1056	Gasoduto D 1666,66



É importante ressaltar que o problema levou em consideração as características operacionais próximas das realidades das termelétricas e das capacidades de vazão dos gasodutos, conforme apresentado na Tabela 4.

O modelo matemático proposto foi implementado em computador Intel Core Duo, 2.66 GHz e 8 GB de RAM, com sistema operacional Windows Server 2003. A tabela 5 mostra as características computacionais do modelo matemático e os resultados obtidos.

Horizonte de Planejamento	24 horas	48 horas
Número de variáveis	1440	2880
Número de restrições	6420	14436
Tempo Computacional para chegar à solução ótima	124,3 s ~ 2 min.	9157,8 s ~ 2hs 32 min.

Tabela 5: Características computacionais e resultados.

As tabelas 6 e 7 apresentam as demandas elétricas horárias para o planejamento de 24 horas e 48 horas, respectivamente. Vale mencionar que a capacidade do parque termelétrico em questão é de 5664 MWh. No estudo de 24 horas a demanda é praticamente constante, pois é analisado o caso em que o período de seca se encontrava atuante no país há um certo tempo, demandando um regime de carga das termelétricas praticamente constante ao longo de 24 horas.

Hora	1 <sup>a</sup>	2 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup>	4 <sup>a</sup>	5 <sup>a</sup>	6 <sup>a</sup>
Demanda (MWh)	2500	3000	3400	3915	4400	4572
Horas	7 <sup>a</sup> a 24 <sup>a</sup>					
Demanda (MWh)	4572					

Tabela 6: Características do planejamento de 24 horas

No planejamento de 48 horas é analisado o caso em que o período de seca nos reservatórios está inicialmente comprometendo a segurança energética do país. Dessa forma, a demanda pela energia gerada pelas termelétricas é crescente no primeiro dia e depois constante.

Hora	1 <sup>a</sup>	2 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup>	4 <sup>a</sup>	5 <sup>a</sup>	6 <sup>a</sup>
Demanda (MWh)	114	345	547	784	944	1144
Hora	7 <sup>a</sup>	8 <sup>a</sup>	9 <sup>a</sup>	10 <sup>a</sup>	11 <sup>a</sup>	12 <sup>a</sup>
Demanda (MWh)	1344	1544	1744	1944	2144	2344
Hora	13 <sup>a</sup>	14 <sup>a</sup>	15 <sup>a</sup>	16 <sup>a</sup>	17 <sup>a</sup>	18 <sup>a</sup>
Demanda (MWh)	2544	2744	2944	3144	3344	3432
Hora	19 <sup>a</sup>	20 <sup>a</sup>	21 <sup>a</sup>	22 <sup>a</sup>	23 <sup>a</sup>	24 <sup>a</sup>
Demanda (MWh)	3632	3832	4132	4432	4572	4572
Horas	25 <sup>a</sup> a 48 <sup>a</sup>					
Demanda (MWh)	4572					

Tabela 7: Características do planejamento de 48 horas.

A tabela 8 mostra a solução ótima do planejamento de 48 horas, identificando para cada hora a geração em MWh das usinas termelétricas.

Horas	Usinas Termelétricas															Geração Horária Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1 <sup>a</sup>	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0	114
2 <sup>a</sup>	0	45	0	0	0	0	45	0	90	60	0	0	45	60	0	345
3 <sup>a</sup>	0	45	0	176	0	0	45	0	116	60	0	0	45	60	0	547
4 <sup>a</sup>	0	45	90	176	43	60	45	0	160	60	0	0	45	60	0	784
5 <sup>a</sup>	0	45	90	176	43	60	45	0	280	100	0	0	45	60	0	944
6 <sup>a</sup>	0	45	90	176	43	79	45	0	400	161	0	0	45	60	0	1144
7 <sup>a</sup>	0	45	90	176	43	199	45	0	480	161	0	0	45	60	0	1344
8 <sup>a</sup>	0	45	90	322	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0	1544
9 <sup>a</sup>	0	45	114	498	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0	1744
10 <sup>a</sup>	0	45	138	674	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0	1944
11 <sup>a</sup>	0	45	162	850	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0	2144
12 <sup>a</sup>	0	45	274	938	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0	2344
13 <sup>a</sup>	0	45	415	997	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0	2544
14 <sup>a</sup>	0	45	556	1056	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0	2744
15 <sup>a</sup>	0	45	564	1056	43	253	237	0	480	161	0	0	45	60	0	2944
16 <sup>a</sup>	0	45	564	1056	43	253	437	0	480	161	0	0	45	60	0	3144
17 <sup>a</sup>	0	45	564	1056	43	253	637	0	480	161	0	0	45	60	0	3344
18 <sup>a</sup>	0	379	564	1056	43	253	391	0	480	161	0	0	45	60	0	3432
19 <sup>a</sup>	0	379	564	1056	43	253	591	0	480	161	0	0	45	60	0	3632
20 <sup>a</sup>	0	379	564	1056	43	253	791	0	480	161	0	0	45	60	0	3832
21 <sup>a</sup>	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	124	45	60	0	4132
22 <sup>a</sup>	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	45	346	0	4432
23 <sup>a</sup>	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0	4572
24 <sup>a</sup>	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0	4572
25 <sup>a</sup> 48 <sup>a</sup>	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0	4572

Tabela 8: Solução ótima do planejamento de 48 horas dado em MWh.

A solução ótima do planejamento de 48 horas mostra o pleno atendimento às restrições do problema. Além disso, vale ressaltar que no cenário de planejamento de 24 horas também foi possível obter a solução ótima, atendendo-se a função objetivo e as restrições do problema.

O planejamento de 24 horas apresentou resposta computacional em aproximadamente 2 minutos para a obtenção da solução ótima, ao passo que o planejamento de 48 horas levou aproximadamente 2 horas e 32 minutos, conforme mostrado na tabela 5. A figura 4 mostra a dinâmica da resposta do planejamento de 48 horas, indicando ao longo do tempo computacional da simulação a distância percentual para a solução ótima.

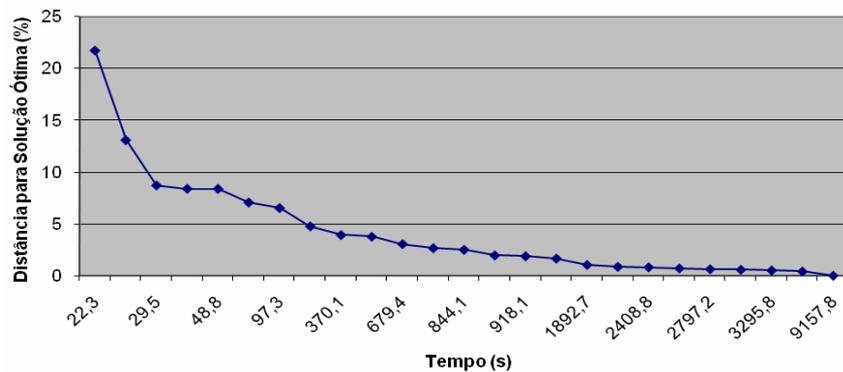


Figura 4: Tempo de convergência para a solução ótima no planejamento de 48 horas.

A figura 4 mostra que em 679,4 segundos, isto é, aproximadamente 11 minutos e em 1892,7 segundos, ou seja, aproximadamente 32 minutos, obteve-se soluções a 3% e a 1% da solução ótima, respectivamente. Dessa forma, o modelo de planejamento de 48 horas se mostrou capaz de obter soluções práticas para o problema em tempos computacionais viáveis.

## 6. Conclusões

As termelétricas a gás natural têm se tornado no Brasil um importante instrumento para a segurança energética. Desse modo, o planejamento de operações de termelétricas a gás natural é essencial para que se estabeleça uma solução ótima no despacho das termelétricas de forma a atender a demanda elétrica ao menor custo e, conseqüentemente, com melhor eficiência energética. A implementação do problema considerou as características de operações de comprometimento das termelétricas e as limitações de disponibilidade de gás natural, por meio das restrições de capacidade de vazão dos gasodutos, tornando, assim, o problema mais próximo da realidade.

Vale ressaltar que o presente trabalho desenvolveu uma ferramenta gerencial por meio de programação matemática de forma a estabelecer o planejamento de operações de 15 ativos de energia pertencentes a um certo parque termelétrico a gás natural. O modelo implementado em linguagem de programação Mosel/Xpress-MP apresentou para os casos estudados soluções ótimas em tempos computacionais viáveis. No horizonte de planejamento de 24 horas obteve-se a solução ótima em aproximadamente 2 minutos. O planejamento de 48 horas obteve soluções viáveis a 3% da solução ótima em aproximadamente 11 minutos, tendo atingido a solução ótima em aproximadamente 2 horas e 32 minutos.

Este trabalho desenvolve, portanto, novos caminhos para o estudo de operações de termelétricas a gás natural brasileiras, de forma a se priorizar a melhor gestão do ponto de vista de custos e da eficiência energética.

## 7. Agradecimentos

Aos revisores do SBPO 2011 que muito contribuíram para melhorias no trabalho.

## 8. Referências Bibliográficas

An, S. et al (2003), *Natural gas and electricity optimal power flow*. In: *Proc. Of IEEE PES Transmission and Distribution Conference*, Dallas, USA, Paper number 03TD027.

- Arroyo, J. M. e Conejo, A. J.** (2000), *Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market. Transactions on Power Systems*. Volume 15, No. 3, pp. 1098-1104.
- Arroyo, J. M. e Conejo, A. J.** (2002), *Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market. IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 17, No.4, pp. 1225-1231.
- Bezerra, B. et al** (2006), *Integrated electricity-gas operations planning in hydrothermal systems*, In: *Proc. Of X Symposium of Specialists in Electrical Operation and Expansion Planning (X SEPOPE)*, Florianópolis (SC), Brazil.
- Carrión, M. e Arroyo J. M.** (2006), *A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem. IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 21, No.3, pp. 1371-1378.
- Cobos-zaleta, D. e Rios, R. Z.** (2002), *A MINLP model for minimizing fuel consumption on natural gas pipeline networks. Proceedings of the XI Latin-Ibero-American Conference on Operations Research, Concepcion, Chile.*
- Lisboa, M. L. V. et al** (2006), *Discussão de premissas básicas para a modelagem do problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo. X SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Florianópolis, Brazil.
- Lisboa, M. L. V. et al** (2008), *A Mixed-Integer Programming Model to Long Term Generation Expansion Planning of the Brazilian System. 16<sup>th</sup>. PSCC - Power Systems Computation Conference*, Glasgow, Escócia.
- Lisboa, M. L. V. et al** (2009), *Representação do Sistema de Gás Natural no Modelo Computacional MELP. XI SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Belém, Brazil.
- Lora, E., E., S. e Nascimento, M., A., R. (coordenadores)** (2004), *Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação*, 2 volumes, 1296 páginas, 1<sup>a</sup> Ed., Editora Interciência, Rio de Janeiro.
- Mello, O. D. e Ohishi, T.** (2004), *Natural Gas Transmission for Thermolectric Generation Problem. IX SEPOPE - Symposium of Specialists in Electrical Operational and Expansion Planning*, Rio de Janeiro.
- Mello, O. D. e Ohishi, T.** (2006), *An Integrated Dispatch Model of Gas Supply and Thermolectric Generation with Constraints On The Gas Supply. X SEPOPE - Symposium of Specialists in Electrical Operational and Expansion Planning*, Florianópolis.
- MME – Ministério de Minas e Energia** (2011), *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural*, Volume n.º 46, 26 páginas.
- Mohtashami, S. e Mashhadi, H. R.** (2009), *Power Generation Scheduling of Thermal Units Considering Gas Pipelines Constraints. World Academy of Science, Engineering and Technology*, Volume 49, pp. 935-940.
- Munoz, J. et al** (2003), *Natural gas network modeling for Power systems reliability studies. Power Tech Conference Proceedings 2003 IEEE Bologna*, Volume 4, no. pp. 8.
- Rios, R. Z. e Borraz-Sánchez, C.** (2005), *A Hybrid Meta-heuristic Approach for Natural Gas Pipeline Network Optimization. In: Lecture Notes In Computer Science 2005, No 3636, pages 54-65*, ISSN 0302-9743, Springer-Verlag, Alemanha.
- Safári, A. et al** (2010), *Optimal Unit Commitment of Power System Using Fast Messy Genetic Algorithm. International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering (IJTPE)*, Issue 3, No 2, Volume 1, Pages 22-27.
- Santos, E. P.** (2009), *Despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transporte de gás Natural com método de Newton. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.*
- Unsihuay-Vila, C. et al** (2007), *Modeling the Integrated Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow. Proceedings of the IEEE PES General Meeting*, Flórida, USA.
- Unsihuay-Vila, C. et al** (2010), *A Model to Long-Term, Multiarea, Multistage, and Integrated Expansion Planning of Electricity and Natural Gas Systems, IEEE Transactions On Power Systems*, Volume 25, No.2, pp. 1154-1168.