



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

FI/GPL/06
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

ESTUDOS DE AMPLIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS: ANÁLISE DE RESTRIÇÕES OPERATIVAS E VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA

Thiago Correa César(*)
EPE

Anderson da Costa Moraes
EPE

Diego Pinheiro de Almeida
EPE

Angela Regina Livino de Carvalho
EPE

Renato Haddad Simões Machado
EPE

RESUMO

No Sistema Interligado Nacional (SIN) é conhecida a existência de estruturas disponíveis para a instalação de novas unidades geradoras em usinas hidrelétricas existentes. Os tipos de estruturas já implantadas variam de usina a usina: circuito de adução, bloco de casa de força e obras civis do canal de fuga.

A ANEEL apresentou na Nota Técnica nº 026/2011-SRGH/ANEEL um levantamento do potencial de usinas que se enquadram no conjunto acima mencionado, chegando a um total de 14 usinas.

O trabalho da Agência analisa os valores médios históricos de vertimento nas referidas usinas, apontando eventuais benefícios energéticos oriundos da implantação das unidades adicionais. A nota também analisa o atendimento à demanda máxima instantânea do SIN, indicando que a instalação dessas novas unidades geradoras contribuiriam para redução do despacho térmico necessário ao atendimento da demanda máxima.

Entretanto o trabalho da ANEEL não apresenta valores de investimento associados às ampliações, tampouco quantifica a capacidade de atendimento à demanda máxima instantânea ou menciona o efeito das restrições operativas das usinas hidrelétricas.

De forma a complementar o trabalho da Agência, a EPE avaliou os projetos originais das usinas listadas pela ANEEL com o objetivo de obter orçamentos para as obras e instalações eletromecânicas necessárias à implantação das unidades adicionais.

O presente trabalho, além de apresentar as premissas adotadas no processo orçamentário, também avalia os benefícios energéticos das ampliações em questão, em termos de garantia física, nos termos da Portaria MME 861/2010.

A baixa economicidade das ampliações para atendimento à carga de energia do SIN, já indicada no trabalho da ANEEL, foi reafirmada no presente estudo e, portanto, procedeu-se uma avaliação da contribuição das unidades adicionais para o atendimento à demanda máxima instantânea.

A avaliação da capacidade de atendimento à demanda máxima instantânea foi dividida em duas etapas: viabilidade técnica para operação de ponta e economicidade esperada de combustível térmico (avaliação econômica).

Na primeira etapa identificou-se para cada usina suas restrições operativas hidráulicas, conforme Inventário de Restrições Operativas, publicado regularmente pelo ONS. A partir de simulações das ampliações no modelo a usinas individualizadas MSUI, desenvolvido pela Eletrobras, aplicaram-se as restrições hidráulicas que influenciam no atendimento de ponta, mas não são consideradas no modelo, por exemplo: taxa máxima de variação de defluência.

A partir do estudo de viabilidade técnica as ampliações foram classificadas quanto a sua capacidade de atendimento à ponta. A partir desta classificação selecionaram-se usinas para a avaliação econômica das ampliações.

Nessa segunda etapa do estudo, as usinas selecionadas foram incorporadas ao caso de referência do Plano Decenal de Expansão 2021 e simuladas no modelo Newave, desenvolvido pelo Cepel.

A partir dos resultados da simulação aplicou-se a metodologia de Balanço de Ponta do PDE 2021, detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2012-r0. Em síntese, a metodologia calcula o despacho térmico adicional àquele indicado pelo Newave para o atendimento a demanda de ponta, considerando determinadas premissas de geração das usinas hidrelétricas (perdas por deplecionamento, sazonalidade das usinas da bacia Amazônica, etc).

Finalmente, com a comparação dos investimentos necessários para a implantação das novas unidades e as diferenças entre o despacho térmico no caso base e nos casos com as ampliações foi possível, mediante análise custo-benefício, indicar as ampliações economicamente viáveis.

O estudo não esgota o universo de análises para estas ampliações, mas, de maneira geral apresenta limites superiores para a viabilidade econômica. Ainda não se considera implicitamente na metodologia de balanço de ponta a capacidade técnica para operação das ampliações e adota a curva em 3 patamares de carga apenas na simulação com o modelo Newave.

PALAVRAS-CHAVE

Ampliação de UHE, Atendimento à ponta, Instalação de Máquinas em Poços Existentes

1.0 - INTRODUÇÃO

Em abril de 2011 foi publicada a Nota Técnica nº 026/2011 – SRG/ANEEL⁽¹⁾ com o objetivo de apresentar proposta regulatória com potencial de incentivar a repotenciação e a instalação de unidades geradoras adicionais em empreendimentos existentes. Nela foi apresentado o resultado de um estudo feito pela ABRAGE sobre o potencial teórico de poços existentes no SIN. Com base neste estudo, foram selecionadas 11 usinas, conforme Tabela 1, para as quais a EPE realizou uma análise mais aprofundada.

Tabela 1 – Ampliações de Usinas Hidrelétricas Avaliadas

Agente	Usinas	Poços preparados para novas unidades geradoras	Potência disponível nos poços [MW]
CEMIG	São Simão	4	1075
CEMIG	Três Marias	2	123
CEMIG	Jaguara	2	213
CESP	Porto Primavera	4	440
CHESF	Luiz Gonzaga	4	1000
Copel	Gov. Bento Munhoz	2	838
Duke	Taquaruçu	1	105
Duke	Rosana	1	89
Eletronorte	Curuá - Una	1	10
Endesa	Cachoeira Dourada	1	105
Tractebel	Salto Santiago	2	710

Fonte: NOTA TÉCNICA Nº 026/2011 – SRG/ANEEL⁽¹⁾

Além da identificação dos poços já existentes e passíveis de motorização, a ANEEL também apresentou dados referentes aos vertimentos verificados em cada usina ao longo de 5 anos.

De acordo com o exposto na Nota Técnica, os vertimentos foram agregados na forma de média anual, não constando sua dispersão durante o ano e não sendo possível identificar sua parcela turbinável. Além disso, não foram computadas eventuais unidades geradoras que por ventura estivessem em manutenção no momento do vertimento.

Buscando um aprofundamento maior em relação à determinação da viabilidade técnica e econômica das ampliações propostas, o presente estudo visa determinar suas contribuições no horário de ponta, através da modulação da curva de carga e do aproveitamento dos vertimentos turbináveis. Assim, mesmo que as ampliações não tenham impacto relevantes na geração média, podem contribuir para uma oferta maior em relação à geração de ponta.

A seguir é apresentada a metodologia empregada para as avaliações técnicas e econômicas de implantação destas unidades adicionais visando o atendimento à demanda de ponta.

2.0 - METODOLOGIA

O Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos elaborado pelo ONS ⁽²⁾ foi utilizado como referência para a primeira etapa deste estudo, pois apresenta os dados referentes às restrições operativas de cada usina a ser analisada.

As usinas podem apresentar uma ou mais restrições específicas ou ainda não apresentar restrições operativas. De modo geral, as restrições que mais influenciam a geração no horário de ponta são citadas a seguir: vazão máxima defluente, vazão mínima defluente, taxa máxima de variação da vazão defluente, nível máximo e nível mínimo.

Para averiguar se as restrições foram violadas com a inclusão das ampliações e verificar a disponibilidade hídrica necessária à modulação da curva de carga para o atendimento à ponta, foi necessário simular a operação das usinas de forma individualizada. A ferramenta utilizada para gerar os dados para esta análise foi o modelo MSUI. Adotou-se o Caso Base de Cálculo de Garantia Física do Leilão A-5 de 2011 ⁽³⁾ como base de comparação. Em seguida, foi gerado um segundo caso adicionando as ampliações de potência ao Caso Base.

O MSUI representa a curva de carga em dois patamares (ponta e fora de ponta). A geração em cada patamar é obtida de forma a maximizar a produção na ponta, respeitando a restrição de vazão mínima defluente, quando possível, em todos os patamares. As simulações foram realizadas utilizando as séries históricas de vazões. Para cada usina é gerado um relatório de saída contendo os dados a serem comparados com os valores das restrições.

Os valores de algumas variáveis são diretamente obtidos no relatório, para as demais é necessário manipular algebricamente, como é o caso da vazão defluente de cada patamar (ponta e fora de ponta), a qual é obtida através da soma entre a vazão turbinada no patamar de interesse e a vazão vertida. A taxa de variação da vazão defluente é obtida calculando-se a diferença entre a vazão defluente na ponta e a vazão defluente fora da ponta em um determinado período de tempo. Foram utilizadas rampas de carga de 1h, 2h e 3h, conforme a necessidade, no intuito de encontrar o tempo necessário para viabilizar a operação na ponta sem atingir as restrições operativas.

O histórico de vazões cadastrado para a simulação MSUI consiste de 78 anos de registros. Desta forma, foi realizado um estudo sazonal com o objetivo de verificar a probabilidade de ocorrência de violações nas restrições em cada um dos 12 meses do ano. Ou seja, as inferências foram obtidas através da análise de 78 ocorrências em cada mês estudado.

O MSUI busca maximizar a geração de ponta, o que permite fazer a comparação da diferença de geração de ponta entre o caso Base e o caso em que foi adicionada a ampliação à usina estudada. A duração da ponta foi estabelecida como sendo de 3h, o que equivale a pouco menos de 100 h/mês.

Logicamente, a operação das usinas não é igual nos dois casos. Assim, para determinar o que realmente foi gerado pelas máquinas adicionais foi calculada a geração incremental proporcionada pelas ampliações em relação à máxima geração possível das máquinas existentes, considerando-se o Caso Base.

Sendo conhecida a distribuição da geração adicional de ponta em cada mês, iniciou-se a investigação do comportamento médio e em alguns percentis. Nesta etapa, foi possível inferir com que grau de confiança estas ampliações conseguiriam contribuir para o atendimento de ponta.

A simulação MSUI apresenta os resultados de energia firme e energia média das usinas em cada configuração. Desta forma é possível verificar os vertimentos efetivamente evitados com as ampliações, conforme recomendado pela Nota Técnica da SRG/ANEEL ⁽¹⁾.

Adicionalmente, a simulação MSUI também apresenta a vazão vertida média mensal em cada período do histórico de simulação, possibilitando outra forma de quantificar este vertimento evitado e o período do ano em que ocorre.

Para verificar se as ampliações de potência sugeridas são viáveis economicamente é necessário compará-las com alguma alternativa de atendimento. A inserção da geração de ponta proveniente destas ampliações, em primeira análise, substituiria o despacho de usinas térmicas.

Desta forma, deve-se comparar o investimento necessário para implementar as ampliações versus o custo operativo da geração térmica substituída, considerando que as térmicas fazem parte do parque já existente e que seu custo de instalação já foi amortizado ou estabelecido contratualmente (Receita Fixa do Leilão).

Adotou-se para o cálculo do custo operativo da geração térmica substituída, um período de operação de 20 anos, taxa de desconto de 8% a.a. e período de ponta de 100h/mês.

As informações acerca das estimativas de investimentos de algumas ampliações propostas podem ser obtidas através da Nota Técnica EPE-DEE-RE-034/2012-r0 ⁽⁴⁾. Os valores estimados dos investimentos foram corrigidos para a data base de janeiro de 2012 utilizando o IGP-DI.

Para calcular o benefício da substituição de geração térmica pela geração de ponta proporcionada pelas ampliações foi utilizada a Metodologia do Balanço de Ponta do PDE-2012 – 2021, detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2012-r0⁽⁵⁾.

Primeiramente, o caso final do Balanço de Ponta do PDE – 2012-2021⁽⁶⁾ foi usado como base para a comparação da geração térmica de ponta a ser substituída pela proveniente das ampliações. Em seguida foram montados casos individuais para cada usina, agregando-se ao Caso Base a respectiva ampliação. Entretanto, calculando-se todos os benefícios separadamente, há uma sobreposição de parcelas de geração evitada (pelo menos da parcela de maior custo), o que superestima o benefício.

Há diversas formas de corrigir este problema, não sendo enfoque deste trabalho varrer todas as possibilidades. Optou-se aqui pelo seguinte procedimento: calcula-se o benefício total considerando todas as ampliações ao mesmo tempo. Da mesma forma calcula-se o benefício de cada ampliação agregada separadamente ao caso base. O benefício final é obtido pelo rateio do benefício total pela razão entre o benefício individual e o somatório de todos os benefícios individuais. Este procedimento é ilustrado na equação abaixo:

$$B_{final}(i) = B_T \frac{B_{vad}(i)}{\sum_{i=1}^n B_{vad}(i)}$$

Onde:

i = Usinas ; T = conjunto completo de Usinas ; B = Benefício

3.0 - RESULTADOS

Os resultados obtidos conforme a Metodologia apresentada são descritos abaixo:

3.1 Viabilidade técnica de modulação na curva de carga

A modulação da curva de carga só pode ser executada caso não viole as restrições operativas de cada usina. Apenas duas usinas violaram restrições operativas. A simulação apontou violação da restrição de Taxa Máxima de Variação da Vazão Defluente (diária) em 19% dos cenários para a UHE São Simão. Para contornar este problema, foi feita uma nova simulação retirando uma máquina da ampliação inicialmente proposta. Com isso os casos em que ocorreram violações passaram a ser somente 5% do total, sendo a ampliação considerada viável com três máquinas adicionais. No caso da UHE Governador Bento Munhoz, ocorreram percentuais muito elevados de violações da Taxa Máxima de Variação da Vazão Defluente (horária) utilizando rampas de carga de 1h e de 2h. Mesmo reduzindo o número de máquinas em uma unidade, os percentuais de violação continuaram elevados. A solução que permitiu viabilizar tecnicamente esta usina foi a adoção de uma rampa de carga de 3h. Ressalta-se que é necessário verificar se esta solução é viável em termos operacionais.

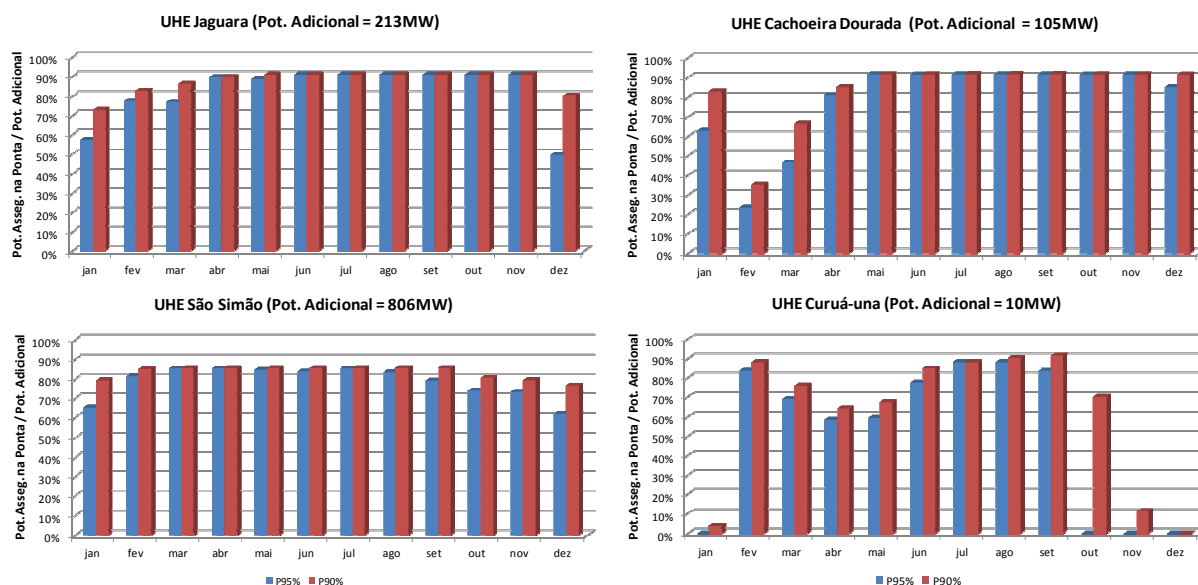
3.2 Avaliação da contribuição individual de geração de ponta e dos vertimentos

Para realizar esta avaliação, inicialmente foram considerados critérios mais rígidos, comparáveis aos de usinas termelétricas, como: garantia de atendimento em 90% ou 95% dos casos quando chamadas a gerar na ponta. Em relação ao quanto cada ampliação proposta pode contribuir com a geração de ponta, é possível separar as usinas analisadas em três grupos:

a. Usinas em que suas ampliações contribuem significativamente para o atendimento à ponta durante todo o ano.

Foram classificadas neste grupo: UHE São Simão, UHE Jaguará, UHE Cachoeira Dourada e UHE Curuá-una.

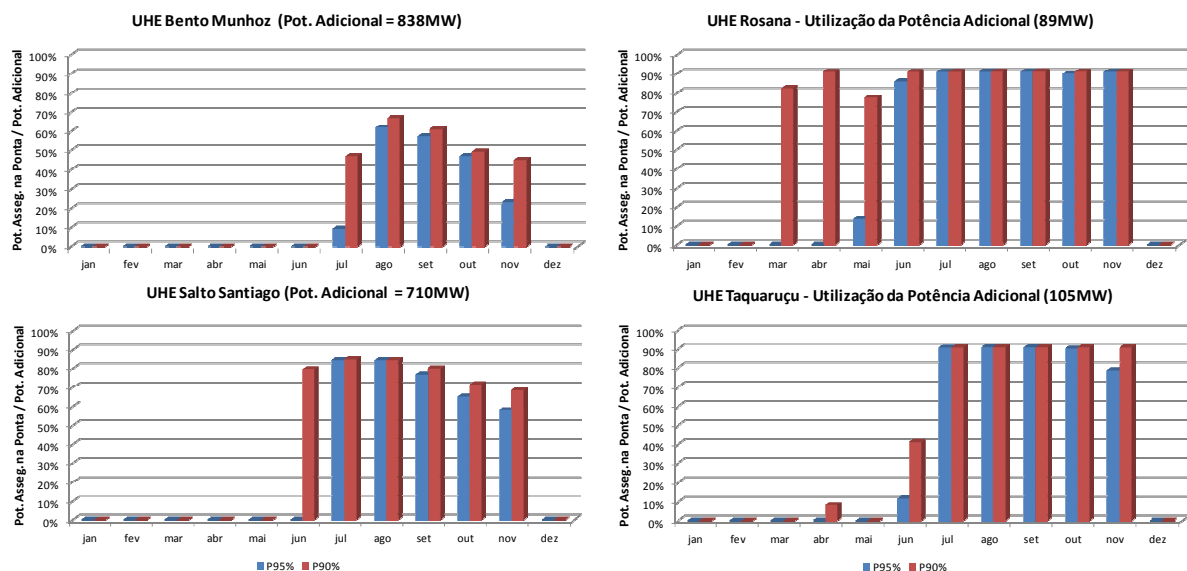
Figura 1 – Contribuições Individuais para Atendimento de Ponta
Usinas que contribuem durante todo o ano



b. Usinas que podem contribuir parcialmente com o atendimento à ponta durante alguns meses do ano

Foram classificadas neste grupo: UHE Governador Bento Munhoz, UHE Taquaruçu, UHE Rosana e UHE Salto Santiago.

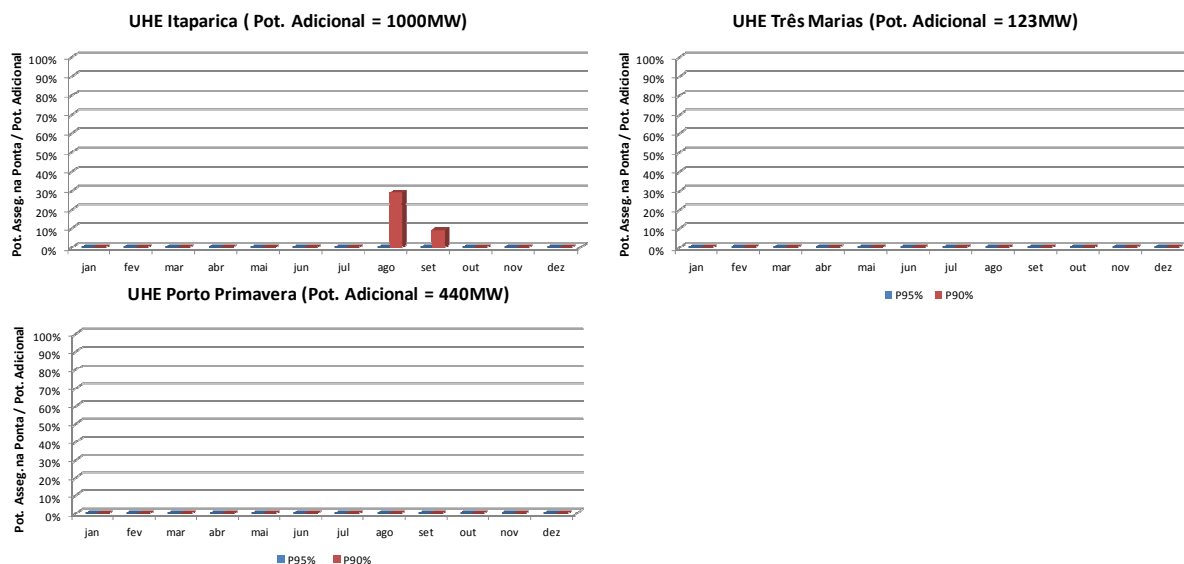
Figura 2 – Contribuições Individuais para Atendimento de Ponta
Usinas que contribuem durante alguns meses



c. Usinas em que suas ampliações não têm capacidade de contribuir para o atendimento à ponta

Foram classificadas neste grupo as seguintes usinas: UHE Itaparica, UHE Três Marias e UHE Porto Primavera.

Figura 3 – Contribuições Individuais para Atendimento de Ponta
Usinas que não têm capacidade de contribuição



Considerando o critério de atendimento à ponta em 80% do tempo, todas as usinas tornam-se aptas, exceto: UHE Três Marias, UHE Porto Primavera e UHE Itaparica. A UHE Itaparica conseguiria contribuir para o atendimento à ponta durante 8 meses do ano se o critério de atendimento fosse 50% do tempo, ou seja, muito baixo. A UHE Porto Primavera e a UHE Três Marias não têm disponibilidade hídrica para contribuir com o atendimento à ponta.

A distribuição dos vertimentos (considerando o caso sem as ampliações) e o percentual possível de ser turbinado com a inserção das ampliações (capacidade de redução de vertimentos), foram obtidos através de simulações com o MSUI. Para uma melhor avaliação é necessário contabilizar quanto o aproveitamento destes vertimentos representa em termos de aumento de energia, tanto firme quanto média. As tabelas abaixo apresentam um resumo dos resultados:

Tabela 2 – Distribuição média do vertimento ao longo do ano
(caso sem ampliações – valores percentuais)

Usinas	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
São Simão	17.6	26.5	31.0	16.2	3.4	0.6	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	4.0
Três Marias	18.6	33.8	26.9	12.9	1.8	0.4	0.0	0.0	0.0	0.3	1.3	4.0
Jaguara	21.6	27.8	26.3	9.6	2.8	0.9	0.3	0.0	0.6	0.6	2.3	7.2
Porto Primavera	18.9	32.1	30.8	11.1	1.9	1.2	0.2	0.0	0.1	0.4	0.6	2.7
Gov. Bento Munhoz	4.1	4.3	2.1	2.9	7.5	11.7	16.6	7.7	11.9	19.3	9.7	2.2
Itaparica	8.2	21.9	36.0	26.3	5.9	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3
Taquaruçu	23.8	10.4	4.4	2.4	9.6	17.6	3.5	0.0	4.1	14.4	3.3	6.5
Rosana	18.9	15.8	8.1	2.9	8.2	11.8	4.3	1.8	4.9	12.5	4.7	6.1
Curuá-una	1.8	5.9	15.8	23.6	25.6	14.9	8.1	2.4	0.8	0.4	0.2	0.5
Cachoeira Dourada	18.8	32.3	34.4	11.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	3.0
Salto Santiago	3.8	5.1	2.7	3.3	9.1	13.3	14.4	6.9	10.7	17.2	9.5	4.0

Tabela 3 – Benefícios Energéticos das Ampliações

<i>Usinas</i>	<i>Potência Adicionada (MW)</i>	<i>Capacidade de Redução de Vertimentos</i>	<i>Varição da Energia Média (MWmed)</i>	<i>Varição da Energia Firme (MWmed)</i>	<i>Fator de Capacidade da ampliação (EF)</i>
São Simão	806	52%	141.01	22.89	2.8%
Três Marias	123	37%	8.89	3.36	2.7%
Jaguara	213	54%	47.63	33.32	15.6%
Porto Primavera	440	46%	63.36	16.80	3.8%
Gov. Bento Munhoz	838	69%	48.42	32.74	3.9%
Itaparica	1000	57%	96.11	26.03	2.6%
Taquaruçu	105	43%	1.45	0.00	0.0%
Rosana	89	50%	4.57	1.26	1.4%
Curuá-una	10	35%	3.65	4.10	41.0%
Cachoeira Dourada	105	31%	10.14	3.29	3.1%
Salto Santiago	710	55%	78.9	32.95	4.6%

3.3 Viabilidade econômica considerando o Balanço de Ponta

A metodologia do Balanço de Ponta do PDE 2021, por simplificação, considera que as usinas podem gerar próximo a sua capacidade total (abatendo as perdas por deplecionamento) sempre que requisitadas. Consequentemente, a análise é feita em uma condição extremamente favorável à viabilização das usinas.

Para a análise de viabilidade econômica foram descartadas as ampliações propostas para as seguintes usinas: UHE Porto Primavera, UHE Itaparica e UHE Três Marias. Estas usinas não foram consideradas tecnicamente viáveis para atendimento à ponta.

A aplicação da metodologia descrita anteriormente apresentou um benefício total de substituição de Geração Térmica, ao inserir todas as ampliações ao mesmo tempo. Em seguida, este benefício foi rateado entre as usinas pelo seu benefício em 1ª adição. Os resultados destes cálculos são apresentados a seguir. Para este estudo, optou-se por utilizar as potências que constam no cadastro de usinas hidrelétrico do deck de dados, que são ligeiramente diferentes das potências registradas na Nota Técnica da SRG/ANEEL⁽¹⁾.

Tabela 4 – Benefício Econômico e Estimativas de Investimento Individuais

<i>Usinas</i>	<i>Potência Adicionada (MW)</i>	<i>Benefício após a aplicação do fator de redução (Milhões de R\$)</i>	<i>Estimativa de Investimento (Milhões R\$ - Jan/2012)</i>
São Simão	855	874.62	-
Jaguara	212	250.70	-
GB Munhoz	838	820.99	505.44
Taquaruçu	110.8	132.37	115.15
Rosana	93	111.27	116.57
Curuá-una	10	11.15	-
Cachoeira Dourada	105	126.76	-
Salto Santiago	710	727.77	471.6

Tabela 5 – Relação Benefício e Investimento Potência Adicional das Ampliações

<i>Usinas</i>	<i>Benefício/ Potência Adicional (R\$/kW)</i>	<i>Investimento/Potência Adicional (R\$/kW)</i>
São Simão	1022.94	-
Jaguara	1082.53	-
GB Munhoz	979.70	603.15
Taquaruçu	1194.64	1039.26
Rosana	1196.45	1253.48
Curuá-una	1154.75	-
Cachoeira Dourada	1207.27	-
Salto Santiago	1025.03	664.22

Os valores acima apresentados, consideraram um período de 20 anos para a vida útil dos equipamentos, e, portanto, computou-se a contribuição econômica para redução de custos de combustíveis durante este período. De forma a trazer mais elementos para a presente análise são apresentados abaixo sensibilidades quanto a variação deste tempo:

Tabela 6 – Benefício econômico e viabilidade das ampliações (Milhões de R\$)

	<i>Anos</i>	<i>GB Munhoz</i>	<i>Taquaruçu</i>	<i>Rosana</i>	<i>Salto Santiago¹</i>
<i>Benefício Econômico</i>	15	714,37	115,26	96,89	633,37
	20	820,99	132,37	111,27	727,77
	25	893,55	144,01	121,06	792,02
	30	942,94	151,93	127,72	835,74
	35	970,82	156,40	131,48	860,43
<i>Investimento Estimado</i>		505,44	115,15	116,57	471,6

Da mesma forma, a tabela abaixo apresenta os custos máximos de aceitáveis para viabilizar a implantação dos empreendimentos de ampliação:

Tabela 7 – Custo máximo para viabilização

<i>Anos</i>	<i>Custo Máximo para Viabilização (R\$/kW)</i>			
	<i>São Simão</i>	<i>Jaguara</i>	<i>Curuá-una</i>	<i>Cachoeira Dourada</i>
15	890,17	1.029,30	1.005,32	1.051,24
20	1.022,94	1.182,53	1.154,75	1.207,27
25	1.113,31	1.286,82	1.256,45	1.313,45
30	1.174,80	1.357,80	1.325,67	1.385,72
35	1.209,52	1.397,87	1.364,75	1.426,52

4.0 - CONCLUSÃO

O estudo aqui registrado avaliou a viabilidade técnica e econômica das ampliações das usinas hidrelétricas citadas

¹ A operação de ponta da ampliação da UHE Salto Santiago é possível apenas se for adotada uma rampa de carga mínima de 3h, conforme apresentado na primeira etapa do estudo.

na Nota Técnica nº 026/2011-SRG/ANEEL⁽¹⁾, com a finalidade de contribuir para o atendimento a demanda de ponta.

Nesta análise foram feitas simulações com o modelo MSUI, avaliando-se a viabilidade técnica da modulação da geração destas usinas conforme uma determinada curva de carga. Nesta etapa, foram incorporadas as restrições ambientais que afetam a operação de ponta.

Em uma segunda etapa os mesmos resultados foram utilizados para quantificar a contribuição individual das usinas para o atendimento a demanda de ponta. Adicionalmente também foram apresentadas as capacidades de redução de vertimento e consequentes ganhos de energia firme e média de cada ampliação.

Nestas duas primeiras etapas, classificou-se as usinas em três grupos: as ampliações que não contribuem, as que contribuem o ano todo e as que contribuem parte do ano:

Tabela 8 – Conclusão - Avaliação da contribuição para atendimento de ponta

Ampliações avaliadas		Classificação
São Simão	Até 3 un.	Contribui o ano todo
	un. 4	Não contribui
Três Marias		Não contribui
Jaguara		Contribui o ano todo
Porto Primavera		Não contribui
Luiz Gonzaga (Itaparica)		Não contribui
Gov. Bento Munhoz		Contribui parte do ano
Taquaruçu		Contribui parte do ano
Rosana		Contribui parte do ano
Curuá - una ²		Contribui o ano todo
Cachoeira Dourada		Contribui o ano todo
Salto Santiago		Contribui parte do ano

A última etapa do estudo avaliou a viabilidade econômica das ampliações utilizando a Metodologia do Balanço de Ponta adotada no PDE 2021³. Neste estudo, todas as ampliações foram avaliadas, optando-se por não eliminar usinas desta análise, evitando reduzir o pequeno conjunto de ampliações com custos quantificados.

Destaca-se que esta análise considera apenas como benefício, a redução de custo operativo de térmicas para o atendimento à demanda de ponta, sem levar em conta os benefícios energéticos, ou seja, o atendimento ao mercado médio. O benefício econômico de cada ampliação é função da vida útil da ampliação (tempo de operação), que no caso considerou-se 20 anos.

Das hipóteses de ampliações estudadas, nas quais foi possível estimar os custos, apenas a ampliação da UHE Rosana não seria viável dado o tempo de operação de 20 anos, no entanto, se fosse considerado o tempo de 25 anos todas as ampliações seriam economicamente viáveis.

As demais ampliações serão economicamente viáveis caso seus custos de implantação sejam inferiores aos respectivos custos máximos apresentados na Tabela 7:

Destaca-se que, conforme Nota Técnica EPE-DEE-RE-034/2012-r0⁽⁴⁾, as ampliações sem estimativa de orçamento, não tem as principais estruturas totalmente implantadas. Desta forma são esperados, nestes casos, custos relativos superiores aos das demais ampliações. Sinalizando assim, possível inviabilidade econômica destas ampliações, para a vida útil de 20 anos.

O estudo não esgota as possibilidades metodológicas para análise de viabilidade de ampliações em usinas hidrelétricas para o atendimento a ponta, sendo passível de contribuições futuras quanto:

- adoção de uma curva de carga em 3 patamares (aderente à operação em tempo real),
- tratamento, diretamente na Metodologia do Balanço de Ponta, da disponibilidade hídrica para o cálculo do benefício econômico devido ao despacho termelétrico evitado.

Estes dois fatores influenciariam negativamente na viabilidade das usinas avaliadas, desta forma, os números aqui apresentados são estimativas otimistas da viabilidade técnica e econômica das ampliações avaliadas.

² O fator de capacidade da ampliação da UHE Curuá-una é elevado (41%), o que viabilizaria o projeto de ampliação exclusivamente por razões energéticas, desconsiderando a contribuição para o atendimento de ponta.

³ Detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2012-r0⁽⁴⁾

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Nota Técnica nº 026/2011 – SRG/ANEEL: Repotenciação de unidades geradoras que possam trazer ganhos na operação energética e agregar disponibilidade de potência horária no SIN, 2011.
- (2) ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, RE 3/039/2011: Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos, Revisão-2 , 2011.
- (3) Caso Base de Cálculo de Garantia Física do Leilão A-5 de 2011, disponível em [http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202011/Casobase\(NewaveeMSUI\)doLeil%C3%A3oA-52011-C%C3%A1lculodasGarantiasF%C3%ADsicas.aspx?CategoriaID=6780](http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202011/Casobase(NewaveeMSUI)doLeil%C3%A3oA-52011-C%C3%A1lculodasGarantiasF%C3%ADsicas.aspx?CategoriaID=6780)
- (4) EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Nota Técnica EPE-DEE-RE-034/2012-r0: EXPANSÃO DA GERAÇÃO UHE EM OPERAÇÃO - Ampliação de Capacidade Instalada , 2012
- (5) EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2012-r0: Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência - PDE 2021, 2012
- (6) Caso final do Balanço de Ponta do PDE – 2012-2021 http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Casos%20Newave%20-%20PDE/PDE%202021_Refer%C3%Aancia.zip.