

## ESTUDOS DE REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS POR MEIO DA MOTORIZAÇÃO DE POÇOS VAZIOS EXISTENTES

### Hermann Friedenberg de Lemos<sup>(1)</sup>

Engenheiro mecânico (PUC-RS, 1983). Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos (UNICAMP, 2014). CESP-Cia. Energética de São Paulo, 1985 a 2000, engenheiro de manutenção e operação de usinas hidroelétricas. Voith Hydro, 2001 a 2008, engenheiro de projetos especialista, área de engenharia de modernização de centrais hidroelétricas. ANEEL, desde 2008, especialista em regulação nas Superintendências de Gestão e Estudos Hidroenergéticos e Fiscalização dos Serviços de Geração.

### Sérgio Valdir Bajay<sup>(2)</sup>

Engenheiro mecânico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), 1973. Mestre em engenharia mecânica (modalidade Térmica e Fluidos), Unicamp, 1976. PhD em engenharia pela University of Newcastle upon Tyne, Inglaterra, 1981. Professor do curso de engenharia mecânica da Unicamp de 1974 a 2009. Fundador (1987) e professor do curso de pós-graduação em planejamento de sistemas energéticos da Unicamp. Criador (1993) e pesquisador sênior do NIPE - Núcleo Interdisciplinar de Pesquisas Energéticas da Unicamp.

**Endereço<sup>(1)</sup>:** ANEEL - SGAN 603, Módulo I - Asa Norte – Brasília – DF – CEP: 70830-110 – Brasil – Tel: +55 (61) 2192-8933 – Fax: +55 (61) 2192-8941 – e-mail: [hermann@aneel.gov.br](mailto:hermann@aneel.gov.br).

### RESUMO

Este trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica da motorização de poços vazios previamente escavados e concretados, existentes em dez usinas hidrelétricas brasileiras de médio e grande porte. O objetivo é o acréscimo de potência instalada e disponibilização de energia nova para atendimento ao horário de ponta de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Foram coletados junto ao Centro Nacional de Operação do Sistema Elétrico (CNOS), dados operacionais hidroenergéticos consolidados ao longo de dez anos, referentes às vazões turbinada e vertida, produtividade, potência média produzida e potência média vertida. Os dados operacionais foram utilizados nas equações criadas para dimensionar a quantidade de poços a motorizar e os respectivos acréscimos de potência.

Simulações sistêmicas foram realizadas junto ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para estimar os ganhos de energia provenientes dos acréscimos de potência, utilizando os modelos de simulação daquele Centro. Fluxos de caixa, compostos pelas despesas necessárias ao investimento e pelas receitas da venda da nova energia, proporcionaram a análise da viabilidade econômica. Os resultados encontrados mostram que somente a remuneração do ganho de energia resultante da motorização adicional não viabiliza economicamente a instalação de unidades geradoras na maioria dos poços vazios disponíveis nas usinas hidrelétricas analisadas.

As principais conclusões sinalizam para a necessidade de se obter soluções econômica e regulatória que fomentem a viabilização da motorização dos poços vazios sob a ótica do mercado comercializador de energia elétrica, incluindo a valoração do acréscimo de potência instalada.

**Palavras-chave:** Usinas hidrelétricas, potência elétrica, energia, repotenciação, motorização.

## 1. INTRODUÇÃO

Os objetivos deste trabalho englobam a análise e a quantificação dos acréscimos de potência instalada e de energia nova, decorrentes da motorização dos poços vazios existentes em dez usinas hidrelétricas brasileiras de médio e grande porte, para atender o horário de ponta de carga e disponibilizar maior flexibilidade operacional ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Uma análise econômica complementa estes objetivos sob a ótica da verificação da viabilidade destas motorizações.

O trabalho compila os resultados obtidos na dissertação desenvolvida por este autor junto ao curso de mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP, sob o título “Estudos de Repotenciação de Usinas Hidrelétricas por meio da Motorização de Poços Vazios Existentes”.

Muito se tem discutido no âmbito do setor elétrico brasileiro sobre a repotenciação de unidades geradoras de usinas hidrelétricas, bem como sobre a instalação de unidades geradoras adicionais em algumas dessas usinas. A despeito do debate sobre o tamanho do benefício potencial do ponto de vista sistêmico, é fato que iniciativas dessa natureza são raras entre os agentes de geração no Brasil, o que pode ser explicado pela discutível viabilidade econômica desses projetos, considerando os atuais mecanismos de remuneração.

Especialmente nas décadas de 1970 e 1980, quando o sistema elétrico de potência operava com maior folga na relação entre geração e carga, o atendimento do horário de ponta era obtido por meio de usinas hidrelétricas sobremotorizadas. Essas usinas foram assim concebidas e consideradas como a melhor solução tanto do ponto de vista técnico quanto econômico para tal atendimento.

## 2. CRITÉRIO DE SELEÇÃO E CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA DAS USINAS SELECIONADAS

O critério de seleção das dez usinas hidrelétricas objeto desta dissertação priorizou a minimização, na medida do possível, de intervenções remanescentes de engenharia civil nos poços vazios existentes. De acordo com este critério, foram escolhidas as usinas cujos poços se encontram escavados e concretados, portanto com poucas intervenções remanescentes de ordem civil.

Nestas condições, as dez usinas hidrelétricas selecionadas foram São Simão, Jaguará, Três Irmãos, Porto Primavera, Luiz Gonzaga (também conhecida como Itaparica), Governador Bento Munhoz (Foz do Areia), Taquaruçu, Rosana, Cachoeira Dourada e Salto Santiago.

Os investimentos requeridos para a motorização destes poços envolverão basicamente o fornecimento eletromecânico de turbina, gerador, sistemas e equipamentos auxiliares a estes vinculados, e transformador elevador de tensão, envolvendo desde a fase de engenharia do produto até o final da garantia, o que inclui projeto, fabricação, ensaios em fábrica e em campo, montagem eletromecânica e comissionamento das unidades geradoras.

O SIN é dividido em quatro subsistemas operacionais interligados. São eles: sul, sudeste / centro-oeste, nordeste e norte. Das usinas selecionadas para este estudo, os aproveitamentos São Simão, Jaguará, Três Irmãos, Porto Primavera, Taquaruçu, Rosana e Cachoeira Dourada pertencem ao subsistema sudeste / centro-oeste, o de maior produção e consumo de energia elétrica; as usinas Governador Bento Munhoz e Salto Santiago fazem parte do subsistema sul; e Luiz Gonzaga é uma das usinas componentes do subsistema nordeste.

A Figura 1 apresenta as oito bacias hidrográficas brasileiras.



**Figura 1: Bacias hidrográficas do Brasil**

Na bacia hidrográfica dos rios Paraná e Paraguai (bacia seis) localizam-se nove das dez usinas escolhidas: São Simão, Jaguará, Três Irmãos, Porto Primavera, Taquaruçu, Rosana e Cachoeira Dourada. Já a usina Luiz Gonzaga pertence à bacia hidrográfica do rio São Francisco (bacia quatro).

A Tabela 1 apresenta um resumo das principais características técnicas das dez usinas selecionadas.

**Tabela 1: Resumo das principais características técnicas das usinas**

Usinas	Concessão	Rio	Início de operação	Número de unidades geradoras em operação	Número de poços vazios	Potência instalada (MW)	Tipo de turbina
São Simão	CEMIG	Paranaíba	1978	6	4	1.710	Francis
Jaguará	CEMIG	Grande	1971	4	2	424	Francis
Três Irmãos	Consórcio Novo Oriente	Tietê	1993	5	3	807,50	Francis
Porto Primavera	CESP	Paraná	1999	14	4	1.540	Kaplan
Itaparica	CHESF	São Francisco	1988	6	4	1.479,60	Francis
Foz do Areia	COPEL	Iguaçu	1980	4	2	1.676	Francis
Taquaruçu	Duke Energy Brasil	Parapanema	1992	5	1	525	Kaplan

Rosana	Duke Energy Brasil	Paranapanema	1987	4	1	354	Kaplan
Cachoeira Dourada	Endesa Brasil	Paranaíba	1959	10	1 (na casa de máquinas quatro)	658	Kaplan (casa de máquinas quatro)
Salto Santiago	Tractebel	Iguaçu	1980	4	2	1.420	Francis

### 3. ESTIMATIVA DO POTENCIAL DE MOTORIZAÇÃO ADICIONAL DAS USINAS ANALISADAS

#### 3.1 Metodologia

Para o dimensionamento da quantidade de poços a motorizar foram utilizados dados operacionais hidroenergéticos medidos e consolidados de outubro de 2002 a setembro de 2012, pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). Os dados possuem discretização diária e dizem respeito às seguintes grandezas: (i) vazão total defluente média, vazão vertida média e vazão turbinada média, em m<sup>3</sup>/s; (ii) potência média produzida, em MW médios; (iii) potência média vertida, em MW médios; e (iv) produtividade, em MW médios / m<sup>3</sup>/s.

A potência média vertida não pode ser totalmente turbinável pelas unidades existentes, pois nela estão incluídos vertimentos decorrentes de vazões elevadas em épocas de cheia, que causam elevação na cota do canal de fuga e diminuição da queda bruta e da capacidade de turbinagem. Além disto, as unidades operam com potências parciais, ou mesmo não operam em certos períodos, por restrições hidrológicas, elétricas, energéticas e de manutenção, dentre as quais incluem-se: (i) manutenção de reserva de potência; (ii) restrições no nível de jusante (defluência máxima); e (iii) unidades geradoras sob manutenção forçada ou programada. Deste contexto, infere-se que, tanto na potência média produzida como na vertida, encontram-se implícitas as restrições elencadas.

Assim, são apresentadas a seguir as equações criadas para dimensionar a quantidade de poços a motorizar e os respectivos acréscimos de potência.

O fator de capacidade médio operativo no período, FCM, é calculado a partir da equação (1):

$$FCM = PMP / (PI \times FCPI) \quad (1)$$

onde PMP é a potência média produzida, em MW médios, PI é a potência instalada, em MW e FCPI é o fator de correção da potência instalada, que considera manutenções forçadas e programadas.

FCPI é obtido com o auxílio da equação (2):

$$FCPI = (1 - TEIF) \times (1 - TEIP) \quad (2)$$

onde TEIF é a taxa equivalente de indisponibilidade forçada e TEIP é a taxa equivalente de indisponibilidade programada. Os percentuais de TEIF e TEIP estão implícitos nos dados operacionais disponibilizados; todavia, eles não são apurados pelo CNOS. Neste trabalho é adotado o valor médio de 0,88 para o FCPI.

A quantidade de poços a motorizar, QPM, provém da equação (3):

$$QPM = (PMV \times FCM) / PMUP \quad (3)$$

onde PMV é a potência média vertida, em MW médios e PMUP é a potência média unitária produzida, em MW médios, que é o quociente entre a potência média produzida e o número de unidades geradoras em operação em cada usina.

Da equação (4) se obtém o montante de potência nova a disponibilizar, PND, em MW, correspondente à quantidade de poços a motorizar.

$$PND = QPM \times PU \quad (4)$$

onde PU é a potência unitária das unidades geradoras existentes, em MW.

O fator de capacidade médio aplicado à motorização adicional, FCMmot. adic., é calculado pela equação (5):

$$FCM_{mot. \text{ adic.}} = (PMV \times FCM) / (PND \times FCPI) \quad (5)$$

### 3.2 Dados operacionais hidroenergéticos

A Tabela 2 compila, dos arquivos do CNOS, os dados operacionais hidroenergéticos médios das dez usinas hidrelétricas em estudo, medidos e consolidados no período de outubro de 2002 a setembro de 2012.

**Tabela 2: Dados operacionais hidroenergéticos médios das usinas estudadas**

<b>São Simão</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	2.192,60
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	386,90
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	2.579,50
Potência média produzida (MW médios)	1.353,63
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	0,61
Potência média vertida (MW médios)	238,14
<b>Jaguara</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	807,65
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	146,50
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	954,15
Potência média produzida (MW médios)	318,36
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	0,39
Potência média vertida (MW médios)	57,45
<b>Três Irmãos</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	813,12
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	21,09
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	834,21
Potência média produzida (MW médios)	320,02
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	0,39
Potência média vertida (MW médios)	8,36

<b>Porto Primavera</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	6.962,35
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	824,18
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	7.786,53
Potência média produzida (MW médios)	1.144,87
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	0,16
Potência média vertida (MW médios)	159,20
<b>Itaparica</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	1.871,66
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	95,09
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	1.966,75
Potência média produzida (MW médios)	868,73
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	0,46
Potência média vertida (MW médios)	46,40
<b>Foz do Areia</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	585,14
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	106,73
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	691,87
Potência média produzida (MW médios)	635,33
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	1,08
Potência média vertida (MW médios)	147,67
<b>Taquaruçu</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	1.144,50
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	66,62
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	1.211,12
Potência média produzida (MW médios)	247,91
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	0,22
Potência média vertida (MW médios)	19,00
<b>Rosana</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	1.238,68
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	101,99
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	1.340,67

Potência média produzida (MW médios)	222,89
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	0,18
Potência média vertida (MW médios)	22,04
<b>Cachoeira Dourada</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	1.526,33
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	59,57
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	1.585,90
Potência média produzida (MW médios)	396,03
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	0,26
Potência média vertida (MW médios)	18,61
<b>Salto Santiago</b>	
Vazão turbinada média (m <sup>3</sup> /s)	874,41
Vazão vertida média (m <sup>3</sup> /s)	207,11
Vazão total defluente média (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	1.081,52
Potência média produzida (MW médios)	799,86
Produtividade média (MW médios / m <sup>3</sup> /s)	0,91
Potência média vertida (MW médios)	224,11

A relação entre potência média vertida (bruta) e potência média produzida pelas usinas no período considerado apresenta os seguintes resultados:

UHE São Simão → 17,59 %  $((238,14 / 1.353,63) \times 100)$ ;  
 UHE Jaguará → 18,05 %  $((57,45 / 318,36) \times 100)$ ;  
 UHE Três Irmãos → 2,61 %  $((8,36 / 320,02) \times 100)$ ;  
 UHE Porto Primavera → 13,91 %  $((159,20 / 1.144,87) \times 100)$ ;  
 UHE Luiz Gonzaga (Itaparica) → 5,34 %  $((46,40 / 868,73) \times 100)$ ;  
 UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia) → 23,24 %  $((147,67 / 635,33) \times 100)$ ;  
 UHE Taquaruçu → 7,66 %  $((19,00 / 247,92) \times 100)$ ;  
 UHE Rosana → 9,88 %  $((22,04 / 222,89) \times 100)$ ;  
 UHE Cachoeira Dourada → 4,70 %  $((18,61 / 396,03) \times 100)$ ;  
 UHE Salto Santiago → 28,02 %  $((224,11 / 799,86) \times 100)$ .

A análise das relações acima permite inferir que, em termos médios, as cinco usinas com maior potencial técnico de motorização de seus poços vazios são São Simão, Jaguará, Porto Primavera, Foz do Areia e Salto Santiago. Em contrapartida, as cinco com menor perspectiva são Três Irmãos, Itaparica, Taquaruçu, Rosana e Cachoeira Dourada.

A Tabela 3 apresenta informações adicionais às fornecidas pelo CNOS. Estas informações se referem à garantia física (GF), vazão média de longo termo ( $Q_{MLT}$ ) e vazão nominal ( $Q_{nominal}$ ), esta última definida como a somatória das vazões nominais das turbinas existentes. O principal objetivo destas informações adicionais é permitir comparações entre a potência média produzida e a garantia física e entre a  $Q_{MLT}$  e a  $Q_{nominal}$ .

**Tabela 3: Dados adicionais aos fornecidos pelo CNOS**

Usina	GF (MW médios)	Potência média produzida (MW médios)	$Q_{MLT}$ (m <sup>3</sup> /s)	Vazão defluente total (turbinada + vertida) (m <sup>3</sup> /s)	$Q_{nominal}$ ( $\Sigma$ das vazões nominais das turbinas existentes) (m <sup>3</sup> /s)
São Simão	1.281,00	1.353,63	2.415,00	2.579,50	2.550,00 (1,06 x $Q_{MLT}$ )
Jaguara	336,00	318,36	1.072,00	954,15	1.100,00 (1,03 x $Q_{MLT}$ )
Três Irmãos	217,50	320,02	808,00	834,21	2.040,00 (2,52 x $Q_{MLT}$ )
Porto Primavera	1.017,00	1.144,84	7.248,00	7.790,19	9.122,40 (1,26 x $Q_{MLT}$ )
Itaparica	959,00	868,73	2.741,00	1.966,75	3.306,00 (1,21 x $Q_{MLT}$ )
Foz do Areia	576,00	635,33	656,00	691,87	1.432,00 (2,18 x $Q_{MLT}$ )
Taquaruçu	201,00	247,91	1.154,00	1.211,12	2.415,00 (2,09 x $Q_{MLT}$ )
Rosana	177,00	222,89	1.295,00	1.340,67	2.104,00 (1,62 x $Q_{MLT}$ )
Cachoeira Dourada	415,00	396,03	1.638,00	1.585,90	2.373,00 (1,45 x $Q_{MLT}$ )
Salto Santiago	723,00	799,86	1.004,00	1081,52	1.516,00 (1,51 x $Q_{MLT}$ )

Da Tabela 3, verifica-se:

- (i) As usinas de São Simão, Três Irmãos, Porto Primavera, Foz do Areia, Taquaruçu, Rosana e Salto Santiago, apresentaram potência média produzida acima da garantia física contratada. Em contrapartida, Jaguara, Itaparica e Cachoeira Dourada produziram menos energia em relação a sua garantia física;
- (ii) As usinas analisadas apresentaram as seguintes relações entre  $Q_{MLT}$  e  $Q_{nominal}$ :

UHE São Simão →  $Q_{nominal}$  6% superior à  $Q_{MLT}$ ;  
 UHE Jaguara →  $Q_{nominal}$  3% superior à  $Q_{MLT}$ ;  
 UHE Três Irmãos →  $Q_{nominal}$  152% superior à  $Q_{MLT}$ ;  
 UHE Porto Primavera →  $Q_{nominal}$  26% superior à  $Q_{MLT}$ ;  
 UHE Itaparica →  $Q_{nominal}$  21% superior à  $Q_{MLT}$ ;  
 UHE Foz do Areia →  $Q_{nominal}$  118% superior à  $Q_{MLT}$ ;  
 UHE Taquaruçu →  $Q_{nominal}$  109% superior à  $Q_{MLT}$ ;  
 UHE Rosana →  $Q_{nominal}$  62% superior à  $Q_{MLT}$ ;  
 UHE Cachoeira Dourada →  $Q_{nominal}$  45% superior à  $Q_{MLT}$ ;  
 UHE Salto Santiago →  $Q_{nominal}$  51% superior à  $Q_{MLT}$ .

É usual se dimensionar o somatório das vazões nominais das turbinas instaladas em uma usina hidrelétrica para um valor 50% superior à  $Q_{MLT}$ . As usinas São Simão, Jaguara, Porto Primavera e Itaparica apresentam valores para o somatório das vazões nominais de suas turbinas, muito inferiores ao usual, o que pode indicar situação de submotorização. Em contrapartida, Três Irmãos, Foz do Areia e Taquaruçu apresentam valores superiores ao dobro de  $Q_{MLT}$ , situação que pode indicar supermotorização destas usinas.

### 3.3 Resultados

A substituição de dados das Tabelas 1 e 2 nas equações (1), (3), (4) e (5) produz os resultados indicados na Tabela 4.



**Tabela 4: Resultados de FCM, QPM, PND e FCM<sub>mot. adic.</sub> das usinas analisadas**

Usina	FCM	QPM	PND (MW)	FCM <sub>mot. adic.</sub>
São Simão	0,90	1	285	0,85
Jaguara	0,85	1	106	0,52
Três Irmãos	0,45	1	161,50	0,03
Porto Primavera	0,84	2	220	0,69
Itaparica	0,67	1	246,60	0,15
Foz do Areia	0,43	1	419	0,17
Taquaruçu	0,54	1	105	0,11
Rosana	0,72	1	88,50	0,20
Cachoeira Dourada	0,68	1	105	0,14
Salto Santiago	0,64	1	355	0,45

As potências novas a disponibilizar por usina, conforme a metodologia adotada, resultaram em valores parciais comparativamente às potências nominais das unidades geradoras existentes. Deste modo, como os poços vazios foram executados para abrigar unidades geradoras dimensionalmente iguais às existentes, cada motorização adicional é considerada neste trabalho como tendo a mesma potência unitária das máquinas instaladas.

Se trata aqui, portanto, essa potência unitária, como acréscimo de reserva de potência operativa, sendo a potência da unidade geradora regulada pelo distribuidor da turbina hidráulica, conforme a necessidade sistêmica vinculada ao despacho horário de carga.

A aplicação da equação (3), cálculo da QPM, resultou, para cada usina:

UHE São Simão → 0,95 (equivalente a 270,75 MW), que foi arredondado para 1 poço (285 MW);  
 UHE Jaguara → 0,61 (equivalente a 64,66 MW), arredondado para 1 poço (106 MW);  
 UHE Três Irmãos → 0,06 (equivalente a 9,69 MW), arredondado para 1 poço (161,50 MW);  
 UHE Porto Primavera → 1,64 (equivalente a 180,40 MW), arredondado para 2 poços (220 MW);  
 UHE Itaparica → 0,21 (equivalente a 51,79 MW), arredondado para 1 poço (246,60 MW);  
 UHE Foz do Areia → 0,40 (equivalente a 167,60 MW), arredondado para 1 poço (419 MW);  
 UHE Taquaruçu → 0,21 (equivalente a 22,05 MW), arredondado para 1 poço (105 MW);  
 UHE Rosana → 0,28 (equivalente a 24,78 MW), arredondado para 1 poço (88,50 MW);  
 UHE Cachoeira Dourada → 0,32 (equivalente a 33,60 MW), arredondado para 1 poço (105 MW);  
 UHE Salto Santiago → 0,72 (equivalente a 255,70 MW), arredondado para 1 poço (355 MW);

#### 4. SIMULAÇÃO DO GANHO ENERGÉTICO

Foi realizada uma simulação sistêmica no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) da Eletrobrás, do ganho energético proveniente destas motorizações. Para tal, foi utilizado o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (Suishi), versão 8.1.1.

As simulações realizadas utilizaram o modo de simulação dinâmica do Suishi 8.1.1, que considera a evolução do mercado e a expansão hidrotérmica no horizonte de cinco anos de planejamento da operação energética. O horizonte simulado abrangeu o período de março de 2014 a dezembro de 2018, utilizando séries históricas de vazões de 1931 a 2012. A plataforma de dados para acoplamento entre a versão 19 do Newave e o Suishi 8.1.1 foi baseada no PMO de março de 2014, do ONS. A Tabela 5 apresenta o resultado das simulações realizadas no CEPEL.

**Tabela 5: Resultados das simulações do ganho energético**

Usinas	Potência nova a disponibilizar (MW)	Nova potência instalada (MW)	Geração média original (MW médios)	Nova geração média (MW médios)	Ganho energético (MW médios)
São Simão	285,00	1.995,00	1.224,44	1.279,19	54,75
Jaguara	106,00	530,00	333,30	361,10	27,80
Três Irmãos <sup>1</sup>	161,50	969,00	2.107,78	2.117,69	9,91
Porto Primavera	220,00	1.760,00	1.033,43	1.054,43	21,00
Itaparica	246,60	1.726,20	934,03	948,79	14,76
Foz do Areia	419,00	2.095,00	677,30	704,24	26,94
Taquaruçu	105,00	630,00	227,66	229,59	1,93
Rosana	88,50	442,50	203,65	208,16	4,51
Cachoeira Dourada	105,00	763,00	381,84	388,44	6,60
Salto Santiago	355,00	1.775,00	781,98	812,67	30,69
	Σ 2.091,60				Σ 198,89

Conforme demonstrado na Tabela 5, o ganho energético, apesar de apresentar montantes não desprezíveis, é muito pequeno em relação à potência nova a disponibilizar. Esta condição não colabora para a viabilidade econômica das motorizações e evidencia a magnitude das restrições sistêmicas vinculadas à operação do SIN.

## 5. ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA MOTORIZAÇÃO ADICIONAL

### 5.1 Metodologia

Foi realizada uma análise da viabilidade econômica das motorizações, com base na venda do ganho energético obtido por usina, assumido aqui como sendo sua garantia física<sup>2</sup>.

Foram montados fluxos de caixa para as receitas e despesas envolvidas nas motorizações adicionais e utilizou-se o critério da taxa interna de retorno (TIR) para a verificação da viabilidade econômica dos investimentos requeridos. Como a vida útil estimada das novas unidades geradoras é de 30 anos, este foi o período escolhido para a realização dos fluxos de caixa.

Os demais parâmetros utilizados na análise econômica são descritos a seguir:

- (i) Foram simulados quatro preços<sup>3</sup> para a venda do ganho energético da motorização no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Três deles foram assumidos constantes ao longo de período de análise: R\$ 100,00/MWh; R\$ 120,00/MWh e R\$ 140,00/MWh. O quarto preço foi simulado de uma forma aleatória no intervalo de R\$ 100,00/MWh a R\$ 150,00/MWh nos dez primeiros anos da análise e de R\$ 100,00/MWh a R\$ 200,00/MWh nos vinte anos subsequentes. O objetivo deste quarto caso foi simular as variações do PLD, com base no Plano da Operação Energética 2013/2017, elaborado pelo ONS;

<sup>1</sup> Reservatório equivalente com a usina hidrelétrica Ilha Solteira, visto que os dois reservatórios são interligados por meio do canal Pereira Barreto.

<sup>2</sup> Para a comercialização do ganho energético da motorização adicional, é necessário solicitar a alteração da garantia física, pois o agente gerador só pode comercializar o seu lastro de garantia física.

<sup>3</sup> Os quatro preços simulados podem eventualmente ser superiores no futuro, em função da escassez hidrológica que vem ocorrendo a partir de 2013, principalmente no subsistema sudeste/centro-oeste do SIN.

- (ii) Custo unitário médio de uma unidade geradora completa com turbina Francis ou Kaplan, incluindo seus sistemas auxiliares e serviços auxiliares de CA e CC, transformador elevador de tensão, pequenas intervenções remanescentes de engenharia civil, horas de engenharia, fabricação, transporte, montagem e comissionamento: R\$ 1.300.000,00 / MW instalado para unidades geradoras com turbina Francis e R\$ 1.700.000,00 / MW instalado para unidades geradoras com turbina Kaplan. Os dados de custo do investimento foram obtidos por intermédio de pesquisas de mercado realizadas junto a fabricantes e fornecedores de turbinas hidráulicas, hidro geradores, equipamentos eletromecânicos e sistemas de automação para usinas hidrelétricas. Em adição, foram consultados dados de despesas de capital utilizados em projetos de usinas hidrelétricas;
- (iii) A depreciação das unidades geradoras é linear durante 10 anos, a uma taxa anual de 10% ;
- (iv) Assume-se que o investimento será realizado com recursos próprios do agente gerador;
- (v) Não se considera a inflação nos fluxos de caixa;
- (vi) A taxa interna de retorno (TIR) adotada para o investimento é de 10% ;
- (vii) Assume-se que os custos de operação e manutenção, tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), seguro e administração sejam 3%, 2%, 1,5% e 1,5% dos custos da geração, respectivamente;
- (viii) O encargo de P&D, a taxa da CCEE/ONS, a taxa da ANEEL e o PIS/COFINS são de 1%, 1%, 0,5% e 3,65% da receita operacional líquida, respectivamente;
- (ix) A contribuição social sobre o lucro líquido é de 12% ; e
- (x) Em relação ao imposto de renda, incide uma alíquota principal de 15% sobre a base de cálculo apurada na forma de lucro tributável e uma alíquota adicional de 10% sobre a parcela da base de cálculo do lucro tributável que exceder a R\$ 20.000,00 mensais, ambas as alíquotas incidentes após descontada a depreciação do ativo;

## 5.2 Resultados

A Tabela 6 apresenta os resultados dos principais parâmetros da análise de viabilidade econômica da motorização adicional em cada usina.

**Tabela 6: Resultados dos principais parâmetros da análise de viabilidade econômica**

<b>São Simão</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 151,23
TIR	7,65%	9,45%	11,16%	12,09%
Período de retorno	Inviável	Inviável	20 anos	17 anos
<b>Jaguara</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 143,21
TIR	10,88%	13,12%	15,26%	15,69%
Período de retorno	22 anos	14 anos	11 anos	10 anos
<b>Três Irmãos</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 144,09
TIR	-1,49%	-0,25%	0,88%	1,10%
Período de retorno	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

<b>Porto Primavera</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 147,80
TIR	-0,32%	1,02%	2,26%	2,54%
Período de retorno	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável
<b>Itaparica</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 145,55
TIR	-1,66%	-0,44%	0,68%	0,98%
Período de retorno	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável
<b>Foz do Areia</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 150,17
TIR	-1,20%	0,07%	1,23%	1,79%
Período de retorno	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável
<b>Taquaruçu</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 155,13
TIR	-9,08%	-8,30%	-7,61%	-7,14%
Período de retorno	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável
<b>Rosana</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 142,47
TIR	-4,19%	-3,16%	-2,23%	-2,12%
Período de retorno	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável
<b>Cachoeira Dourada</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 149,43
TIR	-3,00%	-1,89%	-0,87%	-0,43%
Período de retorno	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável
<b>Salto Santiago</b>				
Preços da energia elétrica	\$ 100	\$ 120	\$ 140	PLD - \$ 157,70
TIR	0,92%	2,38%	3,75%	4,89%
Período de retorno	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

## 6. ASPECTOS REGULATÓRIOS

No atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro (SEB), o valor das usinas depende de sua garantia física de energia, sem valoração comercial da garantia física de potência. Nestas condições, resta evidenciada a falta de regulação específica para comercialização de reserva de potência operativa (RPO) no horizonte de médio e longo prazos, o que resulta na subvalorização dos ativos de geração hidráulica, operacionalmente adequados para atendimento à ponta de carga, principalmente nos casos de ampliação da capacidade instalada de usinas existentes. A valoração destes serviços de geração poderá, no médio prazo, reduzir os custos sociais de interrupção, tanto os custos preventivos suportados pelos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), quanto os corretivos representados pelos custos de interrupção do fornecimento.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) vem demonstrando crescente preocupação com a severa diminuição da capacidade do sistema em atender a demanda máxima, com reserva operativa adequada, somente com os recursos disponíveis em fonte hidráulica. Neste sentido, o Operador tem recomendado a manutenção e avanço nos estudos de criação de incentivos econômicos e regulatórios para motorização dos

poços existentes nas hidrelétricas brasileiras, dentre as quais se destacam as dez usinas estudadas neste trabalho.

A experiência internacional demonstra que, após a reforma ocorrida no setor elétrico de vários países, notadamente nas duas últimas décadas, foram criados mercados atacadistas que remuneram tanto a potência média gerada como também a capacidade instalada, destacando-se a remuneração de serviços ancilares<sup>4</sup> e atendimento de ponta.

A América do Norte apresenta um mercado de capacidade bastante desenvolvido, com estudos de confiabilidade detalhados, assegurando aos agentes total transparência e uniformidade no tratamento das informações, além de estímulo ao investimento em capacidade instalada suplementar.

No mercado europeu, reservas estratégicas são essencialmente unidades geradoras mantidas disponíveis para emergências, quando o mercado não é capaz de cobrir a demanda. A contratação de capacidade está associada a metas de reservas futuras de capacidade no mercado atacadista, particularmente em situações de escassez.

Os países nórdicos apresentam grande desenvolvimento quanto ao pagamento dos serviços ancilares de reserva girante e reserva permanente, sendo tais pagamentos resultantes de negociações ou licitações no mercado aberto.

Do todo referido à análise do contexto regulatório apresentado, conclui-se ser essencial incentivar a motorização dos poços existentes. Para tanto, é necessário criar novas formas de fomento regulatório, dentre as quais podem ser elencadas: (i) realização de leilões regionais para venda de potência, sendo os geradores remunerados por contratos de disponibilidade específicos para esta modalidade de suprimento; (ii) utilização da alternativa acima como reserva de potência operativa para atendimento tanto à demanda máxima horária quanto a serviços ancilares (principalmente reservas girante / permanente e controle secundário de frequência); e (iii) desenvolvimento de um mercado de garantia física de potência para remuneração da potência nova disponibilizada ao sistema, especialmente no atendimento aos horários de ponta e aos serviços ancilares.

Considerando a situação regulatória vigente no Brasil, as três formas de fomento elencadas no parágrafo anterior caracterizariam, de certo modo, uma quebra de modelo. Nestas condições, então, a remuneração do gerador seria composta, além da receita oriunda da garantia física de energia, pela potência fornecida em atendimento ao período de ponta e aos serviços ancilares. Estas receitas adicionais contribuiriam para melhorar os resultados da análise de viabilidade econômica da motorização adicional, o que incentivaria as ações de motorização dos poços vazios estudados.

## 7. CONCLUSÕES

Este trabalho procura ampliar a discussão sobre a repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil, com ênfase na motorização dos poços vazios existentes nestas usinas para atendimento à demanda de ponta de carga e à serviços ancilares do SIN. Os resultados encontrados mostram que somente a remuneração do ganho de energia resultante desta motorização adicional não viabiliza economicamente a instalação de unidades geradoras na maioria dos poços vazios disponíveis nas usinas hidrelétricas analisadas. Nestas condições, e sendo a solução técnica conhecida, o principal objetivo passa a ser a obtenção de soluções econômica e regulatória que fomentem a viabilização da solução técnica sob a ótica do mercado comercializador de energia elétrica, uma vez que o ganho energético é muito pequeno em relação à potência nova a disponibilizar, conforme restou demonstrado.

A Tabela 7 apresenta o resumo dos resultados das análises de viabilidade técnica-operacional e econômica da motorização adicional, incluindo os ganhos de energia e de potência nova a disponibilizar por usina e uma análise de sensibilidade referida aos preços de energia elétrica a partir dos quais os investimentos teriam retorno.

---

<sup>4</sup> Serviços ancilares suprem recursos indispensáveis ao equilíbrio instantâneo e contínuo entre geração e carga.

**Tabela 7: Resumo dos resultados obtidos**

Usinas	Quantidade de poços vazios	Quantidade de poços vazios com viabilidade técnica-operacional de motorização	Quantidade de poços vazios com viabilidade técnica-operacional e econômica de motorização	Ganho de energia (MW médios)	Potência nova a disponibilizar (MW)	Análise de sensibilidade para viabilização econômica
São Simão	4	1	1 (apenas para R\$ 140,00 / MWh e para PLD a partir deste valor)	54,75	285	-
Jaguara	2	1	1 (para todos os 4 poços de energia elétrica)	27,80	106	-
Três Irmãos (reservatório equivalente com a usina Ilha Solteira)	3	1	-	9,91	161,50	A partir de R\$ 450,00 / MWh; retorno em 19 anos
Porto Primavera	4	2	-	21,00	220	R\$ 340,00 / MWh; 24 anos. Para motorização de apenas um poço, R\$ 300,00 / MWh, com retorno em 22 anos e ganho energético de 12,56 MW médios
Itaparica	4	1	-	14,76	246,60	R\$ 450,00 / MWh; 20 anos
Foz do Areia	2	1	-	26,94	419	R\$ 400,00 / MWh; 24 anos
Taquaruçu	1	1	-	1,93	105	R\$ 1.800,00 / MWh; 25 anos
Rosana	1	1	-	4,51	88,50	R\$ 650,00 / MWh; 25 anos
Cachoeira Dourada	1	1	-	6,60	105	R\$ 550,00 / MWh; 21 anos
Salto Santiago	2	1	-	30,69	355	R\$ 300,00 / MWh; 23 anos

Total	24	11	2	82,55 (com viabilidade técnica-operacional e econômica)	391 (com viabilidade técnica-operacional e econômica)	-
				116,34 (somente com viabilidade técnica-operacional)	1.700,60 (somente com viabilidade técnica-operacional)	-
				Σ 198,89	Σ 2.091,60	-

Dentre os benefícios que a motorização dos poços vazios das usinas hidrelétricas estudadas pode trazer ao setor elétrico brasileiro, destacam-se: (i) nova fonte de receita ao agente gerador; (ii) disponibilização de energia nova de fonte renovável proveniente de usinas existentes; (iii) ganhos na operação energética e aumento da disponibilidade de potência horária ao SIN, praticamente sem contrapartida socioambiental; (iv) economia operacional pela diminuição do uso de blocos de geração térmica no horário de ponta de carga; e (v) opção de baixo custo e curto prazo de implantação com características de estabilidade e flexibilidade operacional, uma vez que as unidades geradoras hidráulicas são as mais recomendadas para prover inércia, potência reativa e capacidade de regulação de tensão e velocidade ao SIN.

Em arremate, é importante salientar que em um sistema predominantemente hidrelétrico como o brasileiro, o crescimento da demanda de energia requer a instalação de novas usinas. Em um sistema predominantemente termelétrico é a demanda de ponta que requer a instalação de novas usinas. No caso de um sistema com equilíbrio entre geração hidrelétrica e geração termelétrica, como se projeta o sistema brasileiro no médio prazo, ora a demanda de energia, ora a demanda de ponta, requerem a instalação de novas unidades geradoras. Logo, o planejamento e a regulação do SEB necessitam, desde já, se preparar para esta nova situação, onde um adequado atendimento da ponta de carga será muito mais importante do que tem sido até agora; se isto não ocorrer, perturbações sistêmicas relativamente frequentes serão difíceis de serem evitadas.

## 8. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Vazões médias de longo termo**. Brasília, 2014.

CENTRO NACIONAL DE OPERAÇÃO DO SISTEMA. **Dados operacionais hidroenergéticos**. Brasília, 2012.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Simulação do ganho energético**. Rio de Janeiro, 2014.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO. **Metodologia para avaliação integrada da ampliação da capacidade instalada em centrais hidrelétricas: enfoques sistêmico e empresarial. Projeto P&D\_17. Relatório Técnico RT 04**. São Paulo, 2013. 40 p.

KRISTIANSEN, T. **The Nordic approach to market-based provision of ancillary services**. Elsevier. Energy Policy. 2007. p. 3681, 3683, 3696-3697.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano da operação energética 2013/2017**. Rio de Janeiro, 2013.