

A HIDROELETRICIDADE: UMA FONTE DE ENERGIA ESSENCIAL NA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL

Mauricio Dester¹

A matriz de energia elétrica do Brasil é uma das mais limpas do mundo, considerando-se o ponto de vista das emissões de dióxido de carbono (CO₂) (IEA, 2014), e a hidroeletricidade é a fonte que mais contribui para isso (Gagnon, Bélanger e Uchiyama, 2002). Entretanto, muitos obstáculos têm dificultado a implantação de novas hidroelétricas no Brasil, principalmente aquelas com reservatório de acumulação. Estes obstáculos tem origem, primordialmente, em questões ambientais. O objetivo mais importante deste artigo é realizar uma análise tomando as principais fragilidades no âmbito das políticas públicas, fundamentalmente aquelas relacionadas à hidroeletricidade e as suas questões ambientais. Além disso, serão discutidos os benefícios em aumentar o percentual de participação desta fonte na matriz de energia elétrica, e, por outro lado, também os futuros problemas que surgirão devido à redução neste percentual de participação.

Palavras-chave: matriz de energia elétrica; hidroeletricidade; hidroelétricas com reservatório; licenciamento ambiental; uso múltiplo da água.

HYDROPOWER: AN ESSENTIAL ENERGY SOURCE IN BRAZIL'S POWER MIX

Brazil's power mix is one of the cleanest of the world, from carbon dioxide (CO₂) emission point of view (IEA, 2014), and hydropower is the energy source which most contributed to that (Gagnon, Bélanger and Uchiyama, 2002). However, many obstacles have hindered to deploy new hydropower projects in Brazil, mainly those with reservoir upstream. These obstacles are primarily originated from environmental issues. The most important goal of this paper is providing an analysis that takes weak points of Brazil's public policies, mainly those related to hydropower and its respective environmental issues. Furthermore, the benefits of increasing this source percentage into the power mix are discussed and, on the other hand, also the future problems that will arise due to this percentage reduction.

Keywords: power mix; hydropower; hydro power plants' reservoirs; licensing process; multiple uses of water.

HIDROELECTRICIDAD: UNA FUENTE DE ENERGÍA ESENCIAL EN LA MATRIZ DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BRASIL

Desde el punto de vista de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) (IEA, 2014), la matriz de energía eléctrica del Brasil es una de las más limpias del mundo, y la hidroelectricidad es la fuente que más contribuye para eso (Gagnon, Bélanger y Uchiyama, 2002). Sin embargo, muchos obstáculos han dificultado la implantación de nuevas hidroeléctricas en el Brasil, principalmente aquellas con embalses de acumulación. Estos obstáculos, principalmente tienen origen en las cuestiones ambientales. El más importante objetivo de este artículo es realizar un análisis llevando

1. Doutor em planejamento energético, mestre em engenharia elétrica, graduado em engenharia elétrica. Professor da Faculdade de Americana e da Faculdade Anhanguera de Campinas, São Paulo. *E-mail:* <mauriciodester@gmail.com>.

en cuenta las principales fragilidades en el ámbito de las políticas públicas, fundamentalmente aquellas relacionadas a la hidroelectricidad y su relación a las cuestiones ambientales. Así también, serán discutidos los principales beneficios en aumentar el porcentaje de participación de esta fuente en la matriz de energía eléctrica, y por otro lado, también los futuros problemas que surgirán debido a la reducción de este porcentaje de participación.

Palabras clave: matriz de energía eléctrica; hidroelectricidad; hidroeléctricas con embalses; licenciamiento ambiental; uso múltiple del agua.

L'HYDROÉLECTRICITÉ: UNE SOURCE D'ÉNERGIE ESSENTIELLE DANS LE MIX ÉLECTRIQUE DU BRÉSIL

Le mix électrique du Brésil est l'un des plus propres du monde, en considérant l'émission de le dioxyde de carbone (CO₂) (IEA, 2014) et l'hydroélectricité est la source qui contribue le plus à cet effet (Gagnon, Bélanger et Uchiyama, 2002). Toutefois, des nombreux obstacles entravent la construction de nouvelles centrales hydroélectriques au Brésil, en particulier ceux avec réservoir d'accumulation. L'origine de ces obstacles est principalement des questions environnementales. Le but de cet article est de faire une analyse en prenant les plus importants points faibles dans les politiques publiques, en particulier ceux liés à l'hydroélectricité et ses problèmes environnementaux. De plus, les avantages de l'augmentation en pourcentage de cette source dans le mix électrique sont abordés dans l'article et, d'autre part, les futurs problèmes qui vont se poser en raison de la réduction de ce pourcentage sont abordés aussi.

Mots-clés: mix électrique; hydroélectricité; centrales hydroélectriques avec réservoir; licences environnementales; l'utilisation multiple de l'eau.

JEL: Q48; Q4.

1 INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil é elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e estruturado por meio de planos indicativos com horizontes de médio e longo prazos. Para o horizonte de curto prazo, este planejamento é realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que também tem o papel de planejar a operação e operar o Sistema Interligado Nacional (SIN). A expansão da transmissão é planejada tanto pela EPE, quando se refere a grandes troncos de transmissão e de interligação regional, quanto pelo próprio ONS, em se tratando de ampliações e reforços na malha de transmissão existente. A agência reguladora (Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel) e a câmara de comercialização (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) são responsáveis, entre outras funções, pelos leilões que viabilizam a expansão da geração e da transmissão. Para o caso da geração, os leilões têm horizontes de cinco anos (denominado leilão A-5), três anos (A-3) e leilões de ajuste (A-1), no horizonte de um ano. Há ainda os leilões de energia de reserva (LERs) destinados a compor um montante de energia de reserva. Por intermédio destes leilões são concretizadas as indicações para expansão da geração e da transmissão presentes no planejamento de médio, longo e curto prazos.

Sob o ponto de vista estrutural, o modelo vigente vem atendendo às necessidades de expansão da geração e da transmissão frente ao crescimento da demanda de energia elétrica. Todavia, existem algumas fragilidades que podem ser mitigadas por intermédio de políticas energéticas em conjunto com outras ações no âmbito estratégico. Em relação a estas fragilidades, há alguns pontos de influência que merecem destaque, a saber:

- a) participação crescente de fontes renováveis na matriz de energia elétrica;
- b) segurança e confiabilidade no suprimento da carga;
- c) modicidade tarifária (um dos pilares do modelo vigente do setor elétrico);
- d) sustentabilidade no processo de expansão;
- e) maior aproveitamento dos recursos hidráulicos que o Brasil dispõe.

O que se almeja neste trabalho é realizar um debate, sob a perspectiva das questões elencadas, provendo informações que possam subsidiar a elaboração de políticas facilitadoras para o desenvolvimento e a aplicação de soluções viáveis para os desafios que se apresentam. É importante salientar que o assunto é vasto e não seria possível esgotá-lo neste artigo. Portanto, não serão tratadas todas as facetas da problemática; todavia, o foco será dado nas questões mais importantes.

Qualquer que seja o objetivo de composição da matriz de energia elétrica, um fator primordial a ser observado é a segurança no suprimento da carga. Uma consideração mencionada pelo então secretário adjunto de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (MME) (Costa, 2009) expressa, de forma objetiva e concisa, uma das bases na qual se deve sustentar o modelo de expansão da oferta de eletricidade no Brasil: “atender ao mercado de energia elétrica com segurança e confiabilidade é condição *sine qua non* para a sustentabilidade do desenvolvimento nacional” (*ibidem*).

O desenvolvimento sustentável pleno somente poderá ser alcançado pautando-se as políticas energéticas neste fundamento. Entretanto, na construção de uma matriz não há que se deixar em segundo plano as dimensões socioambientais e econômicas que acompanham o nível de importância dos aspectos técnicos. Deve sim haver um equilíbrio entre estas três dimensões.

Uma análise em que se compare as opções de fontes de energia elétrica sob estas três dimensões pode ser uma alternativa para nortear as melhores opções de composição da matriz. Contemplar os aspectos econômicos, técnicos e socioambientais de cada opção permite avaliar, sob a perspectiva destas três dimensões, quais as opções que apresentam melhor *performance*. Todavia, como se trata de um problema no qual há muitos critérios a serem considerados e uma influência cruzada entres estes critérios, há necessidade do uso de uma ferramenta que

permita a aplicação de um método robusto de comparação. Os métodos multicritério de análise decisória (MMADs) são uma alternativa neste sentido.

De forma a organizar o desenvolvimento do debate, este trabalho foi estruturado da seguinte forma:

- a) apresentação do MMAD utilizado e dos resultados de sua aplicação no caso proposto, com o intuito de fundamentar as propostas elaboradas;
- b) análise das principais dificuldades encontradas no processo de implantação do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no que concerne à hidroeletricidade;
- c) principais benefícios que os grandes projetos de usinas hidroelétricas (UHEs) podem trazer, considerando-se aspectos relevantes para o desenvolvimento regional e a segurança no suprimento de energia elétrica. Casos com resultados expressivos são mencionados;
- d) análise dos aspectos econômicos das opções de produção de eletricidade que possam garantir a confiabilidade no atendimento à demanda, em especial nas rampas, nos picos e em outras variações que a carga do SIN apresenta cotidianamente;
- e) conclusões e considerações finais, que objetivam oferecer um panorama do problema, reforçando alguns aspectos importantes para o delineamento de políticas públicas.

2 ANÁLISE MULTICRITÉRIO

Para problemas decisórios desta classe (denominados problemas do tipo γ), em que se busca um ranqueamento de numerosas alternativas, adotando-se também numerosos critérios, podem ser utilizados alguns MMADs. Exemplos de MMADs: Electre II, Electre III, Electre IV, Promethee I e Promethee II (Roy, 1985). O método Promethee II (*preference ranking organisation method for enrichment evaluations*) foi adotado neste trabalho devido a três fatores principais que o caracterizam: *i*) por permitir o que se denomina um ordenamento completo das alternativas; *ii*) por se tratar de um método já consagrado na aplicação em pesquisa científica, o que traz segurança no que diz respeito à sua robustez e confiabilidade; *iii*) pela facilidade de uso. É importante ressaltar que os MMADs não se propõem a apresentar uma solução ideal, e sim uma solução mais satisfatória dentro do universo das alternativas adotadas e dos critérios utilizados (Gomes, 2002). Com o objetivo de oferecer uma visão geral do método, foi tomado como referência o capítulo do livro de Brans e Mareschal (2005), que trata especificamente do método Promethee. Este MMAD baseia-se na comparação das alternativas existentes, par a par, considerando todos os k critérios e os respectivos pesos w_j associados a cada um dos critérios.

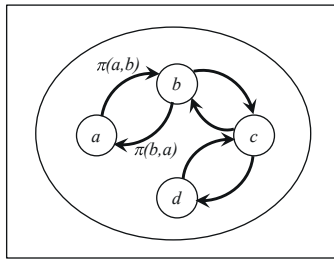
Assim, supõe-se $a, b \in A$, tal que:

$$\left\{ \begin{array}{l} \pi(a,b) = \frac{1}{W} \sum_{j=1}^k F_j(a,b)w_j \\ \pi(b,a) = \frac{1}{W} \sum_{j=1}^k F_j(b,a)w_j \end{array} \right. , \tag{1}$$

onde: $W = \sum_{j=1}^k w_j$.

São computados os graus de sobreclassificação $\pi(a,b)$ e $\pi(b,a)$ para cada par do conjunto das alternativas do conjunto A , de forma a obter a valoração de prioridades entre estes pares. A figura 1 ilustra como este processo é realizado. A função de preferência F pode também ser definida, dentro de um rol de possibilidades, de maneira a ajustar a relação. Para a análise realizada neste trabalho, foi adotada a função de preferência estrita (conhecida em inglês como *usual function*).

FIGURA 1
Valoração de prioridades em A



Fonte: Brans e Mareschal (2005).

A próxima etapa do método consiste em calcular o índice de preferência positivo (IPP) (ϕ^+), o índice de preferência negativo (IPN) (ϕ^-) e o índice de preferência geral (IPG) ($\phi = \phi^+ - \phi^-$).

Onde:

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi^+ = \frac{1}{(n-1)} \sum_{x \in A} \pi(a,x) \\ \phi^- = \frac{1}{(n-1)} \sum_{x \in A} \pi(x,a) \end{array} \right. . \tag{2}$$

O número de alternativas é representado por n . O IPP está relacionado à “força” de uma alternativa, e, quanto maior o seu valor, melhor é a alternativa. Por outro lado, o IPN representa a “fraqueza” da alternativa, e, quanto menor o seu valor, em módulo, melhor é a alternativa. O IPG agrega a “força” e a “fraqueza” e permite ordenar as alternativas, a partir daquela que obteve a melhor *performance*, possibilitando estabelecer um *ranking*. Um exemplo numérico detalhado utilizando este MMAD pode ser encontrado em Almeida e Costa (2002).

2.1 Alternativas e critérios adotados

O conjunto de alternativas tecnológicas adotadas está listado no quadro 1, no qual consta a sigla e a descrição de cada uma delas. Estas alternativas foram selecionadas considerando sua aplicação às principais opções que o Brasil pode dispor para a produção de energia elétrica.

QUADRO 1

Siglas para as tecnologias analisadas

Abreviatura	Descrição da tecnologia	Abreviatura	Descrição da tecnologia
UHE-cr	Hidroelétrica com reservatório	EOL-on	Eólica <i>onshore</i>
UHE-fd	Hidroelétrica a fio d'água	EOL-of	Eólica <i>offshore</i>
UTE-gs	Termoelétrica a gás natural – ciclo simples	BIO	Termoelétrica a biomassa
UTE-gc	Termoelétrica a gás natural – ciclo combinado	SOL-fo	Solar fotovoltaica
UTE-ca	Termoelétrica a carvão mineral	SOL-te	Termossolar
UTE-ol	Termoelétrica a óleo combustível	PCH	Pequena central hidroelétrica
UTE-nu	Termoelétrica nuclear		

Elaboração do autor.

Os critérios utilizados, dentro de cada uma das dimensões técnica, econômica e socioambiental, foram obtidos considerando cinco premissas: *i*) a representatividade do critério em relação à dimensão a qual está relacionado; *ii*) a valoração do critério em referências que considerem a realidade brasileira; *iii*) a disponibilidade na literatura científica; *iv*) a origem fidedigna dos dados; e *v*) um equilíbrio entre o número de critérios dentro de cada uma das dimensões consideradas. No que se refere à disponibilidade, um fator de importância capital considerado é que, em uma mesma referência, preferencialmente exista valoração para todas as tecnologias adotadas como alternativas, ou pelo menos para a maioria delas. Desta forma, o problema da variabilidade das metodologias utilizadas na valoração dos critérios é minimizado. É importante ressaltar que nenhuma seleção prévia de critérios foi realizada e tão somente as premissas acima descritas foram consideradas na obtenção destes, buscando-se, preferencialmente, o atendimento a todas.

A análise de sensibilidade realizada, variando o peso destes critérios e verificando o comportamento do *ranking* em comparação à condição de equilíbrio de peso atribuído, além de indicar tendências, permite mitigar a questão de possíveis distorções na valoração dos critérios. Em alguns casos o peso de cada dimensão foi reduzido a 10% de seu valor original, minimizando o seu impacto no ordenamento das alternativas e possibilitando avaliar quanto sensível é a ordenação em relação a esta variação. Na tabelas 1A e 1B são apresentados os critérios utilizados, a dimensão a que pertencem, assim como a valoração destes critérios para cada uma das alternativas adotadas.

TABELA 1

Critérios utilizados e sua valoração para as alternativas

1A – UHE-cr, UHE-fd, UTE-gs, UTE-gc, UTE-ca1, UTE-ol e UTE-nu

	Critério/opção	UHE-cr	UHE-fd	UTE-gs	UTE-gc	UTE-ca ¹	UTE-ol	UTE-nu
Dimensão técnica	TEIF	2,00 ⁶	2,00 ⁶	4,00 ⁷	4,00 ⁷	4,50	3,00	3,00
	Fator de disponibilidade	0,91	0,80	0,85	0,85	0,85	0,85	0,90
	Fator de flexibilidade	5,00	5,00	5,00	5,00	3,00	5,00 ⁵	2,00
	Resposta aos picos de carga	1,50	1,50	5,00	5,00	1,00	5,00	0,50
	Fator de segurança de suprimento	5,00	5,00	0,00	0,00	3,00	1,00	4,00
	Fator de capacidade máximo	55,00 ⁶	55,00 ⁶	94,00 ⁷	94,00 ⁷	92,00	97,00	90,00
Dimensão econômica	Custo de investimento	1.250 ⁶	1.250 ⁶	806 ¹⁰	900 ¹⁰	1.500	800	2.000
	Custo de O&M	11,30 ⁶	11,30 ⁶	57,50 ⁷	57,50 ⁷	57,80	28,00	138,00
	Custo variável unitário	1,50 ⁶	1,50 ⁶	108,60 ⁷	108,60 ⁷	37,50	300,00	25,20
	Sensibilidade preço combustível ⁴	1	1	5	5	3	5	1
	Razão <i>payback</i> (média)	154,00	148,50	14,00	14,00 ¹⁵	13,50	21,00	56,00
	Custo de conexão	3	3	3	3	3	3	3
Dimensão socioambiental	Emissão de CO ₂ (diretas) ²	0	0	530	350	725	505	0
	Emissão de CO ₂ (indiretas) ²	6	6	110	70	95	80	15
	Emissão de SO ₂	7	1	314 ¹⁶	314	5.274	8.013	3
	Emissão de NO _x	23 ⁶	23 ⁶	1.477	756	2.986	5.253	51
	Riscos à saúde	0,25	0,13	0,86	0,56	1,55	2,39	0,19
	Empregos diretos gerados	1,20	1,20	0,65	0,65	0,86	0,47	0,16

Elaboração do autor.

1B – EOL-on, EOL-of, BIO,SOL-fo, SOL-te e PCH

	Critério/opção	EOL-on	EOL-of	BIO	SOL-fo	SOL-te	PCH
Dimensão técnica	TEIF	2,50 ⁸	2,50 ⁸	12,00	1,00 ⁹	1,00 ⁹	2,00 ⁶
	Fator de disponibilidade	0,29	0,50	0,95	0,15	0,15	0,80
	Fator de flexibilidade	0	0	3	0	0	5
	Resposta aos picos de carga	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	1,50
	Fator de segurança de suprimento	5	5	5	5	5	5
	Fator de capacidade máximo	30,00 ⁸	30,00 ⁸	58,00	15,00 ¹⁰	20,00 ¹⁰	55,00 ⁶
Dimensão econômica	Custo de investimento	1.740	3.625 ¹¹	1.100	10.000 ¹⁰	4.909 ¹⁰	2.000
	Custo de O&M	46,00 ⁸	46,00 ⁸	46,00	1.000,00 ⁹	1.000,00 ⁹	11,30 ⁶
	Custo variável unitário	4,50 ⁸	4,50 ⁸	14,70	0,10 ⁹	0,10 ⁹	1,50 ⁶
	Sensibilidade preço combustível ⁴	1	1	3	1	2	1
	Razão <i>payback</i> (média)	22,00	22,00 ⁴	4,00	7,50	7,50 ¹³	148,50 ¹²
	Custo de conexão	4	5	4	3	3	3 ⁶
Dimensão socioambiental	Emissão de CO ₂ (diretas) ²	0	0	6	0	120	0
	Emissão de CO ₂ (indiretas) ²	11,00	14,00	25,50 ³	45,00	15,00	6,00
	Emissão de SO ₂	69	69 ¹⁶	26	24	24 ¹⁷	1 ¹⁸
	Emissão de NO _x	32 ⁶	32 ⁶	1325	178 ⁶	178 ⁶	23
	Riscos à saúde	0,142	0,173	1,691	1,082	0,105	0,198
	Empregos diretos gerados	0,36	0,36	4,40	6,60	6,60	1,20

Elaboração do autor.

Notas: ¹ Combustão com carvão pulverizado.

² As emissões diretas somadas às indiretas resultam nas emissões do ciclo de vida.

³ Média.

⁴ 1 = muito baixo; 2 = baixo; 3 = médio; 4 = alto; 5 = muito alto.

⁵ Adotado o mesmo valor do GN devido às características semelhantes neste quesito.

⁶ Adotado o mesmo valor para ambas tecnologias baseadas na mesma fonte primária.

⁷ Adotado o mesmo valor para GN-cs e GN-cc.

⁸ Adotado o mesmo valor para EOL-on e EOL-of.

⁹ Adotado o mesmo valor para SOL-fo e SOL-te.

¹⁰ Adotada a relação entre as tecnologias utilizada por Graham e Williams (2003) cuja fonte primária seja a mesma.

¹¹ Adotada a mesma relação entre EOL-on e EOL-of para o caso dos Estados Unidos constante na referência IEA (2010).

¹² Adotado o mesmo valor que a UHE-fd.

¹³ Adotado o mesmo valor que a SOL-fo.

¹⁴ Adotado o mesmo valor que a EOL-on.

¹⁵ Adotado o mesmo valor que a UTE-gs.

¹⁶ Adotado o mesmo valor da UTE-cc.

¹⁷ Adotado o mesmo valor da EOL-on.

¹⁸ Adotado o mesmo valor da SOL-fo.

¹⁹ Adotado o mesmo valor da UHE-fd.

No quadro 2 estão detalhadas as descrições de cada um dos critérios, as fontes de onde se originaram os valores e também as unidades de medida utilizadas.

QUADRO 2

Fontes de referência dos critérios e das unidades utilizadas

	Critério	Descrição	Fonte	Unidade
Dimensão técnica	Taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF)	Percentual de um período de tempo esperado em que não haverá produção de energia elétrica de forma não programada.	Hollauer (2007)	Percentual (zero a cem)
	Fator de disponibilidade	Indicador composto por um conjunto de outros indicadores baseados em fatores de carga típicos da tecnologia.	Streimikienea <i>et al.</i> (2012)	Percentual (zero a um)
	Fator de flexibilidade	Capacidade, apresentada pela tecnologia, em responder a variações de demanda.	EPRI (2011)	Qualitativo (um a cinco)
	Resposta aos picos de carga	Reflete a capacidade da tecnologia em responder rapidamente a grandes variações de carga, tradicionalmente denominadas "pontas de carga".	Streimikienea <i>et al.</i> (2012)	Qualitativo (um a cinco)
	Fator de segurança de suprimento	Expressa, em uma visão de longo prazo, a independência de fontes externas de energia elétrica, ou seja, avalia a autonomia da tecnologia.	Streimikienea <i>et al.</i> (2012)	Qualitativo (um a cinco)
	Fator de capacidade máximo	Razão entre a produção efetiva e a capacidade total máxima de produção em um determinado período de tempo.	Hollauer (2007)	Percentual (zero a cem)
Dimensão econômica	Custo de investimento	Custo de investimento por unidade de potência instalada.	Hollauer (2007) e Sales (2007) (EOL e PCH)	US\$ 2007/kW
	Custo de O&M fixo	Custo fixo por unidade produzida.	Hollauer (2007)	R\$ 2007/kW.ano
	Custo variável unitário	Custo variável por unidade produzida (inclui combustível).	Hollauer (2007)	R\$ 2007/MWh
	Sensibilidade preço combustível	Sensibilidade do custo médio à variação do preço do combustível.	Unep (2011)	Qualitativo (um a cinco)
	Razão de <i>payback</i>	Razão entre a energia total produzida durante a vida útil da tecnologia usada em uma usina e a energia necessária para construí-la, operá-la e descomissioná-la.	IEA (2000)	Adimensional
	Custo de conexão	Expressa o custo de conexão de uma usina à rede.	Streimikienea <i>et al.</i> (2012)	Qualitativo (um a cinco)
Dimensão socioambiental	Emissão de CO ₂ (direta)	Emissões relacionadas diretamente com a produção de energia elétrica.	Unep (2011)	Kg CO ₂ /MWh
	Emissão de CO ₂ (indireta)	Emissões relacionadas com as outras atividades econômicas relacionadas à tecnologia.	Unep (2011)	Kg CO ₂ eq/MWh
	Emissão de SO ₂	Total das emissões de SO ₂ da tecnologia.	Gagnon, Bélanger e Uchiyama (2002)	tCO ₂ /TWh
	Emissão de NO _x	Total das emissões de NO _x da tecnologia.	Chatzimouratidis e Pilavachi (2008)	mg/kWh
	Riscos à saúde	Valoração dos impactos na saúde humana.	Streimikienea <i>et al.</i> (2012)	€cent/kWh
	Empregos diretos gerados	Expressa a ordem de magnitude dos empregos gerados em cada tecnologia.	Streimikienea <i>et al.</i> (2012)	Pessoas-ano/kWh

Elaboração do autor.

2.2 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade foi realizada com base em um conjunto de sete simulações² alterando-se o peso dos critérios em cada uma delas. Na tabela 2 constam os pesos

2. Para realizar as simulações foi utilizado o *software* visual Promethee. Disponível em: <<https://goo.gl/FXwXsW>>. Acesso em: 10 abr. 2017.

utilizados em cada caso simulado. Na última linha da tabela estão apresentadas as seqüências mnemônicas atribuídas, de modo a facilitar a identificação dos casos. Partiu-se de um caso de referência em que os pesos foram equilibradamente atribuídos aos critérios. Para os outros seis casos, o valor dos pesos foi alterado de forma a identificar a influência dos critérios, no âmbito da dimensão a que pertencem, e verificar o impacto destas alterações no ordenamento das alternativas. O objetivo foi elevar e reduzir significativamente o peso de cada um dos aspectos e verificar a respectiva repercussão na ordenação do *ranking*.

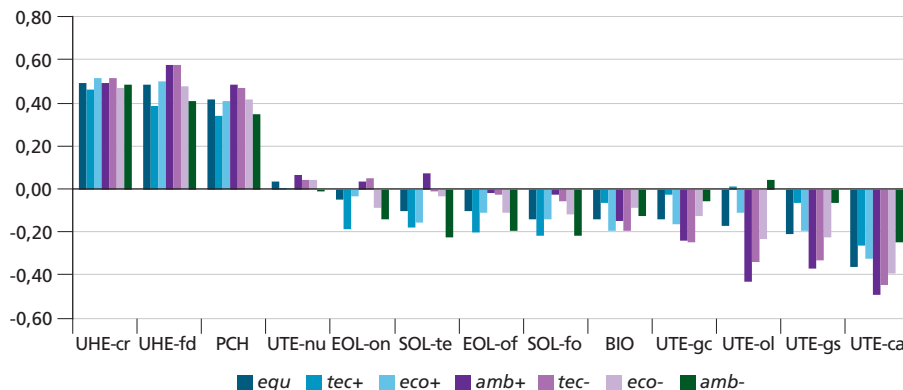
TABELA 2
Casos simulados e os respectivos pesos utilizados para cada perspectiva

Perspectivas	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Técnica	0,33	0,60	0,20	0,20	0,10	0,45	0,45
Econômica	0,33	0,20	0,60	0,20	0,45	0,10	0,45
Socioambiental	0,34	0,20	0,20	0,60	0,45	0,45	0,10
Mnemônicos =>	<i>equ</i>	<i>tec+</i>	<i>eco+</i>	<i>amb+</i>	<i>tec-</i>	<i>eco-</i>	<i>amb-</i>

Elaboração do autor.

O primeiro caso (referência) é aquele em que há equilíbrio (*equ*) entre o peso das perspectivas (dimensões). O peso dos aspectos técnico, econômico e socioambiental é aumentado nos casos *tec+*, *eco+* e *amb+*, respectivamente. Para os casos *tec-*, *eco-* e *amb-* foi realizado o oposto, ou seja, foi diminuído o peso das perspectivas técnica, econômica e socioambiental. Os resultados, no que se refere aos valores de IPG, são apresentados no gráfico 1. As alternativas já se encontram ordenadas, em ordem decrescente, considerando todos os IPGs, ou seja, levando em consideração todos os casos estudados.

GRÁFICO 1
Valores de IPG resultantes da simulação do caso de referência e dos seis casos



Elaboração do autor.

2.3 Análise de cenários

Para verificar o comportamento do IPG frente a possíveis tendências futuras, foram simulados quatro cenários, variando, neste caso, a valoração dos critérios utilizados, conforme distribuição a seguir detalhada. Foi tomado o cenário de referência (*REF*) como ponto de partida, em que a valoração dos critérios é a mesma adotada na análise de sensibilidade para o caso 1 (*equ*). Para o cenário 1 (mnemônico *CT-FC+*), considerou-se uma tendência à redução nos custos de investimento e produção, assim como um aumento no fator de capacidade das seguintes alternativas: EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO. Supõe-se, desta forma, um cenário no qual serão intensificados os investimentos em tecnologias que possibilitarão aumentar o fator de capacidade destas alternativas (tecnologias de armazenamento de energia, por exemplo). A queda nos custos ocorrerá em função da curva de aprendizagem das tecnologias.³ As alterações quantitativas foram: uma redução de 50% nos custos de investimento, operação e manutenção (O&M) e custo variável unitário (CVU), e um aumento de 40% no fator de capacidade. Para o cenário 2 (mnemônico *CO-*), simulou-se uma tendência à redução nas emissões de gases de efeito estufa (GEEs) para as opções: UTE-gs, UTE-gc, UTE-ca e UTE-ol. Esta redução pode ser atribuída à pesquisa e desenvolvimento em tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS, do original em inglês *carbon capture storage*), mantendo as opções mencionadas competitivas, aplicáveis em larga escala e com redução nos impactos ambientais. A alteração realizada foi uma redução de 90% nas emissões de CO₂ (diretas e indiretas), SO₂ e NO_x. No cenário 3 (mnemônico *MA+MI-*), foi suposta uma melhoria em todos os critérios para as alternativas: EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO. Neste caso, a ideia é que haverá tendência a grandes investimentos nestas fontes, em todos os aspectos, em função da crescente importância que os fatores ambientais vêm apresentando e das vantagens que estas fontes apresentam neste aspecto. As alterações realizadas foram: uma redução de 30% para todos os critérios cuja minimização seja desejável e um aumento de 30% naqueles cuja maximização seja desejável. No cenário 4 (mnemônico *CO-MA+MI-*), foi considerada a ocorrência simultânea das tendências adotadas nos cenários 2 e 3, e, portanto, as alterações realizadas correspondem àquelas adotadas nos respectivos cenários de forma cumulativa. Na tabela 3 estão mostrados os resultados das simulações destes cenários. Os números na coluna “ ΔR ” indicam a variação na posição do *ranking* para cada cenário simulado, em relação ao caso *REF*.

3. Curva de aprendizagem é o efeito refletido em ganhos de produtividade por meio da redução de custos médios e marginais. Quanto maior o volume acumulado de produção, menor será o custo direto por unidade produzida.

TABELA 3
Ordenação das tecnologias considerando os cenários 1, 2, 3 e 4

REF	CT-FC+			CO-		MA+MI-		CO-MA+MI-		
	IPG	R	IPG	ΔR	IPG	ΔR	IPG	ΔR	IPG	ΔR
UHE-cr	0,499	1	0,489	0	0,499	0	0,399	0	0,399	0
UHE-fd	0,484	2	0,474	0	0,484	0	0,384	0	0,384	0
PCH	0,416	3	0,397	0	0,416	0	0,326	0	0,326	0
UTE-nu	0,032	4	0,013	0	-0,006	0	-0,063	-4	-0,101	-4
EOL-on	-0,061	5	0,006	0	-0,113	-3	0,143	+1	0,124	+1
EOL-of	-0,111	6	-0,073	0	-0,168	-3	0,027	+1	-0,011	+1
SOL-te	-0,114	7	-0,095	0	-0,209	-5	-0,057	0	-0,123	-3
BIO	-0,136	8	-0,098	0	-0,202	-3	0,016	+2	-0,050	+2
SOL-fo	-0,138	9	-0,138	0	-0,195	-1	-0,067	0	-0,114	0
UTE-gc	-0,142	10	-0,161	0	-0,038	+5	-0,185	0	-0,090	+3
UTE-ol	-0,162	11	-0,209	0	-0,086	+5	-0,233	0	-0,166	0
UTE-gs	-0,206	12	-0,225	0	-0,097	+5	-0,249	0	-0,183	0
UTE-ca	-0,362	13	-0,381	0	-0,286	0	-0,443	0	-0,395	0

Elaboração do autor.

2.4 Resultados referentes à análise de sensibilidade

As opções UHE-cr, UHE-fd e PCH tiveram melhor classificação que as outras alternativas em todos os casos estudados e são as únicas que apresentam IPG positivo para todos eles. Houve predominância da UHE-cr sobre a UHE-fd na maioria dos casos, e da UHE-fd sobre a PCH em todos. Para o caso *tec*⁺, as tecnologias eólica e solar mostram baixo desempenho com vantagem para a biomassa. As tecnologias a gás natural e óleo combustível têm melhores resultados e avançam posições. A pior *performance* fica com o carvão mineral; contudo, com melhoria no IPG. Isto indica que, privilegiando-se o aspecto técnico, as fontes baseadas em combustíveis fósseis, com exceção do carvão mineral, melhoram sua *performance* no *ranking*.

Para o caso *eco*⁺, a UTE-nu, seguida pela EOL-on, manteve o seu posicionamento. As outras alternativas, baseadas na energia solar, biomassa, EOL-of e combustíveis fósseis (exceto carvão) apresentaram comportamento semelhante. Embora a UTE-ol apresente CVU elevado, seu custo de investimento é relativamente baixo, explicando sua ascensão no *ranking* para este caso. As tecnologias SOL-te e UTE-gc caíram de posição. A UTE-ca teve o IPG mais negativo; todavia, ainda melhor que o caso de referência. Este fato sugere que, ao dar-se maior peso para o aspecto econômico, a fonte nuclear passa a ter preponderância; contudo, a fonte eólica continua ocupando posição de destaque, assim como a UTE-ol.

Para o caso *amb*⁺, as tecnologias UTE-nu e SOL-te têm valores de IPG próximos e acima do caso *equ*. Estão à frente da EOL-on, seguidas pela EOL-of e BIO. As tecnologias baseadas nos combustíveis fósseis apresentam desempenho bem abaixo, tendo a UTE-ca o pior desempenho com IPG ainda menor do que o do caso de referência, como era de se esperar. Mesmo considerando maior peso para o aspecto ambiental, a fonte nuclear continua tendo posição de destaque, e a tecnologia termossolar avança na escala de posicionamento. Um fator de destaque para este caso é que a UHE-fd sobrepuja a UHE-cr, embora ambas apresentem IPGs bastante próximos.

Para o caso *tec*, as tecnologias eólica e solar tiveram grandes melhorias nos valores de IPG. As piores *performances* ficaram com os combustíveis fósseis. Ao dar-se menor peso para o aspecto técnico, há a confirmação de que as fontes renováveis avançam à frente das fontes fósseis. A alternativa nuclear continua a destacar-se neste caso, sofrendo pouca alteração no valor de IPG frente ao caso *equ*, sendo ultrapassada somente pela EOL-on. O mesmo fato aqui se observa para com a UHE-fd e a UHE-cr em relação ao ocorrido no caso *amb*⁺.

Para o caso *eco*, o desempenho foi semelhante para as fontes eólica, solar, biomassa e UTE-gc, ficando a UTE-nu à frente destas. As outras tecnologias baseadas nos combustíveis fósseis tiveram valores menores de IPG. Mesmo dando-se menor peso à perspectiva econômica, as fontes renováveis continuam à frente; contudo, observa-se que a UTE-gc passa a ocupar lugar importante entre as melhores opções. Verifica-se uma elevação significativa no *ranking* da BIO; contudo, seu IPG não varia muito em relação ao caso *equ*.

Para o caso *amb*, verifica-se uma pior *performance* das fontes eólica, solar e biomassa (FEBS), o que era esperado. Em seguida, tem-se a UTE-nu, a UTE-gc e a UTE-gs, que são superadas pela UTE-ol com melhor IPG, apresentando grande elevação na posição do *ranking*. Assim, para este caso, há predomínio das fontes fósseis sobre a eólica, a solar e a biomassa, exceto o carvão mineral, que continuou apresentando o pior desempenho, mas com melhor IPG do que para o caso *equ*.

A análise mostra que a UHE-cr apresenta pouca variação no que se refere à sua posição no *ranking*, assim como no valor de IPG, entre um caso e outro, indicando elevada robustez frente à alteração nos pesos. A UHE-fd e a PCH têm aproximadamente o mesmo comportamento em relação à variação dos pesos para as perspectivas em questão; entretanto, com pior *performance* que a UHE-cr, mas melhor *performance* em relação a todas as outras alternativas. As outras alternativas apresentaram maior sensibilidade à alteração dos pesos.

2.5 Resultados referentes à análise de cenários

No caso do cenário *CT-FC*⁺ há variação nos valores do IPG; contudo, não há alteração no ordenamento das alternativas. As tecnologias para as quais foram

realizadas as alterações (EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO) tiverem estes valores majorados, enquanto todas as outras apresentaram diminuição no valor de IPG, como esperado. Isto demonstra que, se a tendência considerada neste cenário continuar ou se for intensificada, estas tecnologias subirão no *ranking* e poderão passar a ter preponderância sobre as alternativas que estão à sua frente.

Em se tratando do cenário *CO-*, nota-se que as tecnologias baseadas nos combustíveis fósseis, foco das alterações, com exceção da UTE-ca, passam a ocupar melhor posicionamento na escala ordenada, superando, inclusive, as fontes eólica e solar. Este fato indica que o investimento no desenvolvimento dos mecanismos de captura e armazenamento de carbono pode ser um fator decisivo no que diz respeito às estratégias de composição da matriz de energia elétrica, tendo em vista a crescente importância na participação das fontes fósseis no *mix* de geração.

Em relação ao cenário *MA+MI-*, as alterações afetaram as alternativas envolvidas (EOL-on, EOL-of, SOL-fo, SOL-te e BIO), levando-as a ocupar melhores posições no *ranking*. Desta forma, constitui-se um indício relevante de que os investimentos em melhorias gerais nestas fontes, sob todos os aspectos mencionados, mas sem significar grandes alterações tecnológicas, podem também ser eficientes para trazer estas fontes a patamares que possibilitem sua inserção na matriz de energia elétrica com menores riscos e ganhos de *performance*, considerando as três dimensões analisadas.

No cenário *CO-MA+MI-*, as fontes baseadas na energia eólica e biomassa passaram a ocupar posições superiores na escala ordenada. Este fato pode indicar que é mais vantajoso aplicar recursos em melhorias gerais nas fontes EOL-on, EOL-of e BIO, do que concentrar grandes esforços no aprimoramento dos mecanismos CCS destinados àquelas baseadas em combustíveis fósseis, apesar dos valores de IPG destas fontes apresentarem elevação em relação ao cenário de referência.

3 FATORES RELACIONADOS À HIDROELETRICIDADE QUE IMPACTAM O PLANEJAMENTO E A EXECUÇÃO DO PROCESSO DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

As UHEs compõem cerca de 62,1% da potência instalada total no Brasil (Aneel, 2016). Aproximadamente 62% da energia elétrica gerada no Brasil em 2015 foi proveniente da hidroeletricidade (EPE, 2016). Estas tendências têm origem, primordialmente, em fatores históricos e nas condições geológicas e hidrológicas do Brasil. Todavia, há alguns pontos, ligados à fonte hidráulica, que estão trazendo impactos negativos no processo de planejamento e de operação do SIN, primordialmente em duas tendências desejáveis para a matriz de energia elétrica do Brasil: a participação majoritária de fontes renováveis e a consequente baixa emissão de GEEs, com destaque para o CO₂.

3.1 A perda da capacidade relativa de regularização dos reservatórios⁴

A decisão do regime operacional de uma UHE é determinada em função da otimização do aproveitamento hidroenergético de cada partição do rio. Busca-se sempre a melhor opção energética de cada projeto. Por exemplo, em um rio fisicamente regulado por dezenas de aproveitamentos a montante, o melhor é o regime de base.

Todavia, praticamente todos os projetos mais recentes de grandes UHEs – por exemplo, as UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte – têm sido concebidos no modo “usinas a fio d’água”, ou seja, com pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento e regularização da geração, levando a uma redução relativa⁵ na capacidade de armazenamento do conjunto das UHEs presentes no SIN.

Esta diminuição relativa da capacidade de armazenamento, ilustrada nos gráficos 2 e 3, leva a algumas consequências negativas: *i*) diminuição da flexibilidade de aproveitamento máximo da geração em função das sazonalidades típicas dos períodos chuvosos e secos das regiões do Brasil; *ii*) maior tempo de geração a partir de fontes de energia complementares que possuem capacidade de despacho (em geral fontes fósseis); *iii*) elevação nos custos de geração e, conseqüentemente, impactos na tarifa (altas temporárias ou de caráter permanente); *iv*) emissão de maior quantidade de GEEs provenientes da produção de eletricidade (em função da necessidade de despachar usinas termelétricas (UTEs) baseadas em fontes fósseis); *v*) prejuízo à manutenção de vazão regular nos rios a jusante de reservatórios (importante no que se refere aos aspectos socioambientais).

No gráfico 2 pode-se observar o comportamento histórico da energia armazenada (EAR),⁶ do preço de liquidação de diferenças (PLD)⁷ e da carga de energia elétrica do SIN. As equações que constam no gráfico são o resultado da regressão linear aplicada a cada uma das curvas. Por meio da comparação entre os valores dos coeficientes lineares⁸ destas equações, é possível avaliar a redução da capacidade relativa de armazenamento em concomitância ao aumento da carga, assim como uma tendência à elevação no PLD.

4. A capacidade de regularização do reservatório de uma UHE está associada ao volume de água do reservatório em relação ao volume de água que é turbinado (utilizado, de fato, para gerar energia). Assim, um reservatório com elevada capacidade de regularização permite que a UHE continue gerando eletricidade na sua capacidade plena por períodos prolongados, mesmo que o volume de água que chega ao reservatório (afluência) seja inferior ao volume de água utilizado para esta geração. Por outro lado, quando houver excesso de afluência, é possível armazenar água neste reservatório para ser utilizada nos períodos hidrológicos menos favoráveis.

5. Entenda-se como redução relativa o fato de que a potência instalada cresce; contudo, não cresce, *pari passu*, a capacidade de armazenamento global do SIN.

6. EAR é a energia armazenada disponível em um sistema de reservatórios expressa em porcentagem da capacidade máxima de armazenagem.

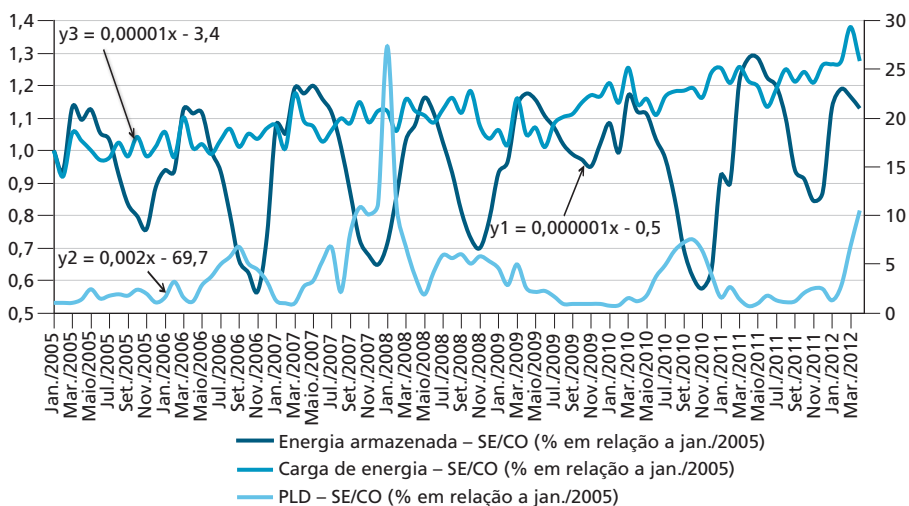
7. PLD é o preço de liquidação das diferenças utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo. É uma referência de valor no mercado de curto prazo de compra e venda de energia elétrica.

8. O valor do coeficiente linear de uma equação do primeiro grau permite quantificar a inclinação da reta correspondente a esta equação, e, portanto, o crescimento ou o decrescimento da função correspondente.

GRÁFICO 2

Comportamento histórico da EAR, da carga e do PLD

(Em %)



Fonte: ONS (2015).

No gráfico 3 é feita uma comparação entre o histórico da potência instalada de UHEs no Brasil e da respectiva capacidade de armazenamento dos reservatórios destas UHEs, expressa por meio do volume útil (volume que efetivamente pode ser utilizado para geração de eletricidade). Os dados obtidos contemplam o período de 1950 a 2015, com uma projeção para 2017 (considerando as UHEs previstas para entrar em operação neste ano). Como se pode notar, a partir de 2000 a capacidade de armazenamento passou a ter crescimento menos expressivo que nos períodos antecedentes. A média de crescimento da potência, no período de 2000 a 2017 (73,6%), é significativamente superior àquela observada para o volume útil (11,0%).

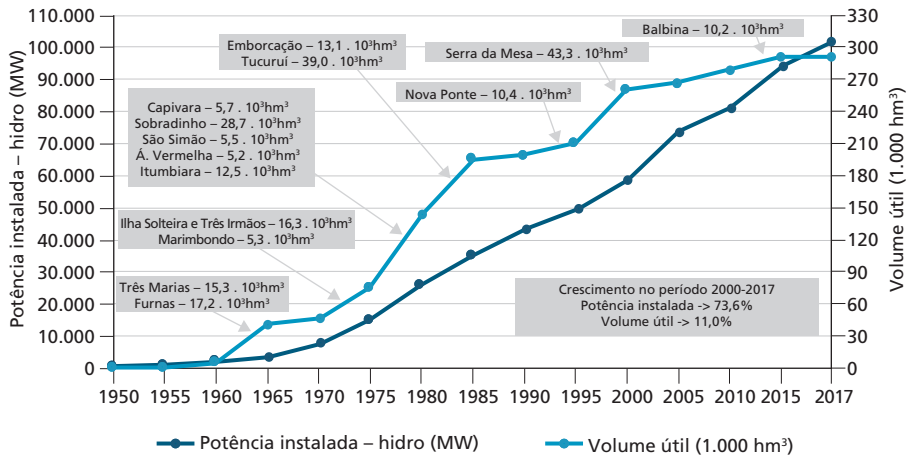
Sem o crescimento da capacidade de armazenamento *pari passu* com a potência instalada, é necessário o uso de outras fontes que possam manter a energia assegurada em níveis compatíveis com a demanda; em outras palavras, proporcionar a manutenção da confiabilidade no suprimento da carga. No caso brasileiro estão sendo utilizadas UTEs, principalmente aquelas baseadas em combustíveis fósseis. O principal motivo de se optar por estas UTEs está ligado ao aspecto da capacidade de resposta da usina frente às variações de carga. As unidades geradoras das UHEs possuem capacidade de resposta muito rápida frente às variações de carga do SIN, devido à sua grande massa inercial e ao eficiente sistema de controle, dois elementos típicos destas unidades geradoras. Esta capacidade de resposta é o que permite estabelecer um equilíbrio seguro

e rápido entre geração e carga e manter o sistema de suprimento dentro de parâmetros aceitáveis de estabilidade (frequência e tensão).

Somente alguns tipos de UTEs são capazes de responder adequadamente às variações de carga de forma semelhante às UHEs, como é o caso das UTEs a gás natural (ciclo simples), UTEs a óleo combustível ou UTEs a diesel (Gagnon, Bélanger e Uchiyama, 2002). Este fator, agregado à diminuição na capacidade relativa de armazenamento das UHEs, vem implicando o crescimento da participação da geração termelétrica no *mix* de produção de eletricidade no Brasil. As FEBS não possuem capacidade rápida de resposta frente às variações de carga, e, portanto, não podem ser utilizadas como substitutas diretas das UHEs. A importância das FEBS está ligada à complementaridade, ou seja, possuem papel complementar e são apropriadas para a geração de base (montante de geração que requer baixo nível de modulação e flexibilidade).

GRÁFICO 3

Crescimento da potência instalada de UHE e a respectiva capacidade de armazenamento dos reservatórios – volume útil (1950-2017)

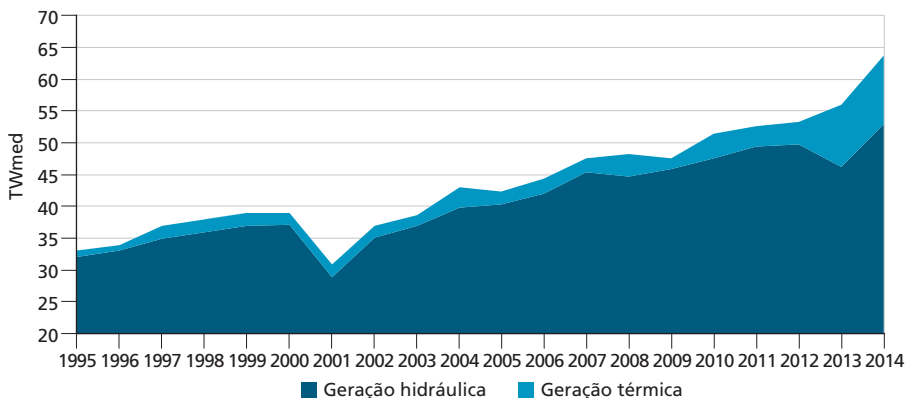


Fonte: Carvalho (2015).

No gráfico 4 pode ser visualizada a tendência de crescimento da termoeletricidade em comparação à hidroeletricidade na expansão da oferta.

Na medida em que a capacidade relativa de armazenamento diminui, aumenta a participação da geração termelétrica, que opera como se fosse um “seguro”, pelos motivos apresentados anteriormente nesta seção, para garantir o atendimento à demanda de forma plena e confiável. Como também já mencionado, as emissões de CO₂ sofrem um aumento, pois as UTEs que são postas a gerar, neste caso, são baseadas em fontes fósseis.

GRÁFICO 4
 Comparação entre a expansão da geração hidroelétrica e termelétrica (1995-2014)



Fonte: ONS (2015).

3.2 O processo de licenciamento ambiental

As dificuldades encontradas no processo de licenciamento ambiental têm três origens principais: *i)* os estudos necessários para o processo de licenciamento ambiental não são bem elaborados; *ii)* os custos relacionados às incertezas de origem regulatória; *iii)* os entraves que podem ocorrer durante o processo de licenciamento e que não estejam claramente definidos nas etapas iniciais do projeto, em geral, devido às dificuldades existentes em prevê-los.

Em relação ao primeiro caso, os custos para correção dos estudos encarecem o projeto e, em muitas situações, reduzem a margem de lucro, podendo chegar ao ponto de torná-los inviáveis economicamente.

No que concerne ao segundo caso, há necessidade de estimar estes custos, pois, como mencionado, são incertos. Na maioria dos casos, estas estimativas são baseadas em um procedimento empírico e, em geral, são superestimadas. O custo total do projeto, nestas situações, é elevado de forma “artificial”. Do ponto de vista do empreendedor, é quase que mandatório ser conservador em relação a estes custos, pois podem reduzir significativamente o retorno sobre o investimento, ou até mesmo, em casos extremos, torná-lo inviável. Portanto, é evidente o viés a uma superestimação deste componente de custo, representando um encarecimento do projeto como um todo, do custo global da energia gerada e, conseqüentemente, da tarifa final que o consumidor irá pagar pela eletricidade gerada nestes empreendimentos.

Na tabela 4 estão apresentados os custos típicos de um processo de licenciamento ambiental para projetos de UHEs. Os custos diretos representam a maior parcela dos custos totais. Dentro dos custos diretos o fator com maior participação é o relativo aos custos sociais. Os custos indiretos, todavia, podem assumir uma

participação significativa, tendo a possibilidade de alcançar mais de 5% do valor do kW instalado. Os custos totais de um processo de licenciamento ambiental de uma UHE podem atingir até 20% do valor total do projeto. Para o caso da UHE Belo Monte, por exemplo, os custos calculados relativos às questões socioambientais atingirão 22,7% do valor total do empreendimento (Canazio, 2010). Nota-se que até a conclusão total da obra estes custos podem se elevar ainda mais, pois muitas questões e litígios não previstos emergem no transcorrer da execução do projeto.

Os dois exemplos a seguir mostram como os custos socioambientais podem ser a origem de prejuízos significativos para os empreendedores.

A UHE de Baguari (140 MW, energia assegurada de 80,2 MW médios), localizada no estado de Minas Gerais, foi inaugurada em outubro de 2009. Os custos totais do licenciamento ambiental atingiram a cifra de R\$ 62,8 milhões, 12% do valor total do empreendimento, o qual foi de R\$ 516 milhões (Castro e Ávila, 2009).

A UHE Luiz Eduardo Magalhães (900 MW), localizada no rio Tocantins, no estado do Tocantins, leiloada em 1996 e com a operação iniciada em 2001, é outro caso problemático. Houve um acréscimo de aproximadamente 500% sobre os custos para mitigação dos impactos ambientais originalmente previstos. Isto elevou esta despesa a 22% do custo total da obra (Rudnick *et al.*, 2008).

TABELA 4
Resumo de custos típicos de licenciamento ambiental de UHE

Descrição do custo	US\$ por kW instalado	Parcela do total (%)
Custos diretos	133	14,1 a 14,7
Sociais	94	10,0 a 10,4
Ambientais físicos	19	2,0 a 2,1
Incertezas regulatórias	20	2,1 a 2,2
Custos indiretos (de oportunidade)	10 a 50	1,1 a 5,4
Custos totais do licenciamento ambiental	143 a 183	15,8 a 19,4
Custo médio total do kW instalado	906 a 946	100,0

Fonte: Banco Mundial (2010).

Os obstáculos e as entresselas nas etapas de um processo de concessão de licenças ambientais podem levar a atrasos de até 500% em relação ao tempo máximo previsto na legislação, isto somente para a emissão da primeira⁹ (licença prévia) das três licenças que compõem o processo de licenciamento ambiental (Schmidt e Calou, 2007).

9. As outras licenças são: licença de instalação e licença de operação.

Um outro fato relevante, no que concerne à questão em discussão, refere-se aos embargos judiciais em empreendimentos de infraestrutura, como é o caso de UHEs, notadamente as de grande porte. Para ordenar a paralisação de uma atividade econômica, por exemplo, nos Estados Unidos, a demanda judicial vai até a Suprema Corte norte-americana, a qual exige a prova do dano causado ao meio ambiente. No Brasil basta haver a presunção de dano ambiental para que o Poder Judiciário, de instâncias inferiores, paralise empreendimentos de interesse nacional (Michellis Jr., 2007). Trata-se de um contrassenso, uma vez que, se, por um lado, é exigido o fiel cumprimento das medidas mitigadoras e compensatórias e os condicionantes, presentes no processo de licenciamento, por outro lado, também não se poderia permitir que a simples presunção de algum dano ambiental seja motivo suficiente para paralisar uma obra de interesse nacional.

Estas paralisações trazem repercussão para o SIN, no que diz respeito ao suprimento da demanda, requerendo do ONS medidas operacionais preventivas e corretivas, as quais podem impactar negativamente, até mesmo para o próprio meio ambiente que se presume proteger. Ademais, estas medidas regularmente implicam elevação nos custos de geração, que, ao final, são arcados pelos consumidores de energia elétrica.

A constituição de um arcabouço regulatório adequado e o estabelecimento de mecanismos apropriados para negociação entre as partes envolvidas, com o objetivo de resolver de forma mais ágil as questões socioambientais, tornariam possível para o Brasil elevar o percentual de aproveitamento do seu potencial hidroelétrico de forma mais regular e sem percalços, ao contrário do que vem ocorrendo atualmente (Carvalho e Sauer, 2009).

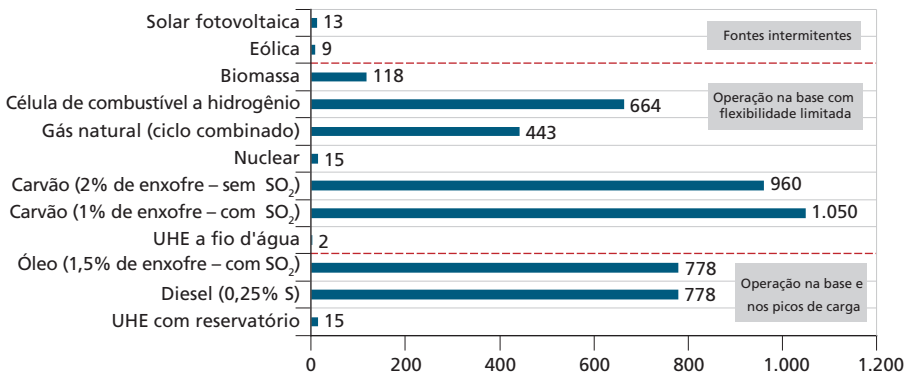
3.3 A emissão de CO₂ a partir das UHEs

Um estudo elaborado por Gagnon, Bélanger e Uchiyama (2002) apresenta um panorama sobre a emissão de CO₂ a partir de diferentes opções de produção de energia elétrica. Os resultados são baseados na técnica *lyfe cycle analisys* (LCA),¹⁰ estão mostrados no gráfico 5 e são apresentados em kt eq. CO₂/TWh.¹¹ Como pode ser notado nas conclusões do estudo mencionado, entre as fontes de eletricidade apropriadas tanto a operar na base quanto aquelas que possuam capacidade para atender a rampas e variações de carga, a hidroeletricidade é a que emite menor volume de CO₂ por TWh de energia gerada. Outro estudo (Weisser, 2007), que também utiliza a técnica LCA, mostra resultados muito semelhantes no que diz respeito à emissão de CO₂.

10. LCA, ou avaliação do ciclo de vida (ACV), é uma técnica de análise e quantificação do impacto ambiental de um produto ou processo. Essa avaliação é feita sobre todo o "ciclo de vida" do produto ou processo, desde o início até o final da sua vida útil (por exemplo, desde a extração das matérias-primas, no caso de um produto, até o momento em que ele deixa de ter uso e é descartado como resíduo ou é reciclado), passando por todas as etapas intermediárias (manufatura, transporte, uso etc.).

11. kt eq. CO₂/TWh – mil toneladas equivalentes de CO₂ por terawatt-hora de energia elétrica produzida. Massa de CO₂ que seria emitida por unidade de energia elétrica gerada.

GRÁFICO 5

Emissões de CO₂ pelas tecnologias de geração de energia elétrica(Em kt eq. CO₂/TWh)

Fonte: Gagnon, Bélanger e Uchiyama (2002).

Em estudo realizado por Bezerra *et al.* (2010) foi constatado que, se mantidas as projeções previstas pelo planejamento da expansão da geração no Brasil, o quadro em 2020 será agravado no que concerne à questão de emissões de CO₂. Segundo o estudo, a restrição aos projetos de UHEs com reservatórios de acumulação irá requerer a crescente necessidade de despacho de UTEs baseadas em combustíveis fósseis. Isto levará a um aumento significativo nas emissões de CO₂ que, ainda segundo o mesmo estudo, em 2020 sofrerão uma elevação de 203%. Em 2020 a capacidade de regularização terá decaído 12%. Para cada 1% de perda da capacidade de regularização tem-se 19% de elevação nas emissões de CO₂.

Substituir a hidroeletricidade por termoeletricidade, caso não sejam traçadas novas perspectivas para o setor, será uma consequência muito provável de ocorrer. Esta afirmação baseia-se no fato de que não se tem disponível, pelo menos em um horizonte de médio prazo, outra tecnologia que possa produzir eletricidade com a capacidade de escala e segurança no suprimento, em substituição às hidroelétricas, que não seja as UTEs a combustíveis fósseis.

Além das hidroelétricas apresentarem baixos valores de emissão de CO₂ (Gagnon, Bélanger e Uchiyama, 2002), a geração de energia elétrica a partir desta fonte, no Brasil, permite evitar a queima de aproximadamente 83 bilhões de litros de derivados de petróleo, ou cerca de 120 milhões de toneladas de carvão por ano (Bakis, 2007).

A redução dos impactos negativos que se busca conseguir, não se construindo UHEs com reservatório, pode ocultar um fato nem sempre devidamente contemplado: o ONS, com objetivo de manter a segurança do suprimento, despacha UTEs baseadas em combustíveis fósseis em substituição da geração que poderia

ser despachada nas UHEs. O motivo desta ação, tomada pelo ONS, pode ser entendido e fundamentado observando a classificação, apresentada no quadro 3, das principais tecnologias utilizadas para produção de eletricidade considerando os níveis de confiabilidade na capacidade de atendimento à carga. É importante notar que somente as UTEs a diesel, gás natural e óleo combustível (ciclo simples) são tecnologias que possuem a mesma classificação que as UHEs com reservatório no que concerne a atender a picos e variações de carga, características imprescindíveis quando se trata de manter a confiabilidade do suprimento.

QUADRO 3

Classificação das fontes de energia para produção de eletricidade quanto à capacidade de atendimento à carga

Classificação quanto à capacidade de atendimento à carga	Tecnologia de produção de energia elétrica	Comentários em relação à confiabilidade e à flexibilidade na produção
Base, picos e variações de carga	UHE com reservatório	Elevada confiabilidade e elevada flexibilidade.
	UTE a diesel	
	UTE a GN – ciclo simples	Elevada confiabilidade e média flexibilidade.
Picos e variações de carga	UTE a óleo combustível – ciclo simples	Elevada confiabilidade e média flexibilidade.
Base, com pouca flexibilidade	UHE a fio d'água	Na maioria dos casos usada na base com baixa flexibilidade.
	UTE a biomassa	
	UTN	Quase que totalmente utilizada na base com praticamente nenhuma flexibilidade.
	UTE a GN – ciclo combinado	Na maioria dos casos usada na base com alta flexibilidade, porém com restrições de CVU.
	UTE a carvão mineral	Na maioria dos casos usada na base com alguma flexibilidade.
	UTE a óleo – ciclo combinado	
Fontes intermitentes que necessitam de <i>backup</i>	Eólica	Requer fontes de <i>backup</i> com resposta rápida, tal como UHEs com reservatório ou UTEs a GN-cs.
	Solar fotovoltaica	

Fontes: IEA (2000 *apud* IHA, 2003), Gagnon, Bélanger e Uchiyama (2002) e Tolmasquim (2005).

4 AS UHES COM RESERVATÓRIO E OUTROS BENEFÍCIOS REGIONAIS E NACIONAIS

Sistemas de suprimento baseados na hidroeletricidade com pouca capacidade relativa de armazenamento e regularização necessitam de outras fontes que complementem a geração de energia elétrica, para que seja possível suprir a demanda e o consumo com segurança e confiabilidade. Um exemplo que ilustra e justifica esta afirmação é o caso citado por Mason, Page e Williamson (2010) relativo à Nova Zelândia, cuja capacidade global de armazenamento do sistema de suprimento de eletricidade corresponde a 34 dias de consumo no país, considerando o dia de

maior demanda no inverno. Nos anos com períodos hidrológicos críticos (como ocorreu em 1989, 1992 e 2003, por exemplo) houve necessidade de elevar significativamente a geração a partir de fontes fósseis, de forma a poder suprir a carga. Situação semelhante vem ocorrendo no Brasil, notadamente nos anos de 2014 e 2015 (ONS, 2015).

A expansão da geração balizada pela confiabilidade e a segurança de suprimento à carga requer atenção especial em se considerando uma penetração significativa de fontes renováveis, como as FEBS. Estas fontes possuem um comportamento que demandam cuidados em todas as etapas relacionadas à sua integração no SIN, fundamentalmente nas fases de planejamento da expansão e planejamento e execução da operação. O aspecto segurança é fragilizado quando uma parte significativa da potência instalada é constituída de fontes com geração intermitente ou com baixa previsibilidade, tais como a eólica e a solar (George e Banerjee, 2011). A incorporação destas fontes, na matriz de energia elétrica, não prescinde da participação majoritária de outras que possam mitigar ou compensar as possíveis deficiências apresentadas por elas.

Expandir a geração somente com UHEs a fio d'água, que têm sido a tônica ultimamente no Brasil, também contribui no comprometimento dos níveis de armazenamento e na capacidade de regulação dos reservatórios de UHEs hoje existentes no país. As consequências vão desde problemas relacionados ao dimensionamento do sistema de transmissão, passando pela elevação nas emissões de CO₂, até o comprometimento da segurança e confiabilidade no suprimento da carga.

Uma das formas de mitigar a intermitência e a imprevisibilidade da geração proveniente das fontes renováveis, mais especificamente das fontes solar e eólica, é utilizar a energia acumulada nos reservatórios das UHEs como uma espécie de sistema virtual de “amortecimento” para estas duas fragilidades. As UHEs com reservatório podem ser planejadas e operadas como reservatórios virtuais (Mason, Page e Williamson, 2010) e compensar a intermitência, mantendo o SIN em níveis adequados de segurança e confiabilidade no que concerne ao suprimento à carga.

Uma importante questão associada às UHEs a fio d'água está relacionada à transmissão necessária para escoar a energia elétrica produzida por estas UHEs, que deve ser dimensionada para a máxima capacidade de produção da usina. Devido à sazonalidade da vazão dos rios, em especial aqueles localizados na Amazônia, a produção de energia elétrica das UHEs a fio d'água sofre variações significativas. Consequentemente, o sistema de transmissão associado pode ficar subaproveitado, no que se refere à sua capacidade de transmissão, no período “seco”, quando a vazão é significativa menor que no período úmido.

Um exemplo desta situação é a UHE de Belo Monte (11.233 MW de potência instalada). A garantia física (ou energia assegurada) desta usina é de 4.570 MW médios. É uma UHE a fio d'água e cuja produção está sujeita à vazão do rio Xingu. A conexão desta usina ao SIN (extenso e sofisticado sistema de transmissão) foi projetada para a máxima de produção da UHE, que se dá no período úmido. Todavia, a UHE produz um valor muito menor de energia no período seco. No período úmido a vazão do rio Xingu pode chegar a 30.000 m³/s, e no período seco pode atingir valores abaixo de 2.000 m³/s. A região onde está implantado o projeto é caracterizada por ser um relevo de planície. Este tipo de terreno traz um agravante quando um rio é represado para a construção de um reservatório. Pequenas elevações no nível de represamento provocam grande aumento na área alagada. Desta forma, seria inviável agregar à UHE Belo Monte uma elevada capacidade de regularização, pois seria necessário um reservatório com extensa área, impactando mais severamente o meio ambiente e as populações locais. Entretanto, poderia ter sido buscado, na elaboração do projeto desta UHE, um *trade-off* entre a necessidade de regularização e a área alagada.¹² Isto permitiria agregar pelo menos alguma capacidade de regularização a esta UHE, viabilizando, assim, um aumento na garantia física, menor variabilidade na geração, menor ociosidade do sistema de transmissão associado e possibilidade de regularizar a vazão do rio a jusante da usina, evitando até mesmo enchentes, muito comuns na região.

Historicamente se observa que o crescimento da carga ocorre de maneira constante, com exceção de períodos de crise. O seu adequado suprimento demandará a construção de outras usinas para “completar” o que deixou de ser assegurado, por exemplo, na UHE Belo Monte. É razoável admitir que a construção e a operação destas outras usinas podem provocar impactos ainda mais graves no meio ambiente, do que se Belo Monte viesse a ter um reservatório de acumulação, mesmo que reduzido. Principalmente se estas outras usinas forem baseadas em combustíveis fósseis, pois vale lembrar que não é possível substituir diretamente a energia que seria proveniente das UHEs por outras fontes renováveis, pelos motivos já discutidos anteriormente nesta seção.

Outra importante função dos reservatórios de acumulação é permitir a transferência de energia entre os subsistemas que compõe o SIN. A transferência de energia elétrica entre estes subsistemas é um recurso ímpar à disposição do planejamento energético e possibilita otimizar a utilização dos recursos hídricos para geração de eletricidade no Brasil. Há uma diversidade hidrológica típica das regiões geoeletricas (subsistemas) abrangidas pelo SIN. Quando um determinado

12. O projeto original desta UHE data de 1989. Seu nome era UHE Kararaô e contemplava um reservatório de acumulação e regularização de 1.225 km². O projeto foi alterado e a área alagada foi reduzida para 516 km². Todavia, a usina passou a ser a fio d'água.

subsistema passa por um período hidrológico desfavorável, outro subsistema poderá suprir esta deficiência. No subsistema em situação menos favorável é então possível, além de atender à carga com segurança e confiabilidade, promover a manutenção dos níveis dos reservatórios que estejam deplecionados. Este mecanismo só é viável devido à capacidade de armazenamento dos reservatórios presentes nestes subsistemas e à existência de interligações entre estes subsistemas. Esta é uma flexibilidade apresentada pelo SIN com poucos paralelos no mundo.

A manutenção dos níveis dos reservatórios não atende somente ao aspecto energético. Também permite a manutenção equilibrada dos outros usos da água, tais como: irrigação, serviços de suprimento urbano e industrial, turismo e lazer. Um benefício importante relacionado aos projetos de UHEs é o desenvolvimento regional que sua implantação proporciona. O trabalho de pesquisa desenvolvido por Silva (2007) aborda a situação dos municípios limieiros ao lago da UHE Três Marias (396 MW), construída no rio São Francisco, no município de Três Marias, cidade localizada a nordeste do Brasil, no norte do estado de Minas Gerais. A área alagada é de 1.040 km². Esta UHE é considerada de função estratégica, pois é responsável pelo suprimento de cerca de 80% da eletricidade consumida no norte de Minas Gerais, região pouco desenvolvida, do ponto de vista econômico, e carente de recursos energéticos. No gráfico 6 estão representadas graficamente as relações entre os recursos oriundos dos impostos municipais e da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH),¹³ principais fontes de receitas dos municípios limieiros à UHE Três Marias. O estudo mostra que a CFURH representa parcela expressiva no orçamento dos municípios estudados, o que denota a sua importância na economia regional. Para o município de Morada de Minas, mais de 95% da fonte de receita é proveniente da CFURH. O mesmo ocorre para o município de Três Marias, Felixlândia e Paineiras. Comparando a situação antes e depois da entrada em operação da UHE, ainda segundo o estudo, estes municípios experimentaram um aumento de receita da ordem de 1.000%.

Estudo promovido pela Eletrobras (Oliveira e Paiva, 1977 *apud* Muller, 1995), realizado em 89 grandes lagos de UHEs brasileiras, constatou quatorze possíveis usos orientados ao lazer e associados a estes reservatórios. As oportunidades de implantação de programas de educação ambiental, apoiados nos recursos disponibilizados pelos reservatórios, podem contribuir para elevar o nível de conhecimento e conscientização em relação a questões relacionadas ao meio ambiente, tanto da população local quanto de visitantes. A água disponível nos reservatórios, na maioria dos casos utilizada como apoio para desenvolvimento

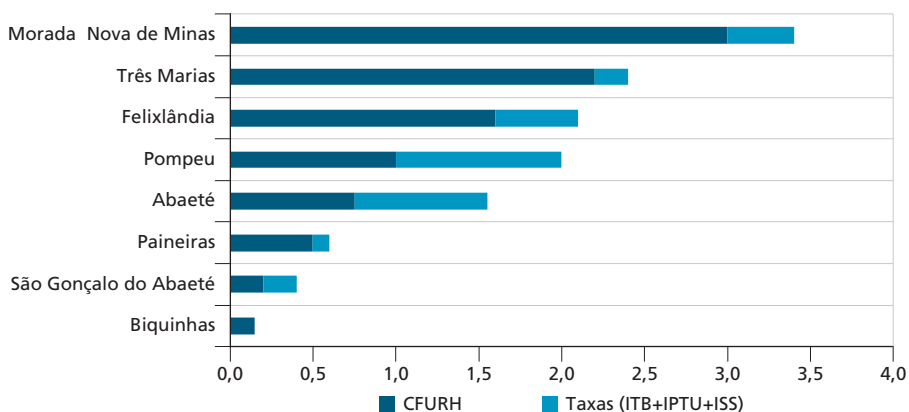
13. CFURH é um encargo pago pelas empresas proprietárias de usinas que utilizam recursos hídricos para geração de energia elétrica.

da agricultura, da agropecuária e da indústria (Carvalho e Sauer, 2009), propicia elevação nos níveis de produtividade e abertura de novas áreas de cultivo e criação de animais (Muller, 1995).

GRÁFICO 6

Relação entre os impostos ISS + ITBI + IPTU¹ e a CFURH

(Em R\$ milhões)



Fonte: Silva (2007).

Nota: ¹ Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS), Imposto de Transmissão de Bens Imóveis (ITBI) e Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) são impostos que compõem o conjunto de receitas dos municípios.

É importante mencionar que os usos múltiplos da água competem entre si pela disponibilidade do reservatório. Desta forma, é necessário um estudo bem elaborado, na fase de planejamento, para a implantação desta conduta, de maneira a não levar ao deplecionamento descontrolado do lago, o que pode inviabilizar até mesmo a geração de energia elétrica.

Além dos usos mencionados nesta seção, há que se destacar o que está sendo estudado no Brasil, contudo já em franca difusão em muitos países. Trata-se da instalação de painéis fotovoltaicos flutuantes na superfície dos reservatórios das UHs. O potencial no Brasil é elevado, em função da área da superfície de reservatórios que o país possui e que, em grande parte, poderia ser aproveitada. Esta área está estimada em 36.000 km² (Brasil, 2001).

5 ASPECTOS ECONÔMICOS CONSIDERANDO A HIDROELETRICIDADE E A TERMOELETRICIDADE COMO OPÇÕES PARA GARANTIA DE SEGURANÇA E CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

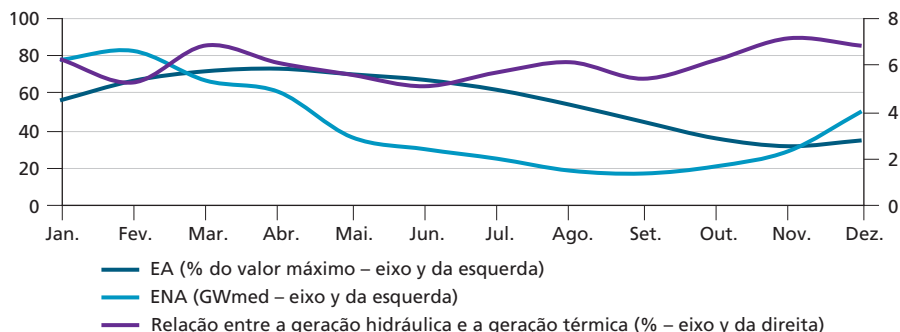
A necessidade de geração de energia elétrica baseada em combustíveis fósseis, para compensar um período de hidrologia desfavorável, que prejudica a geração

hidráulica, pode ser observada nos casos ocorridos nos anos de 2003, 2004, 2006, 2007, 2009 e 2010, por intermédio das curvas contidas no gráfico 7. Estes anos foram escolhidos devido a retratarem o que vem ocorrendo no SIN ultimamente. Estas curvas ilustram e exemplificam a necessidade de despacho de UTEs quando ocorrem deplecionamentos significativos nos reservatórios, em função da diminuição na energia natural afluente (ENA). Isto pode ser visto de forma marcante, por exemplo, de junho a novembro de 2007 e de julho a setembro de 2010. No ano de 2010, em particular, nota-se uma proporção em torno de 15% da geração térmica em relação à hidráulica nos meses em epígrafe. Um período favorável pode ser observado no ano de 2009, quando se tem a elevação da ENA já a partir de julho, permitindo a redução do despacho de UTEs desde este mês, tendência mantida até novembro do mesmo ano. A energia acumulada (EA) oscila entre 40% e 80% do valor máximo em todos os anos analisados; a ENA apresenta variações ainda mais expressivas.

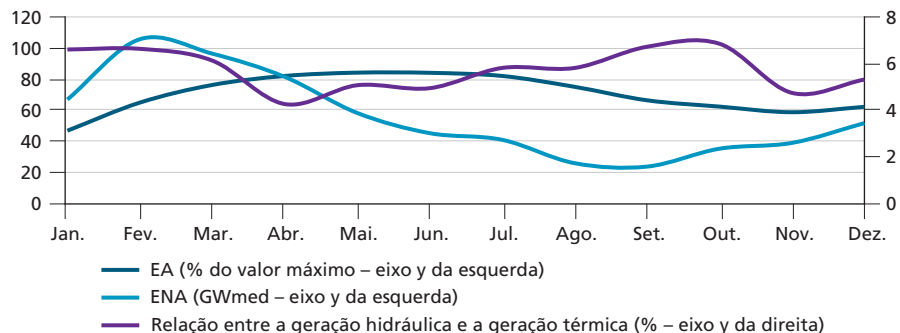
GRÁFICO 7

Energia armazenada, ENA e proporção de geração térmica no SIN

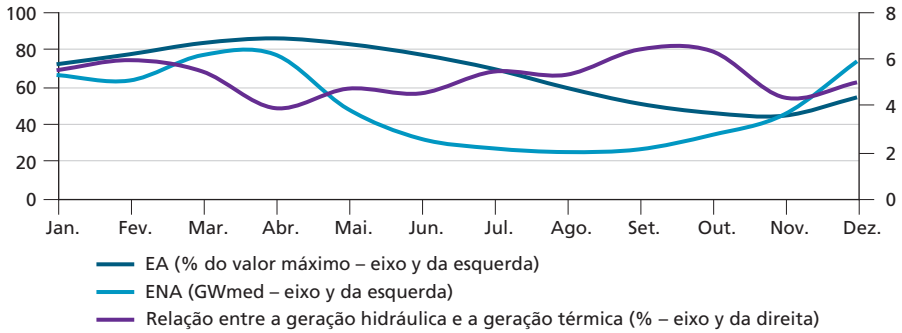
7A – 2003



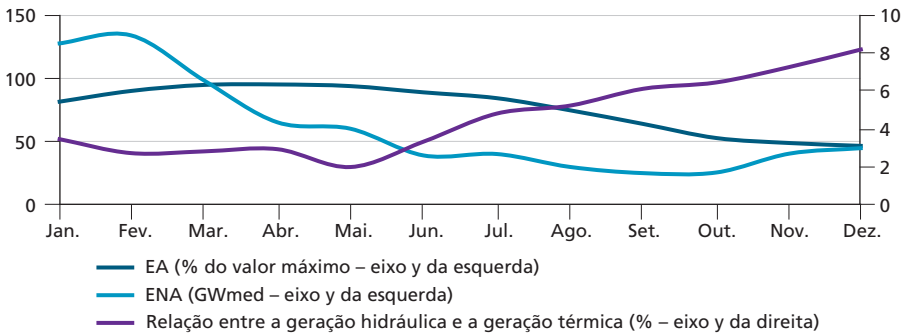
7B – 2004



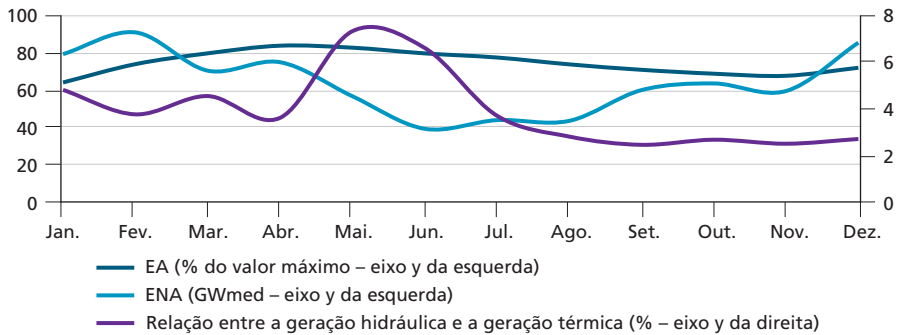
7C – 2006

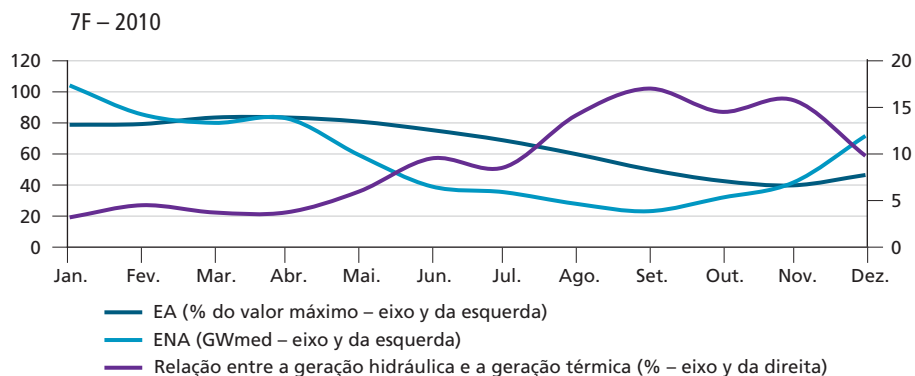


7D – 2007



7E – 2009





Fonte: ONS (2015).

A construção de UHEs a fio d'água é uma tendência que vem se confirmando nos últimos anos no Brasil. Isto repercute na necessidade de prover o SIN com alternativas que possam permitir a manutenção da segurança do suprimento à carga. O despacho de UTEs baseadas em combustíveis fósseis tem sido o mecanismo utilizado para garantir a confiabilidade do suprimento quando há períodos hidrológicos críticos. Com uma capacidade global de armazenamento mais elevada, o despacho de UTEs poderia ser minimizado ou até mesmo dispensável. Caso a capacidade relativa de armazenamento dos reservatórios fosse melhor planejada e implementada, as UHEs poderiam suportar períodos mais longos de hidrologia desfavorável e manter a geração, para atender à demanda, sem sofrer deplecionamentos críticos.

A repercussão econômica do que está relatado está relacionada com a remuneração dos agentes proprietários das UTEs, quando são despachadas pelo ONS, pois, na maioria dos casos, estas UTEs são baseadas em combustíveis fósseis e foram contratadas na modalidade denominada “disponibilidade”.¹⁴ Quando estas UTEs são chamadas a gerar, a remuneração é feita de acordo com o CVU¹⁵ da UTE, determinado no momento da contratação e corrigido anualmente.

Uma das origens dos recursos para custear o despacho de UTEs, quando realizado almejando o objetivo mencionado, é por intermédio das bandeiras

14. "Os contratos de energia elétrica podem ser de dois tipos: por quantidade ou por disponibilidade. Este último tipo destina-se à contratação de UTEs, e prevê uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado. Nesses contratos, a parcela fixa é destinada à cobertura dos custos fixos para a disponibilização da usina ao sistema, que pode ou não ser despachada por conta das condições hidrológicas do sistema interligado. Todavia, quando essas usinas são despachadas, as distribuidoras devem pagar os custos variáveis relativos ao uso do combustível, que serão repassados aos consumidores no momento do reajuste tarifário. O objetivo dos contratos por disponibilidade é garantir a segurança do sistema hidrotérmico" (Abradee, 2017).

15. CVU (em R\$/MWh) é o custo de uma UTE para se gerar um MWh e é constituído de uma parcela correspondente ao custo do combustível utilizado na geração e outra parcela equivalente ao custo de O&M.

tarifárias. Outra fonte são os encargos setoriais. Ambas as formas são onerosas para os consumidores de energia elétrica do país. Os encargos setoriais sofreram, em média, uma elevação de 41% em apenas um ano (2009 para 2010). O encargo de segurança energética (ESE)¹⁶ foi criado em 2007, sendo que, já em 2008, atingiu a cifra de R\$ 2,27 bilhões. Estima-se que, para anos de hidrologia média, o valor deste encargo fique na casa do R\$ 1 bilhão. O encargo de energia de reserva (EER)¹⁷ iniciou sua vigência em 2009 com valor de R\$ 31 milhões e subiu para R\$ 488 milhões no ano seguinte. Para o ano de 2013 atingiu o valor de R\$ 2,77 bilhões, representando um aumento de 467% sobre os valores de 2010.

A participação destes encargos na tarifa de energia pode chegar a valores insustentáveis, requerendo ações de governo no sentido de corrigir esta distorção, sob pena de poder dar origem a uma nova crise no setor. Nos leilões da energia proveniente das UHEs de Santo Antônio e Jirau, por exemplo, o EER atingiu o percentual de 80% do preço da energia comercializada, por serem usinas a fio d'água (Albino, 2009).

A redução relativa da capacidade armazenamento no SIN também requer períodos mais longos de manutenção da geração térmica baseada em combustíveis fósseis. No gráfico 8 são mostradas as curvas de permanência de geração térmica para o subsistema SE+CO dos anos de 2011 a 2014. Nota-se que, em 2011, a geração térmica permaneceu em 3.000 MW médios por mais de 30% do tempo. Em 2012 este percentual subiu para 40%, atingindo, em 2013, mais de 60%. Em 2014 houve uma crise hídrica; portanto, há uma elevação ainda maior na manutenção da geração térmica. Todavia, a tendência no aumento da permanência da geração térmica vem ocorrendo desde 2012.

Quando os indicadores de segurança no suprimento emitem sinais de fragilidades, o ONS solicita o despacho adicional de UTEs. Este é outro fator que traz repercussão negativa no aspecto modicidade tarifária,¹⁸ uma vez que demanda, como já mencionado, a remuneração das empresas geradoras utilizando recursos de um fundo setorial, criado especificamente para este fim, denominado encargos de serviços de sistema (ESS).¹⁹ Para exemplificar os montantes envolvidos neste encargo, em 2015 o valor recolhido foi de R\$ 5,6 bilhões, e, em 2016, foi de R\$ 3,8 bilhões (CCEE, 2017).

16. ESE tem por objetivo remunerar a geração térmica para garantir os níveis de armazenamento dos reservatórios, minimizando os riscos de escassez de energia elétrica.

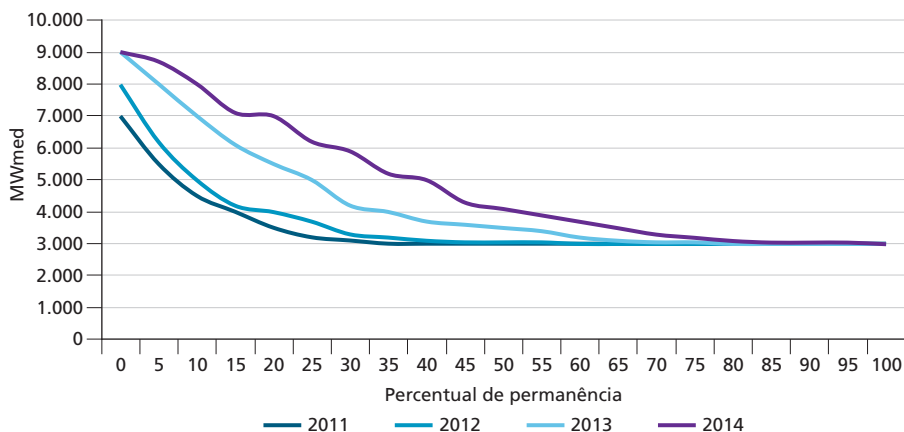
17. EER tem por objetivo remunerar as fontes renováveis que sejam utilizadas como apoio à manutenção dos volumes armazenados nos reservatórios das UHEs.

18. "Modicidade tarifária" é um dos três pilares do marco regulatório do setor elétrico estabelecido em 2004. Trata-se de buscar oferecer o menor preço possível da energia elétrica, sob a ótica do consumidor final, por intermédio de políticas públicas.

19. ESS é um encargo setorial pago apenas aos geradores térmicos que atendem à solicitação de despacho do ONS para realizar geração fora da ordem de mérito de menor custo. Essa geração "excepcional" tem o objetivo de dar confiabilidade e estabilidade ao atendimento à demanda por energia elétrica do SIN.

É importante observar que, na medida em que se aumenta a necessidade de despacho de termelétricas, seja qual for o motivo, o custo desta geração aumenta proporcionalmente a esta necessidade de aumento. Isto pode ser mais bem entendido se forem observadas as faixas de custo nas quais se enquadra o parque gerador termelétrico do Brasil, contidas no gráfico 9. Neste gráfico está apresentada a distribuição da capacidade instalada de UTEs no SIN em função das faixas de CVU. Este gráfico permite identificar a concentração de aproximadamente 50% da capacidade instalada de UTEs, em torno de 14.600 MW, na faixa de CVU acima de R\$ 200,00/MWh.

GRÁFICO 8

Curva de permanência da geração térmica convencional: região SE+CO

Fonte: ONS (2015).

Embora o ONS utilize a ordem de mérito²⁰ para despachar as UTEs, na medida em que cresce a participação das UTEs baseadas em combustíveis fósseis no *mix* de produção de eletricidade no Brasil, o custo de produção das UTEs adicionais vai ficando cada vez mais elevado. Para uma referência na comparação de valores, o MWh, de origem hidráulica (grandes UHEs), foi comercializado no leilão ocorrido em 20/04/2010 por R\$ 78,00. Atualizado monetariamente (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA) para 2015, este valor seria de R\$ 107,59.

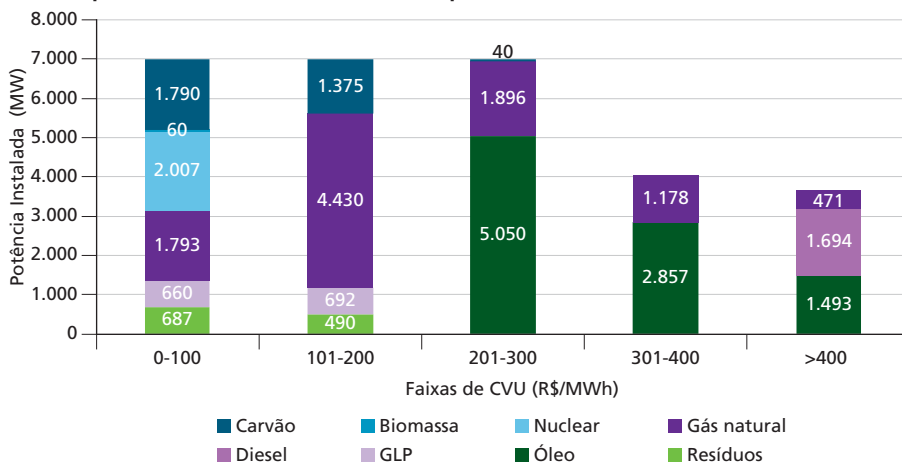
A diminuição da capacidade relativa de armazenamento dos reservatórios em relação à carga do SIN leva a outro impacto de ordem econômica. No gráfico 10 está apresentada a relação $EAR_{m\acute{a}x}/carga$ do SIN e do custo marginal de

20. O ONS despacha semanalmente, para atendimento da carga, as térmicas por ordem de mérito, que são aquelas que apresentam CVU menor do que o CMO.

operação (CMO).²¹ Pode ser observado o aumento do valor do CMO na medida em que a relação $EARM_{\max}/\text{carga}$ do SIN diminui. O CMO influi diretamente no valor do PLD e no despacho por mérito das UTEs, que, além de determinar o custo da energia elétrica no mercado de curto prazo, consequentemente influenciará o valor das tarifas de equilíbrio futuras.

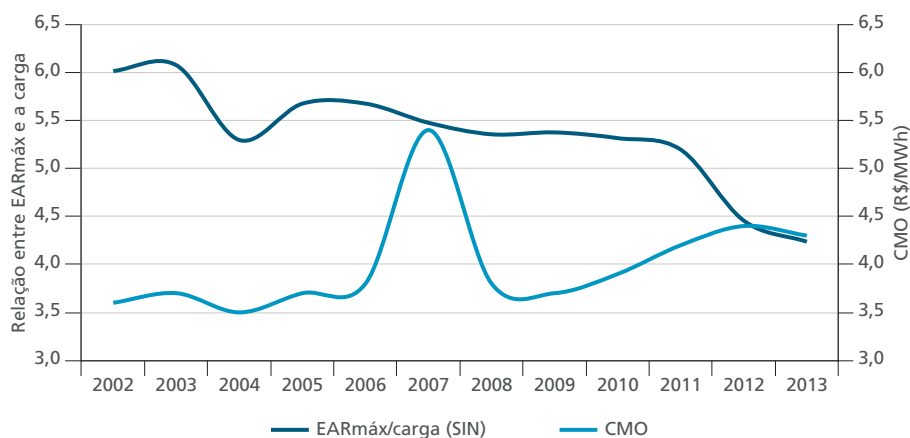
GRÁFICO 9

Capacidade instalada de UTEs e as respectivas faixas de CVU



Fonte: ONS (2015).

GRÁFICO 10

Comportamento da $EARM_{\max}/\text{carga}$ em relação ao CMO (2002-2013)

Fonte: ONS (2015).

21. CMO é o custo do atendimento de um valor incremental de carga sem incorrer em nenhuma obra adicional. Considera-se a incorporação do aumento marginal de carga no SIN a partir da reserva existente.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As questões envolvidas no delineamento de políticas públicas são revestidas de uma crescente complexidade nas relações entre as variáveis de influência e as respectivas consequências. Este fator vem trazendo alterações significativas nos processos decisórios que envolvem o estabelecimento destas políticas.

A problemática da expansão da geração e também da transmissão e da distribuição de energia elétrica não foge a esta tendência. A polarização em qualquer sentido, seja ela de ordem econômica, seja técnica ou socioambiental, contribui de forma negativa para a melhor solução. É notório não ser possível gerar energia elétrica, em larga escala, sem impactos ambientais. Também é evidente não ser viável adotar sempre a melhor opção tecnológica, tampouco será a melhor opção econômica ou aquela com menor impacto negativo para o meio ambiente. A busca do ponto ótimo, sem polarizações e sem privilegiar quaisquer dos aspectos envolvidos, deve ser a premissa básica. A metodologia utilizada como base neste trabalho (MMAD) vai ao encontro desta premissa.

Existem diversos outros trabalhos que tratam de forma detalhada os impactos socioambientais negativos das hidroelétricas; todavia, muitos deles não tratam *pari passu* das questões relacionadas aos aspectos econômicos e técnicos. Este trabalho busca apresentar uma análise com uma perspectiva sistêmica, englobando as dimensões técnica, econômica e socioambiental, análise esta que possa vir a subsidiar a elaboração de políticas públicas consistentes e equilibradas que fomentem o desenvolvimento da infraestrutura de energia elétrica.

A erradicação da miséria, a melhoria no padrão de distribuição de renda, o incremento na oferta de emprego, as oportunidades de novos investimentos produtivos e muitas outras questões socioeconômicas que permeiam o trajeto rumo a uma sociedade mais justa, passam pela capacidade de gerar energia elétrica de forma segura, confiável, a custos aceitáveis e com impactos ambientais reduzidos. Neste sentido, é fundamental o estabelecimento de um processo de expansão da geração sustentável em uma perspectiva de longo prazo, que contemple os aspectos técnico, socioambiental e econômico.

As decisões não devem seguir um viés meramente técnico-econômico, como também não somente socioambiental. Ações polarizadas provocam distorções que poderão levar a custos ainda mais elevados e exigir soluções tecnológicas adicionais, outrossim onerosas e também impactantes no meio ambiente. A busca do equilíbrio entre as dimensões socioambientais, técnicas e econômicas é a melhor alternativa. O resultado é a flexibilidade de uma matriz de energia elétrica rica em diversidade, maciça em fontes renováveis, e que não se afasta do requisito essencial de um sistema de suprimento: a segurança e a confiabilidade no atendimento à carga.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Institucional**. Rio de Janeiro: Abradee, 2017. Disponível em: <<https://goo.gl/CnPTg5>>. Acesso em: 7 jan. 2017.
- ALBINO, J. Encargos: o caminho da ineficiência. **Jornal da Energia**, São Paulo, 21 jun. 2009. Disponível em: <<https://goo.gl/RKUXQ8>>. Acesso em: 7 dez. 2014.
- ALMEIDA, A. T.; COSTA, A. P. C. S. Modelo de decisão multicritério para priorização de sistemas de informação com base no método Promethee. **Gestão & Produção**, v. 9, n. 2, p. 201-214, 2002.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração**. Brasília: Aneel, 2016. Disponível em: <<https://goo.gl/VxJq45>>. Acesso em: 23 fev. 2016.
- BAKIS, R. Electricity production opportunities from multipurpose dams (case study). **Energy Policy**, v. 32, p. 1723-1738, 2007.
- BANCO MUNDIAL. **Licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos no Brasil**: uma contribuição para o debate. Washington: Banco Mundial, 2010. Disponível em: <<https://goo.gl/GxLfvW>>. Acesso em: 4 abr. 2010.
- BEZERRA, B. *et al.* Measuring the hydroelectric regularization capacity of the Brazilian hydrothermal system. *In*: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2010, Minneapolis. **Annals...** Minneapolis: IEEE, 2010.
- BRANS, J. P.; MARESCHAL, B. Promethee methods. *In*: FIGUEIRA, J.; GRECO, S.; EHRGOTT, M. (Eds.). **Multiple criteria decision analysis**: state of the art surveys. Boston: Springer Verlag, 2005. p. 163-196.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: MME, 2001.
- CANAZIO, A. Belo Monte: preço-teto sugerido fica em R\$ 83 por MWh e o custo da usina em R\$ 19 bilhões. **Agência Canal Energia**, Rio de Janeiro, 17 mar. 2010. Disponível em: <<https://goo.gl/3haKhU>>. Acesso em: 8 mar. 2014.
- CARVALHO, A. R. L. **Reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas**: contribuição para uma matriz energética mais limpa. 2015. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- CARVALHO, J. F.; SAUER, I. L. Does Brazil need new nuclear power plants? **Energy Policy**, v. 39, p. 1580-1584, 2009.

CASTRO, N. J.; ÁVILA, P. **Relatório de conjuntura**: dinâmica do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: UFRJ, 2009.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Institucional**. São Paulo: CCEE, 2017. Disponível em: <<https://goo.gl/Uf6cX8>>. Acesso em: 4 jan. 2017.

CHATZIMOURATIDIS, A. I.; PILAVACHI, P. A. Multicriteria evaluation of power plants impact on the living standard using the analytic hierarchy process. **Energy Policy**, v. 36, p. 1074-1089, 2008.

COSTA, P. A. P. Diretrizes e prioridades da política energética: apresentação. *In*: FÓRUM ABCE, 2009, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: ABCE; MME, 2009.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Institucional**. Brasília: EPE, 2016. Disponível em: <<https://goo.gl/AgqPkR>>. Acesso em: 30 jun. 2016.

EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Program on technology innovation**: integrated generation technology options. Palo Alto: EPRI, 2011.

GAGNON, L.; BÉLANGER, C.; UCHIYAMA, Y. Life-cycle assessment of electricity generation options: the status of research in year 2001. **Energy Policy**, v. 30, n. 14, p. 1267-1278, 2002.

GEORGE, M.; BANERJEE, R. A methodology for analysis of impacts of grid integration of renewable energy. **Energy Policy**, v. 39, p. 1265-1276, 2011.

GOMES, L. F. A. **Tomada de decisão gerencial**: enfoque multicritério. São Paulo: Atlas, 2002.

GRAHAM, P. W.; WILLIAMS, D. J. Optimal technological choices in meeting Australian energy policy goals. **Energy Economics**, v. 25, p. 691-712, 2003.

HOLLAUER, G. **Prospectivas da Matriz Energética Nacional 2030**. Brasília: MME, 2007.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Hydropower and the environment**: present context and guidelines for future action. Paris: IEA, 2000. v. 2. (Main Report).

_____. **Key world energy statistics from the IEA**. Paris: IEA, 2010.

_____. **CO₂ emissions from fuel combustion**. Paris: OECD; IEA, 2014.

IHA – INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. **The role of hydropower in sustainable development**. London: IHA, 2003. (IHA White Paper). Disponível em: <<https://goo.gl/cYLxMd>>. Acesso em: 12 mar. 2011.

MASON, I. G.; PAGE, S. C.; WILLIAMSON, A. G. A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources. **Energy Policy**, v. 38, p. 3973-3984, 2010.

MICHELLIS JR., D. Avaliação dos aspectos legais para obtenção de uma licença ambiental: a visão dos empreendedores. *In*: CONFERÊNCIA DE PCH, MERCADO E MEIO AMBIENTE, 3., 2007, São Paulo. **Anais...** São Paulo: CERPCH, 2007.

MULLER, A. C. **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: Makron Books, 1995.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da operação**. Recife: ONS, 2015. Disponível em: <<https://goo.gl/hTvYHv>>. Acesso em: 23 fev. 2015.

ROY, B. **Méthodologie multicritère d'aide à la decision**. Paris: Economica, 1985.

RUDNICK, H. *et al.* A delicate balance in South America: the challenges of balancing the need of hydroelectricity with the impact on the environment. **IEEE Power Energy Magazine**, v. 6, n. 4, p. 22-35, 2008.

SALES, A. L. **Perspectivas de evolução, a médio e longo prazos, do parque gerador de energia elétrica no Brasil**. 2007. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

SCHIMIDT, A. B.; CALOU, S. M. Os desafios do meio ambiente para o desenvolvimento sustentado. *In*: ENCONTRO NACIONAL DE AGENTES DO SETOR ELÉTRICO – ENASE, 4., 2007, São Paulo. **Anais...** São Paulo: UBM; Grupo Canalenergia, 2007.

SILVA, G. D. **O impacto da CFURH no desenvolvimento de municípios: o caso do reservatório da UHE Três Marias**. 2007. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Brasília, Brasília, 2007.

STREIMIKIENEA, D. *et al.* Prioritizing sustainable electricity production technologies: MCDM approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 3302-3311, 2012.

TOLMASQUIM, M. T. **Geração de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência; Cenergia, 2005.

UNEP – UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. **Towards a green economy: pathways to sustainable development and poverty eradication**. Nairobi: Unep, 2011. (Green Economy Report). Disponível em: <<https://goo.gl/N9YTES>>. Acesso em: 28 fev. 2011.

WEISSER, D. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. **Energy**, v. 22, n. 9, p. 1543-1559, 2007.

Data de submissão: 12/01/2017

Primeira decisão editorial em: 26/01/2017

Última versão recebida em: 15/04/2017

Aprovação final em: 17/04/2017

