



# CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE PARA ATENDIMENTO DA USINA PRESIDENTE VARGAS<sup>1</sup>

Bruno Vieira Lopes<sup>2</sup>  
Dirceu Gabriel Lindebeck<sup>3</sup>

## Resumo

Este trabalho tem como objetivo a redução de custos através da contratação de reserva de capacidade aplicada à UPV. De acordo com a resolução normativa ANEEL nº 304/2008, unidades consumidoras conectadas diretamente a unidade de geração podem estabelecer contratação da chamada reserva de capacidade (montante de uso, em MW, para suprimento quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina, adicionalmente ao montante de uso já contratado de forma permanente para atendimento às referidas unidades consumidoras). Foi feito estudo de viabilidade e simulações para determinação da melhor configuração a ser contratada (demanda convencional x reserva de capacidade), levando em consideração as regras estabelecidas para as contratações e cenários de consumo e geração previstos. O trabalho foi implantado em janeiro de 2011 e observa-se redução satisfatória dos montantes mensais gastos com demanda de energia elétrica na UPV.

**Palavras-chave:** Reserva de capacidade; Demanda; Energia elétrica.

## HIRING OF CAPACITY ALLOCATION FOR USINA PRESIDENTE VARGAS

### Abstract

This work aims the costs reduction through hiring of capacity allocation applied to the UPV. According ANEEL Normative Resolution 304/2008, consumption units directly connected to generation unit can establish a contract called capacity allocation (amount of use, in MW, for supplying in case of temporary interruptions or reductions of the electric power generation plant, in addition to the fixed contract amount to support these consumer units). Feasibility study and simulations were done to determine the best configuration to be hired (conventional demand x capacity allocation), considering the rules for hiring and consumption and generation scenarios estimated. The work was implemented in January 2011 and there is satisfactory reduction of the amount monthly spent on electric power demand at the UPV.

**Keywords:** Capacity allocation; Demand; Electric power.

<sup>1</sup> *Contribuição técnica ao 33º Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades e 27º Encontro de Produtores e Consumidores de Gases Industriais, 22 a 24 de agosto de 2012, Belo Horizonte, MG.*

<sup>2</sup> *Engenheiro eletricista. Analista de Planejamento e Energia SR – Gerência de Participações em Energia – GPG - CSN - Companhia Siderúrgica Nacional*

<sup>3</sup> *Técnico em eletrônica. Técnico de Desenvolvimento II – Gerência de Distribuição de Energéticos – GDE - CSN - Companhia Siderúrgica Nacional*



## 1 INTRODUÇÃO

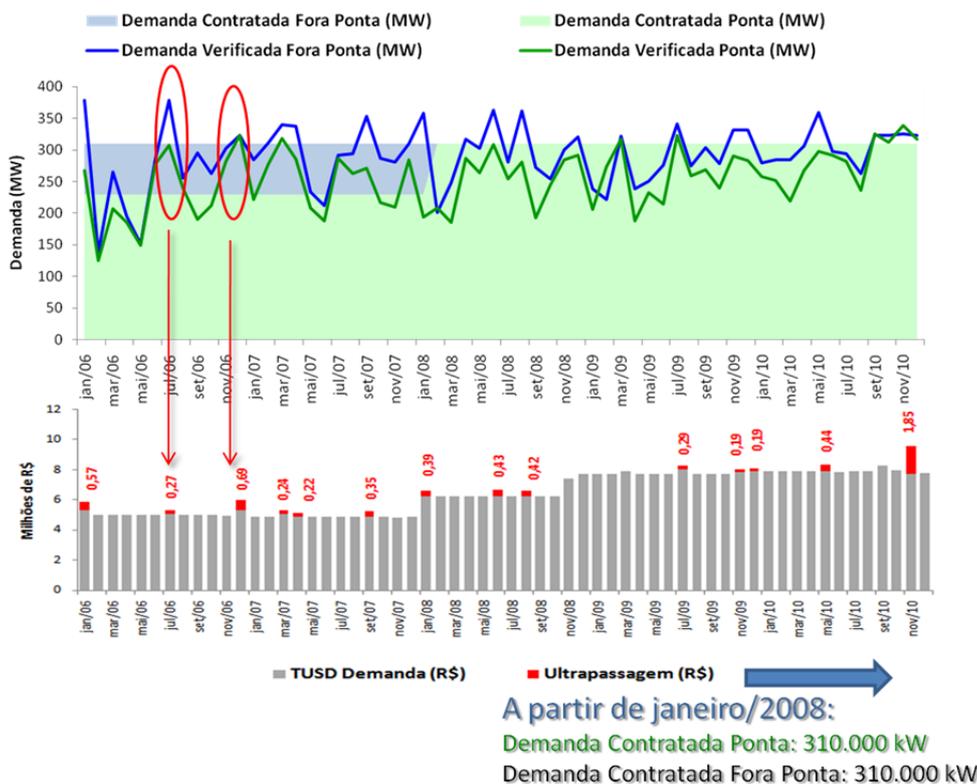
O objetivo do trabalho é reduzir os custos com contratação de demanda de energia elétrica na Usina Presidente Vargas (UPV).

A UPV possui unidade de geração de energia elétrica (CTE-2) localizada dentro da usina que, em condições normais, supre aproximadamente 50% de sua necessidade de energia elétrica. Como consumidor livre, a UPV mantém contrato de uso do sistema de distribuição com a concessionária Light, pagando mensalmente parcela fixa correspondente aos valores contratados de demanda. Em caso de a demanda máxima registrada no mês ultrapassar o valor contratado mais cinco por cento, o montante ultrapassado é faturado com tarifa três vezes maior que a normal. Para evitar pagamento de multas por ultrapassagem da demanda contratada, a UPV dispõe de sistema para controle gerenciado pelo Sistema de Gerenciamento de Energia (SIGEN), que sinaliza para determinadas áreas de produção (denominadas áreas controláveis) as necessidades de redução ou parada em função de eventual projeção de ultrapassagem.

A Resolução Normativa ANEEL nº 304, de 04 de março de 2008 regulamentou a contratação de reserva de capacidade por autoprodutor para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração (como é o caso da UPV).

## 2 HISTÓRICO

Observando-se um histórico a partir de 2008, quando os valores contratados de TUSD passaram a 310MW (horários de ponta e fora de ponta), verifica-se gastos na ordem de R\$ 8.000.000,00/mês fixos, bem como eventuais valores pagos referentes a ultrapassagens do contrato de demanda (Figuram 1).



**Figura 1** - Histórico demanda (MW x R\$).

Além destes gastos, foi verificado o histórico de registros de interferências em áreas de produção por controle de demanda (Tabela 1).

**Tabela 1** - Histórico interferências (tempo em minutos)

ano	Equipamento (PE)	Tempo
2006	LTF1	65
	LTF2	1001
	LTF3	487
	LTQ2	320
2006 Total		1873
2007	LTF1	10
	LTF2	295
	LTF3	240
	LTQ2	10
2007 Total		555
2008	LTF1	1169
	LTF2	489
	LTF3	554
	LTQ2	25
2008 Total		2237
2009	LTF1	39
	LTF3	412
	LTQ2	1201
2009 Total		1652
2010	LTF1	170
	LTF3	293
	LTQ2	1035
2010 Total		1498
Total geral		7815

### 3 MÉTODO

A resolução ANEEL 304<sup>(1)</sup> de 04/03/08 define:

“Reserva de capacidade é o montante de uso, em MW, requerido dos sistemas elétricos de transmissão ou de distribuição para suprimento a uma ou mais unidades consumidoras diretamente conectadas à usina de autoprodutor de energia, quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina, adicionalmente ao montante de uso já contratado de forma permanente para atendimento às referidas unidades consumidoras”

A forma de pagamento do montante contratado de reserva de capacidade dá-se de acordo com a fórmula:

$$E_{RC} = (M_p \times T_p + M_{fp} \times T_{fp}) \times \frac{n_u}{n_m}$$

Onde:



- $E_{RC}$ : Encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade, em R\$;
- $n_u$ : Número de dias em que houve utilização da reserva de capacidade no mês em referência;
- $n_m$ : Número de dias do mês em referência;
- $T_p$ : Tarifa de uso do sistema de distribuição no horário de ponta para unidades consumidoras, em R\$/kW;
- $T_{fp}$ : Tarifa de uso do sistema de distribuição no horário fora de ponta para unidades consumidoras, em R\$/kW;
- $M_p$ : Montante de uso de reserva de capacidade para o horário de ponta, em kW - maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo ciclo contratual;
- $M_{fp}$ : Montante de uso de reserva de capacidade para o horário fora de ponta, em kW – maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo o ciclo contratual.

A resolução também apresenta algumas limitações na contratação da reserva de capacidade: o valor máximo permitido a ser contratado é o valor nominal da unidade de geração e

“na hipótese de, em um determinado ciclo contratual (período de um ano), o número acumulado de dias em que houve utilização da reserva de capacidade ultrapassar 60 (sessenta) dias, as tarifas aplicáveis ao cálculo do encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade relativo aos dias excedentes serão de valor igual a quatro vezes as tarifas de uso do sistema de transmissão ou de distribuição estabelecidas para os horários de ponta e fora de ponta”.

Permanece a mesma regra para ultrapassagens, caso a demanda máxima registrada no mês ultrapasse o valor contratado somado a cinco por cento de tolerância, mais a reserva de capacidade.

## 4 SIMULAÇÕES

Diante das regras expostas pela resolução, tornou-se necessário efetuar simulações para determinar qual a melhor combinação contrato normal + reserva de capacidade. Foram utilizadas as seguintes premissas:

- Demanda total UPV = 419 MW (baseado em histórico);
- Geração CTE-2 normal = 140 MW; e
- Programação de paradas da CTE-2.



- Parada Total = 0 MW
- Parada 1 Caldeira + 1 Gerador = 70 MW
- Parada 1 Caldeira = 90 MW
- Operação normal

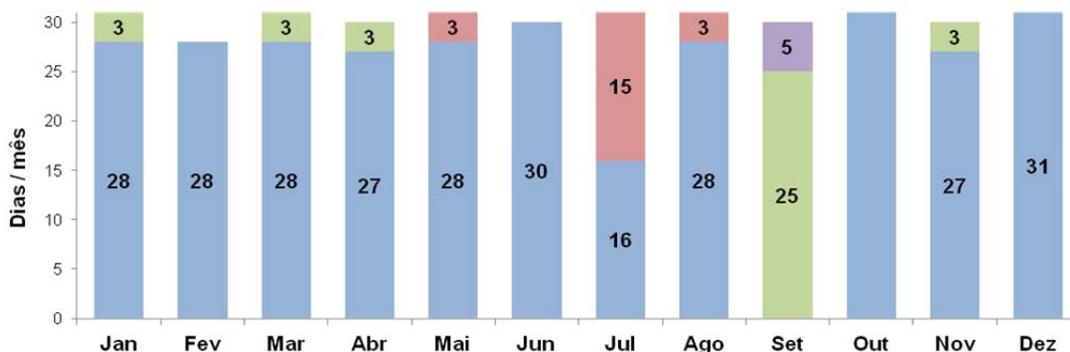


Figura 2 - Gráfico com a programação de paradas da CTE-2.

Com as premissas definidas, foi construída planilha onde foram inseridas nos cálculos todas as regras de contratação convencional e da reserva de capacidade, além das referidas premissas, possibilitando a simulação de diferentes combinações 'Contrato convencional + reserva de capacidade'.

The spreadsheet is divided into several sections:

- Horário Fora de Ponta:** Hourly data for off-peak periods, including generation (UPV, CTE2, Externa, Contrato, Diferença) and costs (UBSL, Reserva Capacidade, Contrato, etc.).
- Horário de Ponta:** Hourly data for peak periods, including generation (UPV, CTE2, Externa, Contrato, Diferença) and costs (UBSL, Reserva Capacidade, Contrato, etc.).
- Horário de Ponta (Summary):** A table summarizing monthly data for peak periods, including generation (Máx. de UPV, Mínimo de CTE2, Máx. de Externa, etc.) and costs (Custo Contrato, Custo Reserva, etc.).
- Horário Fora de Ponta (Summary):** A table summarizing monthly data for off-peak periods, including generation (Máx. de UPV, Mínimo de CTE2, Máx. de Externa, etc.) and costs (Custo Contrato, Custo Reserva, etc.).
- TOTAL:** A final summary table showing the total costs and generation for the entire period.

Figura 3 - Planilha utilizada como ferramenta de simulação.

Foram simuladas combinações variando os valores de contratação convencional e os valores de reserva de capacidade, comparando os custos mensais de cada combinação com os custos da contratação convencional de 310 MW. Os resultados da simulação podem ser observados através da Figura 4.

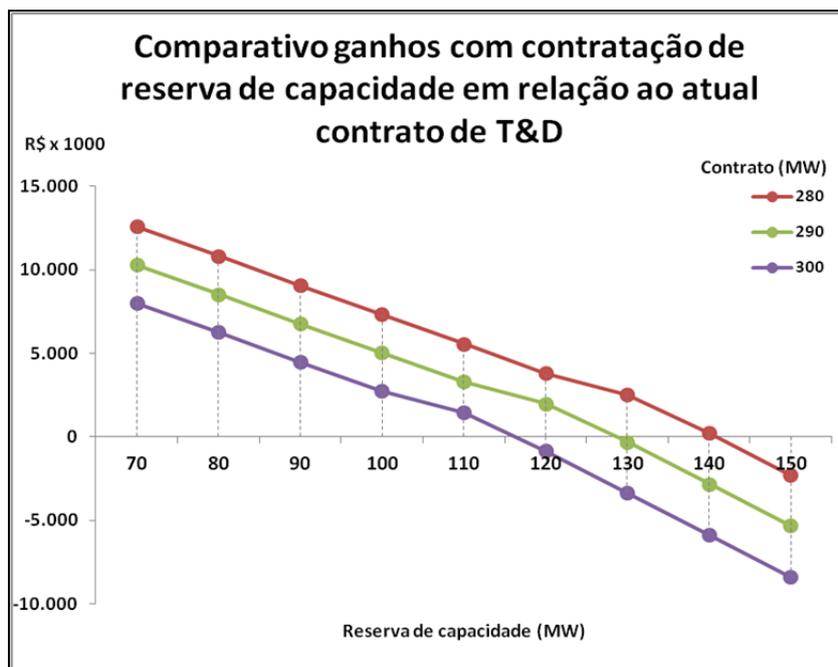


Figura 4 – Gráfico com resultados da simulação.

Pôde-se verificar que para quaisquer valores de contratação convencional abaixo de 280 MW não haveria ganho (valores não plotados no gráfico). No gráfico pode-se notar que os valores abaixo do eixo x representam combinações que não apresentaria ganho em relação ao contrato em vigência. Pode-se observar que em se tratando de ganho no custo, a melhor combinação seria 280MW de contratação convencional e 70 MW de reserva de capacidade.

Os resultados da simulação foram apresentados e discutidos a nível gerencial e, considerando-se o patamar de cobertura da demanda total a ser disponibilizada, visando reduzir também as interferências nas áreas de produção pelo controle de demanda, foi definida a contratação convencional de 280MW mais 90MW de reserva de capacidade (totalizando disponibilidade de demanda de 370MW), e que pela simulação representaria ganho na ordem de R\$ 10.000.000,00 no ano de 2011.

## 5 IMPLANTAÇÃO

Após aprovação gerencial, foi feita negociação do novo contrato com a Light nos meses de novembro/10 a janeiro/11, com vigência a partir de janeiro/11.

Feito repasse à operação da nova modalidade e dos novos valores de controle de demanda, bem como configurado o Sistema de Gerenciamento de Energia com o novo valor a ser considerado (370MW).

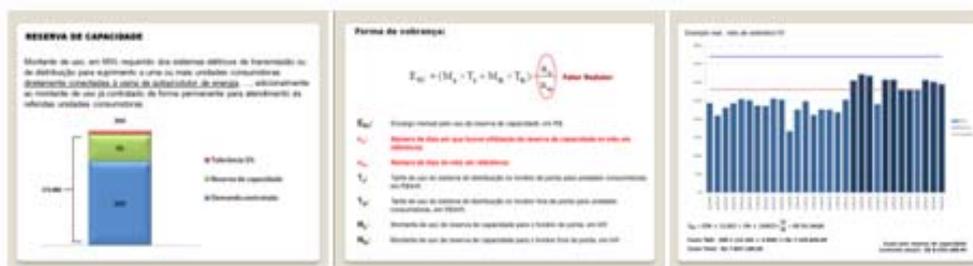


Figura 5 - Imagens material de repasse à operação.



Figura 6 - Valor ajustado no Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica.

## 6 RESULTADOS

A Figura 7 mostra os valores medidos de demanda nas linhas de entrada da UPV durante o ano de 2011.

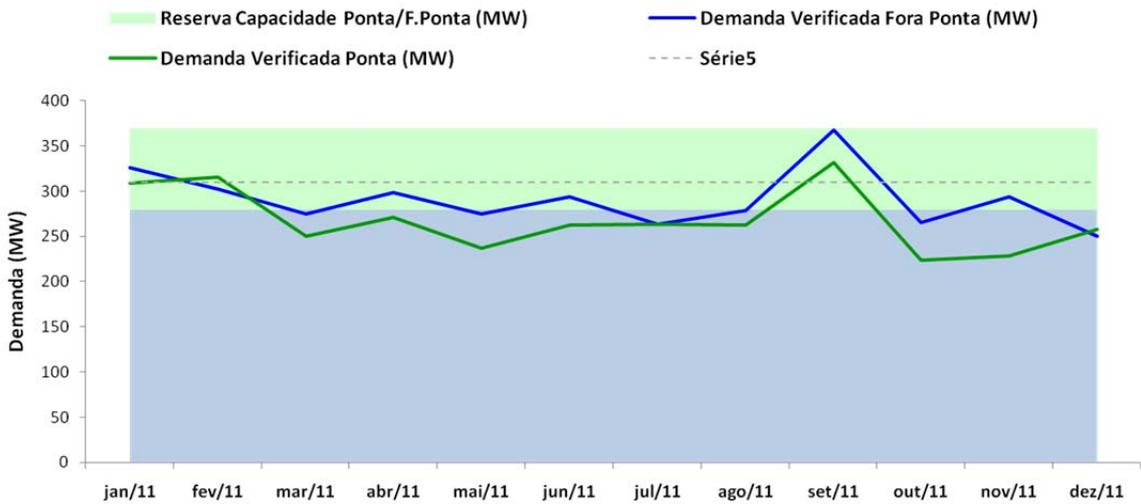
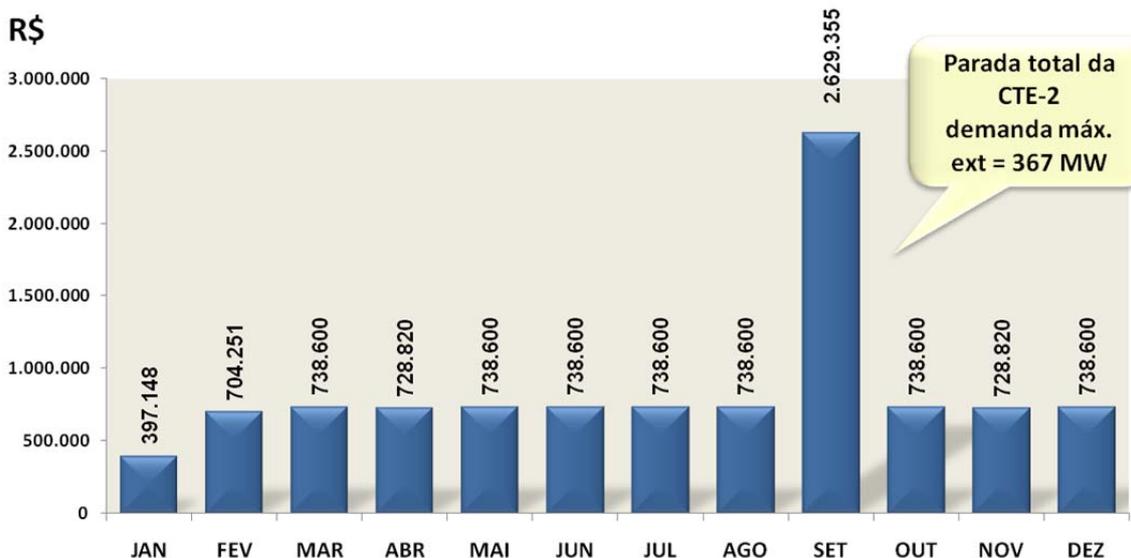


Figura 7 – Gráfico com medição de demanda (2011).

A linha tracejada indica o antigo valor contratado de demanda (310 MW). Pode-se verificar que nos meses de janeiro, fevereiro e principalmente em setembro haveria, se não fosse feito controle, ultrapassagens da demanda contratada.

No ano todo, foram registrados 16 dias de utilização da reserva de capacidade. Com os valores medidos de demanda em 2011, calculando-se os valores que seriam pagos se fosse mantido o contrato convencional de 310 MW (considerando também as ultrapassagens) e comparando com os valores efetivamente faturados, obtém-se os seguintes resultados de ganho:



**Figura 8** – Gráfico com ganhos mensais comparados com o contrato antigo (valor acumulado: R\$ 10.358.594,09).

Para o cálculo acima, não foi considerado o controle de demanda.

## 7 CONCLUSÃO

A contratação de reserva de capacidade mostrou-se eficaz para a redução do custo com demanda de energia elétrica na UPV (ganho de aproximadamente R\$ 10.358.000,00).

Não houve registros de interferência por controle de demanda em 2011, após confirmação da vigência do contrato.

Torna-se necessária a revisão anual dos valores de contrato, de acordo com os resultados apresentados e com as particularidades de cada ano (programação de paradas da CTE-2, entrada de novas cargas na UPV, etc).

O trabalho mostrou também a importância da atualização com as práticas homologadas pela ANEEL.

## Agradecimentos

Contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho os Srs. André Luis Barroso Magno, Marcelo José Alves, Marcos Vinícios Salazar, Marisson Pedro Baesso, Raimundo Moreira Borges e Sergio Agostinho Leitão Dutra.

## REFERÊNCIAS

- 1 Resolução Normativa nº 304 de 04 de março de 2008, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, publicada em março de 2008.