



**XXIII SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/07  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GPL**

**ANÁLISE DO CUSTO ADICIONAL PARA O ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA DE POTÊNCIA NO  
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO**

**RENATO MACHADO(\*)**  
EPE

**SIMONE BRANDÃO**  
EPE

**RENATA CARVALHO**  
EPE

**GABRIEL CASTRO**  
EPE

**GLAYSSON MULLER**  
EPE

**RONEY VITORINO**  
EPE

**RESUMO**

A avaliação das condições de atendimento à demanda máxima de potência é uma das atividades que integram o planejamento da expansão da geração de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN). O objetivo deste trabalho é apresentar uma análise da necessidade de geração adicional para o atendimento à demanda máxima acima do despacho para o patamar de carga pesada e o custo marginal adicional para esse suprimento. Serão apresentadas as influências das incertezas associadas ao tempo no qual esta geração deverá ser mantida e da demanda média de energia no patamar de carga pesada, fornecida ao modelo de simulação energética.

**PALAVRAS-CHAVE**

Demanda Máxima de Potência, Planejamento da Expansão, Custo Marginal.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O estudo do atendimento à demanda máxima de potência é uma das ações que integram o planejamento da expansão da geração no Brasil. Desta forma, a análise apresentada no Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 - PDE 2023 [1], elaborado pela EPE/MME, tem por objetivo obter uma melhor avaliação e maior detalhamento sobre as condições deste atendimento e, assim, propor medidas que possam ser incorporadas na expansão do sistema elétrico.

É possível estimar um custo marginal de atendimento à demanda máxima de potência a partir da solução de um problema de otimização, onde o objetivo é minimizar o custo de operação para o seu atendimento sujeito às restrições operativas de geração e limites de intercâmbio entre as regiões, e que considera a mesma metodologia de cálculo para as disponibilidades máximas de potência de cada recurso energético, assim como os critérios e premissas do balanço apresentado no PDE 2023. Para a configuração apresentada neste PDE, observa-se uma tendência de crescimento desse custo marginal ao longo do horizonte decenal, ao contrário do que ocorre com o Custo Marginal de Operação (CMO) de energia que, pelo critério econômico estabelecido, tende a se igualar ao Custo Marginal de Expansão (CME).

Por outro lado, para análises econômicas é necessária a definição da duração do atendimento à demanda máxima, transformando o custo marginal em um custo operativo adicional e permitindo, dessa forma, que sejam avaliadas alternativas de investimento em usinas com características de atendimento à ponta. Vale ressaltar que, no horizonte decenal, há diversas incertezas associadas à curva de carga do SIN, tanto relacionadas ao deslocamento do horário de ocorrência da demanda máxima quanto sua duração. Estudos de sensibilidade são apresentados para permitir uma melhor avaliação do impacto dessas incertezas na definição de novos investimentos.

O artigo é organizado da seguinte forma: na seção 2 é apresentada a metodologia utilizada, com seus critérios e premissas, bem como as características do problema analisado; já na seção 3 são mostrados os resultados do estudo e, na seção 4, a conclusão do trabalho é apresentada.

## 2.0 - METODOLOGIA

### 2.1 Premissas

Considerando que o sistema elétrico brasileiro é fortemente interligado, é necessário avaliar as disponibilidades para exportação/importação de cada região simultaneamente. Desta forma, para uma modelagem mais adequada, o ideal seria a utilização dos valores de demanda máxima instantânea coincidente, ou seja, a máxima demanda que ocorre no SIN considerando todas as regiões ao mesmo tempo. Entretanto, utiliza-se neste trabalho a demanda máxima não coincidente – soma da demanda máxima de cada região, que pode ocorrer em instantes de tempo distintos – que deve ser visto como a inserção de mais um fator de segurança, dado que seu valor nunca será inferior ao da demanda máxima coincidente do SIN. As projeções mensais de demanda para cada região do SIN são as mesmas empregadas no horizonte de planejamento do PDE 2023.

Além do exposto, do ponto de vista energético adota-se o acréscimo de 5% à demanda máxima de cada região, seguindo assim o indicado no Submódulo 23.4, seção 12.2.2, dos Procedimentos de Rede [2], que descreve as diretrizes e critérios para estudos energéticos para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), correspondente à reserva de potência operativa. Este percentual é acrescido à demanda máxima do SIN, determinando o requisito de potência a ser atendido pelo sistema de geração.

Os intercâmbios de potência entre as regiões podem ocorrer, para atendimento à demanda máxima, desde que respeitados os limites estabelecidos para os estudos energéticos no patamar de carga pesada. Estes limites são calculados considerando os critérios de confiabilidade do sistema elétrico, tais como o critério de contingência simples (“N-1”).

### 2.2 Oferta de Potência

Para fins deste estudo, será definida, para cada usina, a sua contribuição máxima para atendimento à demanda de ponta, de acordo com as suas características. Esse valor é calculado para cada tipo de usina: hidrelétricas, termelétricas e outras fontes renováveis (biomassa, eólica e PCH), conforme descrito a seguir. Devido à incerteza sobre o momento em que ocorrerá a demanda máxima, por conservadorismo, foi considerado que usinas solares não contribuem para o atendimento à ponta. A contribuição dessa fonte é objeto de estudo específico.

Nas usinas com reservatório de regularização considera-se o efeito da perda de potência por deplecionamento. A altura de queda da usina é definida a partir do nível de armazenamento resultante da simulação energética do SIN realizada no modelo NEWAVE, usando as séries históricas de vazão. Já no caso de usinas hidrelétricas a fio d'água, onde se insere a usina de Itaipu, os estudos de longo prazo não consideram a variação da altura de queda e, portanto, sua contribuição é igual a capacidade instalada, abatidas as taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP). Para as usinas que no PDE compõe os subsistemas Acre/Rondônia, Teles-Pires/Tapajós e Belo Monte, com forte sazonalidade e predominância a fio d'água, a contribuição máxima é igual à geração média no patamar de carga pesada em cada cenário hidrológico.

Para as usinas termelétricas a potência máxima disponível é calculada levando-se em consideração o fator de capacidade e suas taxas de indisponibilidade forçada e programada – TEIF e IP, respectivamente.

A disponibilidade de potência de usinas a biomassa e PCHs foi considerada como sendo o valor médio mensal da sua geração, já que para estas usinas o despacho é feito de maneira descentralizada. Já para as usinas eólicas, neste balanço foi considerado um valor obtido a partir das análises de dados verificados de medição anemométrica (sistema AMA) no horário em que a demanda máxima tem ocorrido, escolhendo um fator equivalente ao percentil de 30%.

### 2.3 Análise das Condições de Atendimento

A análise das condições de atendimento à demanda máxima apresentada no PDE 2023 é realizada por meio de um balanço, cujo objetivo é estimar o montante de potência a ser considerado para cada fonte, em todas as séries históricas, priorizando a utilização de fontes de custo de operação nulo e a geração térmica inflexível, além de verificar a reserva de potência existente no sistema.

Outra forma é pela solução de um problema de otimização [3], onde o objetivo é minimizar o custo de operação na ponta, considerando os limites de intercâmbio, além da disponibilidade e Custo Variável Unitário (CVU) de cada

usina. Esta análise é um primeiro passo para avaliações econômicas de atendimento à demanda máxima, permitindo a estimativa do custo adicional para atendimento à ponta, além da comparação do custo esperado de operação com o investimento necessário para novos empreendimentos. Como em ambos os casos utilizam-se as mesmas premissas para cálculo da oferta, os resultados de risco de déficit e profundidade de corte de carga são iguais.

#### 2.4 Análise das Condições de Atendimento por Otimização

Nesta forma de realização da análise, é formulado um problema de programação linear onde a função objetivo é a minimização do custo de operação na ponta, considerando a demanda máxima a ser atendida em cada região, as restrições de intercâmbio, a disponibilidade de potência em cada usina, o custo variável unitário (CVU) das usinas termelétricas e o custo do déficit. A formulação do problema é feita da seguinte maneira:

$$\text{Min Custo de Operação} = \sum_i c_i \cdot G_i + \sum_k c_{def,k} \cdot Def_k \quad (1)$$

Sujeito a:

$$0 \leq G_i \leq P_i \quad (2)$$

$$0 \leq f_{jk} \leq Dint_{jk} \quad (3)$$

$$Demanda_k = \sum_{i \in k} G_k + \sum_j f_{jk} \cdot (1 - r_{jk}) - \sum_j f_{kj} + Def_k \quad (4)$$

Onde:

$G_i$  – Geração da usina  $i$ ;

$c_i$  – CVU da usina  $i$ ;

$Def_k$  – Déficit de potência no subsistema  $k$ ;

$c_{def,k}$  – Custo do déficit de potência no subsistema  $k$ ;

$P_i$  – Contribuição máxima da usina  $i$ , conforme definido no item 2.2;

$f_{jk}$  – Intercâmbio de potência do subsistema  $j$  para o subsistema  $k$ ;

$Dint_{jk}$  – Disponibilidade de intercâmbio entre os subsistemas  $j$  e  $k$ ;

$r_{jk}$  – Fator de perdas na interligação entre os subsistemas  $j$  e  $k$ ;

$Demanda_k$  – Demanda de potência no subsistema  $k$ .

A função objetivo representa o custo de operação por hora de ponta, que inclui os custos de geração de todas as usinas do sistema e os custos de déficit, que podem ser representados por subsistema. Nesta formulação é utilizado o custo de déficit de energia para valorar o custo de déficit de potência ( $c_{def,k}$ ). Entretanto, por representarem cortes de carga com características distintas, esses custos podem ser diferentes, sendo necessários estudos futuros para melhor representar o custo do déficit de potência.

Para as usinas a biomassa, PCH, eólicas e a parcela inflexível da geração térmica, considerou-se CVU nulo. Portanto, essas usinas são as prioritárias para o atendimento à demanda. Também não foi considerado nesta formulação o valor da água, fazendo com que as usinas hidrelétricas também tenham um custo de operação nulo e possam sempre contribuir, desta forma, com toda sua disponibilidade de potência.

As restrições (2 e 3) representam os limites de geração em cada usina e a disponibilidade de intercâmbio em cada interligação, respectivamente. A restrição (4) traz a equação de atendimento à demanda, que é escrita para cada subsistema, com a variável dual desta restrição representando o CMO de ponta. Esta equação traz o fator  $r_{jk}$ , que representa as perdas de potência na interligação entre os subsistemas  $j$  e  $k$ .

A partir da formulação descrita, é realizada uma otimização para cada uma das 81 séries de vazões do histórico.

## 2.5 Aplicação dos Resultados da Otimização: Análise de Investimentos

O resultado obtido por esta formulação pode ser comparado com o despacho determinado pelo modelo NEWAVE, possibilitando assim estimar a necessidade de geração térmica adicional para o atendimento à ponta. Ressalta-se que não são consideradas restrições elétricas dentro dos subsistemas nem procedimentos operativos, os quais podem alterar o despacho termelétrico tanto para atendimento de energia quanto de potência. Assim, o valor obtido não deve ser interpretado como uma previsão de despacho, mas sim como uma estimativa do perfil de geração a longo prazo, que servirá de referência para as análises de planejamento da expansão.

A principal utilização desta geração adicional é para a estimativa do custo adicional para o atendimento à ponta, que pode ser calculado em reais por hora. Para determinar o custo adicional mensal e, consequentemente, o custo total no horizonte de análise, é necessário definir a duração desta geração, ou seja, por quanto tempo aquele despacho adicional será necessário ao longo de cada mês. Para isto é necessária uma análise do comportamento da demanda instantânea. Para os fins deste estudo foi estimada a duração da demanda máxima em 10 horas por mês, entretanto, tal valor é objeto de estudos futuros.

Será avaliado o benefício econômico do atendimento à ponta através da estimativa da receita adicional que poderia ser fornecida para uma usina caso ela atendesse o sistema no horário de ponta. No caso de usinas termelétricas, como será ilustrado no resultado abaixo, elas atenderiam ao sistema na ponta quando o  $CMO_{PONTA}$  for maior do que o seu CVU. Nesse caso, o benefício equivale à energia gerada multiplicada pela diferença entre o  $CMO_{PONTA}$  do subsistema e o CVU da usina e pelo número de horas considerado.

## 3.0 - RESULTADOS

Os resultados estão divididos em dois grupos: estudo do custo adicional para o atendimento à demanda máxima e análise de investimentos para o atendimento. Para as os dois estudos, partiu-se da configuração do PDE 2023 e foram feitas sensibilidades em torno deste plano.

### 3.1 Estudo Custo Adicional para o Atendimento à Demanda Máxima

Do ponto de vista econômico, é necessária a avaliação de alternativas que reduzam o custo adicional de operação para o atendimento à demanda máxima, comparando o benefício operativo com os custos destes novos investimentos.

A FIGURA apresenta os valores máximo, mínimo e esperado de geração térmica adicional para o atendimento à ponta, obtidos pela metodologia apresentada na seção 2.4. Destaca-se que os resultados indicam a possibilidade de valores não nulos já no primeiro ano de análise, além da tendência de crescimento destes montantes dentro do horizonte de planejamento.

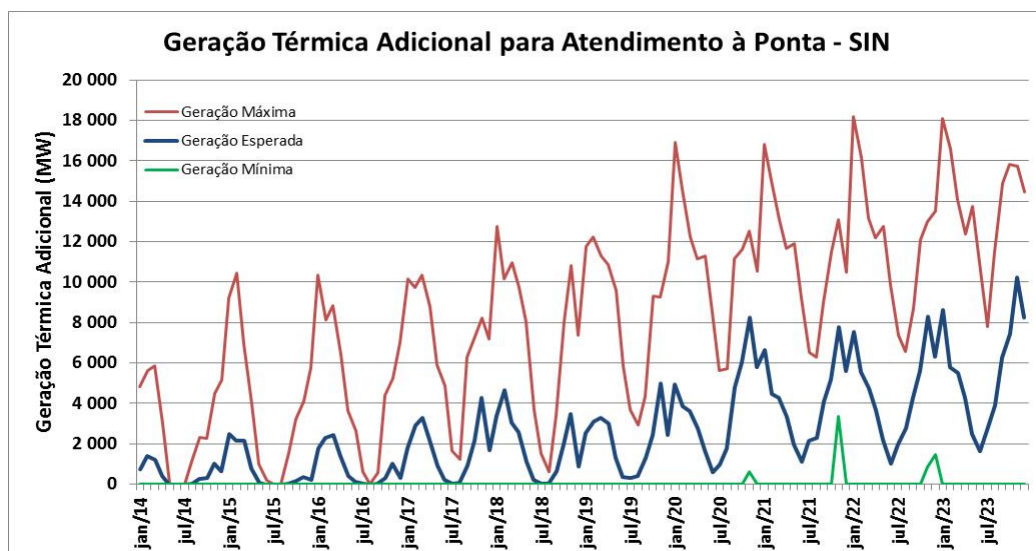


FIGURA 1 – Geração térmica adicional para atendimento à ponta – SIN

De posse dos dados de geração térmica adicional é possível calcular o custo de operação para alcançar este objetivo. Este custo tem como base o Custo Variável Unitário (CVU) das usinas térmicas despachadas pela otimização, bem como o custo de déficit do sistema. É possível observar elevação deste custo ao longo do

horizonte de estudo e uma mudança no comportamento deste custo adicional: no início do estudo os maiores valores ocorrem no período úmido, mas a partir de 2020 esses valores encontram-se em novembro, no final do período seco.

O comportamento do custo adicional é apresentado na FIGURA , com o valor esperado para atendimento à demanda máxima, bem como os valores mínimos e máximos destes custos. É importante ressaltar a diferença encontrada entre o valor esperado e o valor máximo, refletindo a possibilidade de altos custos para atender à demanda de ponta.



FIGURA 2 – Custo adicional para atendimento à demanda máxima

Adotando-se 10 horas para a duração da demanda máxima mensal e o valor esperado mensal para atendimento, o custo adicional anual tem o comportamento apresentado na FIGURA . O total dispendido durante os 10 anos é de cerca de R\$ 217 milhões de reais, chegando a R\$ 45,6 milhões de reais em 2023, o que corresponde a 21% do total do período.

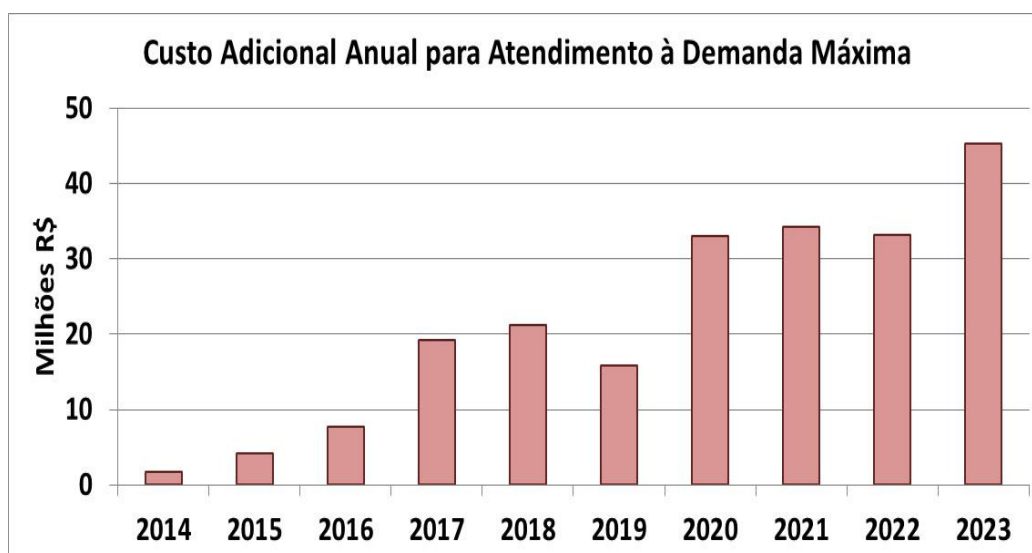


FIGURA 3 – Valor esperado do custo anual para atendimento à demanda máxima – 10 Horas

Na FIGURA observa-se uma tendência de crescimento do custo marginal médio anual para atendimento à demanda máxima ao longo do horizonte decenal, ao contrário do que ocorre com o custo marginal de operação de energia, que pelo critério econômico estabelecido, tende a se igualar ao custo marginal de expansão. As linhas representam os CMOs mensais de energia e ponta e a área vermelha, a demanda máxima instantânea para o Sudeste. É possível observar a diferença de amplitude verificada em cada um dos custos marginais analisados, evidenciando uma maior excursão de valores simulados para o custo marginal de atendimento à ponta quando comparado ao custo marginal de operação.

Os dois maiores valores de custos marginais de atendimento à ponta ocorrem no mês de fevereiro dos anos de 2017 e 2018. Estes custos são atingidos devido a restrições no sistema de transmissão que interliga as regiões Norte/Nordeste à Sudeste/Centro-Oeste. Estes picos no custo marginal de atendimento à demanda máxima são menores a partir de 2019, para a configuração indicada no PDE 2023.

Outro ponto que deve ser destacado é que a partir de outubro de 2018 até o final do horizonte de estudo, os maiores valores de custo marginal de atendimento à demanda são verificados no período seco, apesar deste período do ano não apresentar os maiores valores de demanda máxima instantânea a ser atendida. No horizonte de estudo anterior a outubro de 2018, os maiores valores de demanda máxima ocorrem no período úmido coincidindo com os maiores valores esperados para os custos marginais de atendimento à demanda de ponta. O comportamento acima descrito é caracterizado pela alteração da composição da oferta disponível do SIN, uma vez que a partir de 2018 pronuncia-se a participação de usinas a fio' água, donde se destaca a incorporação ao SIN da usina de Belo Monte.

Observa-se que, na maioria dos meses, o CMO de ponta, não coincide com o CMO de energia. Esse resultado mostra que uma sinalização de preços mais detalhada como, por exemplo, com valores distintos a cada hora, pode trazer benefícios para o sistema ao capturar essas diferenças. Embora conceitualmente não sejam razoáveis valores de CMO de ponta inferiores aos de energia, a existência destas situações, sobretudo nos anos iniciais do estudo, são justificadas pela metodologia utilizada no cálculo do CMO de ponta, que considera apenas os níveis de armazenamento definidos pelo modelo NEWAVE. Ressalta-se que a decisão de despacho hidrotérmico, definida pelo modelo NEWAVE, considera uma política operativa que pode optar pelo maior armazenamento hidráulico em determinados períodos, para garantir maior segurança energética em momentos futuros. Como a metodologia de atendimento à ponta considera que toda a disponibilidade hidráulica pode ser utilizada, tais situações não são capturadas. São estudadas evoluções metodológicas para melhor acoplar as decisões energéticas no atendimento à ponta. Desta forma, os valores de CMO de ponta calculados por esta metodologia podem ser interpretados como limites inferiores.

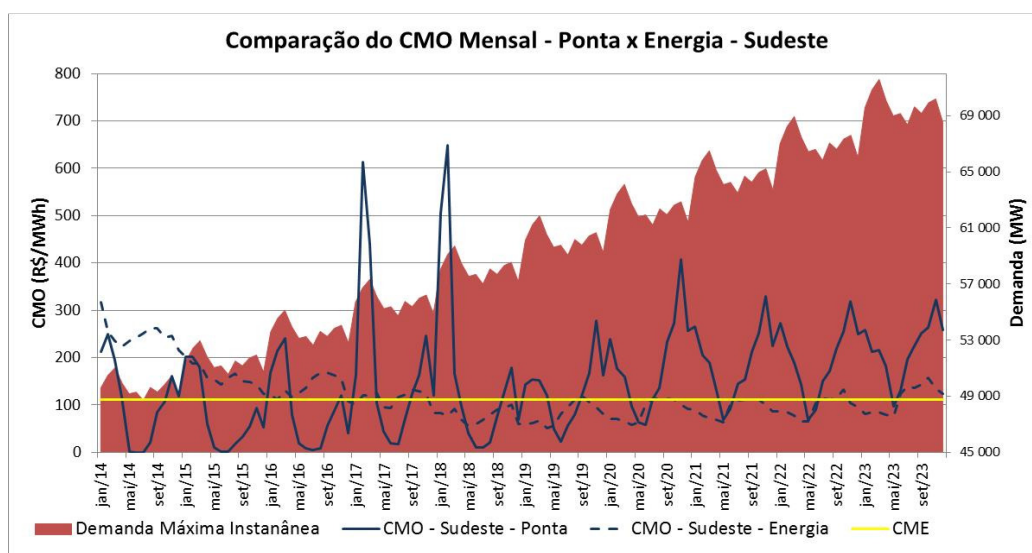


FIGURA 4 – Comparação entre o CMO para atendimento à ponta e à energia - Sudeste

### 3.2 Análise de Investimentos para o Atendimento à Demanda Máxima

Dada a diferença entre o custo marginal de operação da energia e o custo marginal de operação nos momentos de demanda máxima do sistema ( $CMO_{PONTA}$ ), mostrada na FIGURA , pode-se considerar que as usinas que podem suprir a demanda de ponta trazem mais benefícios para o sistema e, portanto, podem receber uma receita fixa maior do que as que não garantam o atendimento. De forma a quantificar esse benefício extra, serão estimados – para usinas térmicas de variados CVU – o benefício proveniente da energia e o benefício proveniente da ponta, além do acréscimo marginal devido à contabilização da ponta. Para essa estimativa, são considerados apenas os dados a partir de janeiro de 2019.

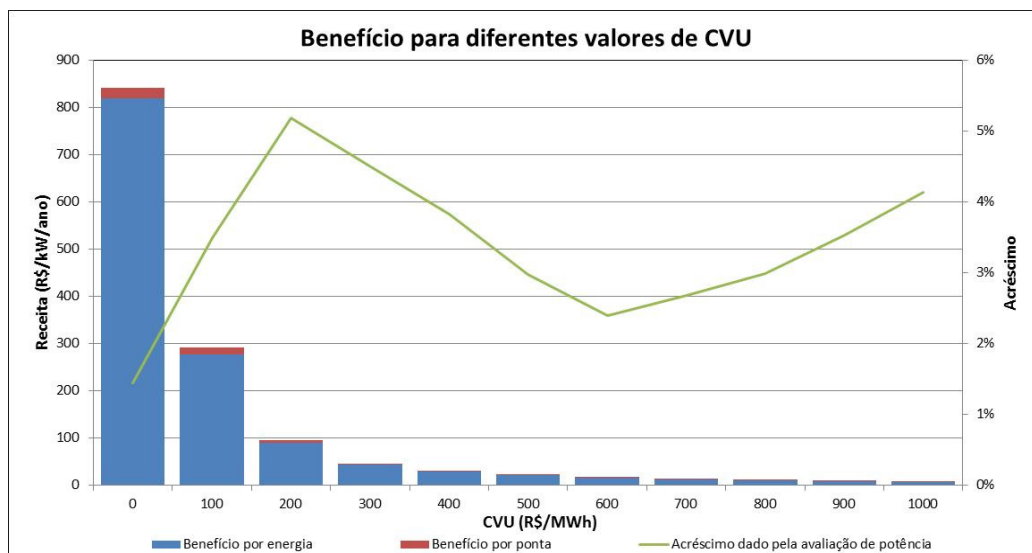


FIGURA 5 – Benefício para diferentes valores de CVU – 10 horas de ponta por mês

A FIGURA mostra os resultados dessa estimativa, mantendo-se a premissa de dez horas de ponta por mês. Observa-se que o benefício adicional do atendimento à ponta, para este caso, é relativamente baixo, chegando, no máximo, a 4,9 % do valor do benefício puramente energético, para usinas com CVU de 200 R\$/MWh. Também é possível observar que não há um comportamento linear e previsível do benefício percentual em relação ao CVU.

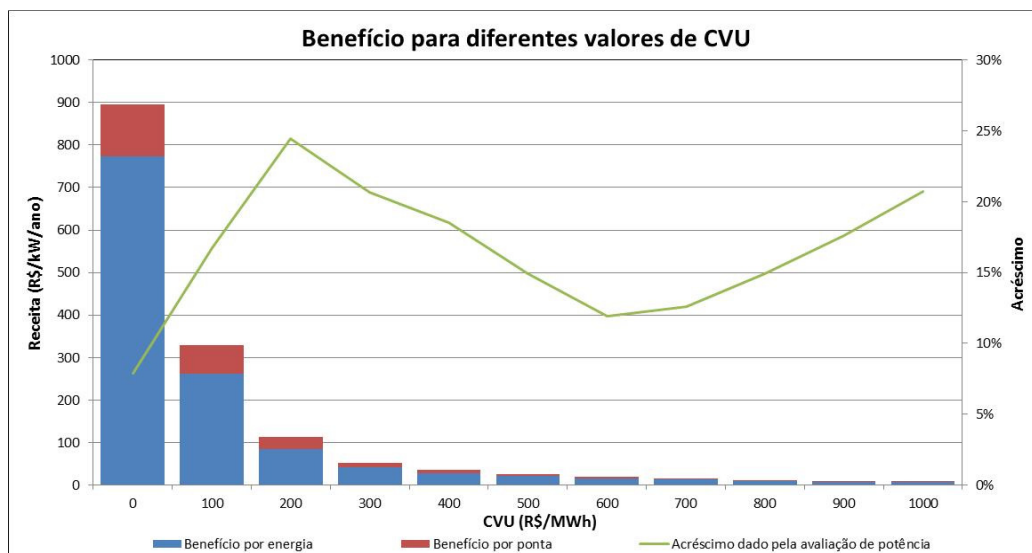


FIGURA 6 – Benefício para diferentes valores de CVU – 50 horas de ponta por mês

É de se esperar que, caso a duração da ponta seja maior do que as dez horas por mês consideradas, o benefício das usinas que atendem à ponta será maior. Para efeitos de sensibilidade, o cálculo foi feito considerando 50 horas de ponta por mês, como apresentado na FIGURA 6. Os resultados comprovam a hipótese e o valor máximo desse benefício chega a 24,5% para usinas com CVU de 200 R\$/MWh.



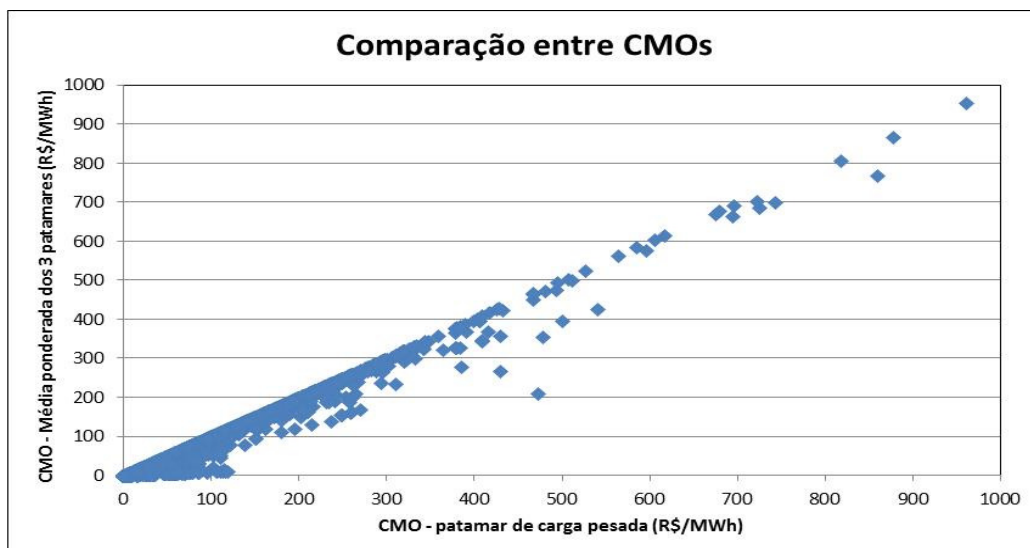


FIGURA 7 – Comparação entre CMO do patamar de carga pesada com CMO médio (valores mensais de CMO das 81 séries, de jan/2019 a dez/2023)

Os resultados apresentados consideram, para o valor de CMO de energia, a média ponderada de três patamares de carga. Uma análise mais precisa poderia ser obtida considerando apenas o valor do patamar de carga pesada. Entretanto, nas simulações realizadas, verificou-se que os resultados quase não se alteram. Isso é explicado pela pequena diferença de CMO entre os patamares de carga, na maioria dos cenários, conforme ser observado na FIGURA 7.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou os critérios, metodologia e resultados da análise do atendimento à demanda máxima com base nos estudos do PDE 2023. Os critérios e premissas têm o objetivo de garantir o suprimento de potência de forma segura, permitindo o planejamento da expansão adequado para o atendimento tanto à carga de energia elétrica quanto à demanda máxima instantânea.

Os resultados obtidos mostram a importância da estimativa do custo adicional para o atendimento à ponta, que possui valores crescentes no horizonte de estudo do PDE 2023. Também foram apresentados os benefícios para o sistema de usinas que podem suprir a demanda de ponta.

Estudos em andamento buscam uma representação mais detalhada da disponibilidade de usinas hidrelétricas, principalmente à fio d'água, para atendimento à demanda máxima, possibilitando assim uma melhor estimativa da sua contribuição.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Brasil.
- [2] ONS. Procedimentos de Rede – PR - Submódulo 23.4. Brasil.
- [3] MME/EPE. Nota Técnica “Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência PDE 2021”, 2012. Brasil.

#### 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Renato Haddad Simões Machado  
Nascido em São Paulo/SP, em 29 de janeiro de 1985.  
Mestrado em Engenharia Elétrica pela Coppe-UFRJ. Graduado em Engenharia Elétrica pela UFRJ.  
Empresa: EPE, desde 2009.



Glaysson de Mello Muller

Nascido no Rio de Janeiro/RJ, em 19 de Agosto de 1980.

Doutorando em Engenharia Elétrica pela Coppe-UFRJ. Mestrado em Engenharia Elétrica pela Coppe-UFRJ.

Empresa: EPE, desde 2013.

Gabriel Malta Castro

Nascido em Juiz de Fora/MG, em 17 de janeiro de 1982.

Mestrando em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Graduado em Engenharia Elétrica pela UnB.

Empresa: EPE, desde 2007.

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

Nascida no Rio de Janeiro - RJ, Brasil, em 9 de fevereiro de 1983.

Mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE - UFRJ, Graduada em Engenharia Elétrica pela UFRJ.

Empresa: EPE, desde 2007.

Roney Nakano Vitorino

Nascido em Campinas/SP, em 21 de Abril de 1980.

Mestrado em Engenharia Elétrica pela POLI-USP. Graduado em Engenharia Elétrica pela POLI-USP.

Empresa: EPE, desde 2013.

Simone Quaresma Brandão

Nascida no Rio de Janeiro/ RJ, em 6 de novembro de 1971

Graduada em Matemática pela Universidade Castelo Branco, Rio de Janeiro – RJ

Empresa: EPE, desde 2009.