



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GPL/07
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**PLANEJAMENTO INTEGRADO DA OFERTA DE GERAÇÃO:
EXPLORANDO OS BENEFÍCIOS DAS DIVERSIDADES BRASILEIRAS.**

**Leontina Pinto(*)
ENGENHO**

**Luís Nogueira
CESP**

RESUMO

Este trabalho propõe um modelo para a expansão ótima integrada de todas as fontes disponíveis, levando em conta suas características e inter-relações entre suas dinâmicas climatológicas. O resultado será uma ferramenta completamente adequada ao nosso sistema e ao nosso mercado, extraindo de cada usina o seu melhor desempenho e oferecendo à sociedade um suprimento energético mais econômico e seguro.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da expansão, renováveis, riscos, incertezas climatológicas, complementariedade

1.0 - INTRODUÇÃO

Não é possível falar em planejamento da expansão sem levar em conta as novas estrelas da energia: as fontes outrora conhecidas como alternativas, ou não convencionais. A energia eólica é uma realidade [1,2], e o plano de expansão oficial [3] estima que chegaremos, em horizonte próximo (em termos de planejamento) a uma participação eólica igual a 10% da matriz de energia elétrica. Não será surpresa se a energia solar exibir, em breve, a mesma exuberância: a evolução tecnológica é, atualmente, uma mera questão de tempo. Finalmente, o apelo das PCHs parece restaurar-se, à medida em que é a fonte mais abundante próximo às cargas (fornecendo maior segurança e confiabilidade), e a única que oferece a necessária capacidade de armazenamento para o atendimento à ponta – um requisito cada vez mais importante em nosso sistema.

Parte de todo este sucesso apoia-se em uma realidade controversa mas concreta: a dificuldade cada vez maior na construção de grandes aproveitamentos hidroelétricos, que reduz nossa capacidade de regularização e amplia os riscos de desabastecimento em caso de cenários climatológicos desfavoráveis.

Nosso desafio é grande. Será preciso planejar um sistema enxuto e eficiente, capaz de aproveitar ao máximo seus recursos – o que requer um conhecimento profundo da dinâmica de cada fonte (principalmente as climatológicas) e possíveis inter-relações.

2.0 - A EXPANSÃO ÓTIMA

2.1 O problema geral

O problema geral da expansão ótima busca minimizar o custo total (operação e expansão) dentro das respectivas restrições

$$\begin{aligned}
& \text{Min } c(x) + d(y) \\
& s / \text{to } A(x) \geq b \\
& E(y) \geq l + \phi(x)
\end{aligned} \tag{1}$$

onde

$c(x)$ são os custos associados às variáveis de expansão (investimento) x (tipicamente novos geradores ou linhas de transmissão)

$d(y)$ são os custos de operação associados às variáveis de operação y (geração despachada, fluxos nas linhas ou possíveis déficits de atendimento)

$A(x) \geq b$ são as restrições aos investimentos (limites de desembolsos, restrições ambientais, etc.)

$E(y) \geq l + \phi(y)$ são as restrições de operação (por exemplo limites físicos em equipamentos, diretrizes de despacho ou características do sistema).

É importante notar que a operação depende do sistema, e portanto da implementação prévia das variáveis de investimento. Em outras palavras, os investimentos devem ser realizados antes do momento de operação, para que estejam disponíveis quando necessário. Assim, as variáveis de investimentos são determinísticas (o planejamento é único) enquanto que as variáveis de operação são estocásticas (já que dependem do cenário de operação, ainda desconhecido).

2.2 O portfolio ótimo

O portfolio ótimo (a matriz de energia elétrica ótima) corresponde à “mistura perfeita” das diferentes fontes. Neste momento, as candidatas comercialmente viáveis correspondem à energia hidroelétrica (pequenas e grandes centrais), termoeletrica (movidas a vários combustíveis, como o óleo, o gás, o carvão) e eólica. A bioenergia pode ser considerada um tipo especial de fonte térmica, e já está portanto considerada. A energia solar (bem como outras fontes promissoras) não é especificamente modelada, mas pode ser trivialmente incluída a partir dos modelos climatológicos aqui descritos.

A matriz energética modelada neste trabalho é caracterizada por

- fontes hidroelétricas, caracterizadas pela energia Q produzida pelas turbinas, que por sua vez dependem da afluência hidrológica A . Caso existam reservatórios capazes de armazenar a água para utilização futura, parte (ou mesmo a totalidade) da afluência poderá ser guardada como “energia armazenada” V . Limites físicos \bar{Q} e \bar{T} podem restringir os turbinamentos e armazenamentos, possivelmente gerando um volume desperdiçado (que não pode ser gerado ou armazenado) correspondente ao vertimento S .
- fontes térmicas, caracterizadas pela geração T limitada pela capacidade máxima \bar{T}
- fontes eólicas, caracterizadas pela geração W – que por sua vez depende da velocidade dos ventos no momento da operação – limitada pela capacidade \bar{W} .

2.3 A Representação da rede

Para uma melhor representação da dinâmica climatológica, o sistema brasileiro é dividido em regiões interconectadas r que exibem características similares. Tomaremos inicialmente o sistema dividido pelos submercados brasileiros, seguindo a modelagem oficial do ONS. No entanto, a modelagem é geral; o sistema pode ser dividido (ou não) em qualquer número de regiões desejado.

Para maior simplicidade, e ainda seguindo a modelagem oficial, a rede será representada através de um grafo, onde cada nó n corresponde a regiões (ou subsistemas, ou submercados equivalentes). Os fluxos F_{ij} entre nós i - j são restritos por limites máximos (físicos ou operativos). Representações mais detalhadas, incluindo extensões para acomodar restrições elétricas (como fluxos de potência ou fenômenos dinâmicos) podem ser incorporados através das extensões necessárias.

2.4 Incertezas climatológicas

Uma das maiores incertezas da expansão – embora não a única – é a disponibilidade da oferta, que no caso brasileiro depende fundamentalmente da climatologia. O portfolio ótimo deve tratar as incertezas climatológicas através de um conjunto S de possíveis cenários de operação futuros s associados às correspondentes séries temporais climatológicas.

Evidentemente, quanto mais precisos forem os cenários futuros mais confiáveis os resultados. Este trabalho utilizará séries de cenários climatológicos futuros “casadas” – em outras palavras, a interdependência entre a disponibilidade hidroelétrica e eólica será considerada, de modo a acomodar a complementariedade das fontes e a consequente atenuação do risco.

2.5 Incentivos às renováveis

Teoricamente, um portfólio ótimo corresponde à melhor combinação de todas as fontes, de acordo com sua atratividade. Esta atratividade pode ser medida não apenas através de seus custos de investimento e operação, mas também pela redução das emissões proporcionadas, créditos de carbono, etc. [4].

2.6 O horizonte de estudo

Para maior generalidade, o problema é parametrizado e cobre um horizonte Γ composto por intervalos de tempo (períodos ou instantes) τ

3.0 - VARIÁVEIS DE CONTROLE

Como apresentado no problema (1), as variáveis de controle correspondem basicamente às variáveis de expansão e operação, descritas a seguir.

3.1 Variáveis de expansão

As variáveis x modeladas no problema (1) correspondem à capacidade adicionada aos recursos já disponíveis:

- limites máximos dos recursos hidroelétricos, representadas pelos volumes de armazenamento máximos \bar{V} e capacidade máxima de turbinamentos \bar{Q}
- capacidade máxima de geração térmica \bar{T}
- capacidade máxima eólica instalada \bar{W}
- fluxos máximos nas interconexões \bar{F}

Vale sempre lembrar que as variáveis de investimentos (expansão) são decididas *a priori*, quando as condições de operação (cenários) são ainda desconhecidos.

3.2 Variáveis de operação

A cada intervalo de tempo do horizonte de estudo e cada possível cenário de operação s , as variáveis de operação y modeladas no problema (1) correspondem basicamente a gerações, fluxos e eventuais déficits. Podem assim ser descritas como

- geração eólica W
- geração hidroelétrica Q
- geração térmica T
- fluxos F
- eventuais déficits Def no atendimento à demanda

4.0 - RESTRIÇÕES FÍSICAS

A cada instante de tempo do horizonte de estudo e cada possível cenário de operação s , as restrições $A(x) \geq b$ modeladas no problema (1) podem ser descritas como

4.1 Balanço energético regional

$$\sum_{i \in qr} Q_{i,s}^{\tau} + \sum_{j \in wr} W_{j,s}^{\tau} + \sum_{k \in tr} T_{k,s}^{\tau} + \sum_{l \in lr} F_{lr,s}^{\tau} = D_{r,s}^{\tau} + Def_{r,s}^{\tau} \quad (2)$$

onde qr , wr e tr são respectivamente o conjunto de geradores hidroelétricos, eólicos e térmicos localizados na r . lr é o conjunto de conexões (linhas) de intercâmbio l conectadas à região r . Fluxos positivos/negativos denotam importações/exportações de energia.

4.2 Balanço hidrológico em cada usina

$$V_{i,s}^{\tau-1} + A_{i,s}^{\tau} - Q_{i,s}^{\tau} + \sum_{m \in \mu_i} Q_{m,s}^{\tau} = V_{i,s}^{\tau} \quad (3)$$

onde i são as usinas hidroelétricas e μ_i é o conjunto de usinas hidroelétricas imediatamente a montante da usina i . Para maior conveniência, todas as variáveis são expressas em termos de “energia equivalente” (volumes de água multiplicados pelas produtividades da planta).

4.3 Limites físicos

Todas as variáveis são limitadas por seus correspondentes limites físicos ou operativos, como os turbinamentos e armazenamentos máximos

$$Q_{i,s}^{\tau} \leq \overline{Q}_i^{\tau} + \boxed{Q}_i^{\tau} \quad (4)$$

$$V_{i,s}^{\tau} \leq \overline{V}_i^{\tau} + \boxed{V}_i^{\tau} \quad (5)$$

onde \overline{Q}_i^{τ} e \overline{V}_i^{τ} são as capacidades máximas existentes (iniciais) de turbinamentos e armazenamentos máximos

\boxed{Q}_i^{τ} e \boxed{V}_i^{τ} representam as correspondentes expansões (capacidades adicionadas) a cada instante de tempo τ . Capacidades iniciais de uma usina nova são nulas.

Para maior simplicidade, este trabalho não trata de variações nas capacidades ao longo do tempo – por exemplo, devidas a manutenções ou falhas. Esta é uma extensão imediata e pode ser trivialmente introduzida através do ajuste associado ao cronograma de saídas programadas ou forçadas.

A geração térmica e eólica é também restrita pelas correspondentes capacidades máxima \overline{T}_k^{τ} and \overline{W}_j^{τ} e expansões adicionadas \boxed{T}_k^{τ} and \boxed{W}_j^{τ}

$$T_{k,s}^{\tau} \leq \overline{T}_k^{\tau} + \boxed{T}_k^{\tau} \quad (6)$$

$$W_{j,s}^{\tau} \leq \overline{W}_j^{\tau} + \boxed{W}_j^{\tau} \quad (7)$$

Finalmente, os fluxos nas interconexões são escritos como

$$-\left(\overline{F}_{ij}^{\tau} + \boxed{F}_{ij}^{\tau}\right) \leq F_{ij,s}^{\tau} \leq \left(\overline{F}_{ij}^{\tau} + \boxed{F}_{ij}^{\tau}\right) \quad (8)$$

onde, novamente, \overline{F}_{ij}^{τ} são as capacidades iniciais dos fluxos e \boxed{F}_{ij}^{τ} são as capacidades adicionadas. Limites positivo e negativo representam fluxos bi-direcionais nas interconexões.

5.0 - RESTRIÇÕES DE INTEGRALIDADE

Na verdade, as variáveis de expansão são inteiras (binárias): não é possível construir parte de uma linha ou de uma turbina. Assim, equações (4)-(7) devem ser, na realidade, escritas como

$$Q_{i,s}^{\tau} \leq \overline{Q}_i^{\tau} + \rho_i^{\tau} \boxed{Q}_i^{\tau} \quad (9)$$

$$V_{i,s}^{\tau} \leq \overline{V}_i^{\tau} + \rho_i^{\tau} \boxed{V}_i^{\tau} \quad (10)$$

$$T_{k,s}^{\tau} \leq \overline{T}_k^{\tau} + \rho_k^{\tau} \boxed{T}_k^{\tau} \quad (11)$$

$$W_{j,s}^{\tau} \leq \overline{W}_j^{\tau} + \rho_j^{\tau} \boxed{W}_j^{\tau} \quad (12)$$

onde ρ^{τ} são variáveis booleanas associadas a cada recurso, denotando sua construção ($\rho^{\tau} = 1$) ou não ($\rho^{\tau} = 0$) no instante τ

6.0 - OBJETIVO

O planejamento ótimo deve minimizar os custos totais de expansão α^e e operação α^o ao longo do horizonte

$$\begin{aligned} \text{Min } \alpha &= \alpha^e + \alpha^o \\ \alpha^e &= \sum_{\tau} \left(\sum_i c_{qi}^e \boxed{Q}_i^{\tau} + c_{vi}^e \boxed{V}_i^{\tau} + \sum_j c_{wj}^e \boxed{W}_j^{\tau} + \sum_k c_{tk}^e \boxed{T}_k^{\tau} \right) \\ \alpha^o &= \sum_{\tau} \left\{ \sum_s p_s \left(\sum_i c_{qi}^o \boxed{Q}_{i,s}^{\tau} + \sum_j c_{wj}^o \boxed{W}_{j,s}^{\tau} + \sum_k c_{tk}^o \boxed{T}_{k,s}^{\tau} + \sum_r c_{def}^o \text{Def}_r^{\tau} \right) \right\} \end{aligned} \quad (13)$$

onde c^e e c^o representam os custos associados às variáveis de expansão e operação; p_s é a probabilidade de ocorrência do cenário operativo s .

7.0 - SOLUÇÃO

A inclusão das equações (10-14) no problema de planejamento transformam-no em um problema estocástico de programação inteira – certamente de grande porte, considerando os inúmeros recursos e variáveis do sistema brasileiro. Será necessário um cuidado com a sua implementação, de modo a não inviabilizar sua obtenção em tempo exequível.

Nossa implementação utiliza uma combinação de otimizador (Gurobi) e ambiente matemático (Matlab) com capacidade para acomodar até dois milhões de restrições. O sistema completo, aplicado a um planejamento com horizonte de trinta anos divididos em trimestres, é executado em menos que um minuto em um computador comercial normal.

8.0 - CASO EXEMPLO

Sabe-se que nossa antigamente enorme capacidade de estoque de energia está em vias de exaustão. Observa-se que os reservatórios, que antigamente seriam capazes de abastecer o país por anos, não resistem a um verão seco, como o que vivemos este ano.

Neste contexto, a sazonalidade climatológica é um fator extremamente relevante: momentos de baixo “aporte de energia”, na forma de água ou vento, podem levar a situações de risco. As energias eólicas, em particular, exibem um comportamento sazonal muito pronunciado: em épocas de baixos ventos, sua produção reduz-se consideravelmente. É intuitiva a oportunidade de uma complementação energética nestes momentos – que deve necessariamente ser oriunda de uma fonte capaz de gerar energia exatamente quando os ventos se acalmam: as hidroelétricas.

A complementariedade entre fontes eólica e hidroelétrica, ilustrada na FIGURA 1 – é conhecida e foi recentemente quantificada [5] para todos os submercados brasileiros. A dificuldade cada vez maior de construção de grandes usinas abre o caminho para as pequenas centrais, que podem gerar exatamente quando a produção das eólicas é reduzida. Emerge, assim, o valor de um importante produto que pode ser gerado por uma PCH: a *energia complementar*, capaz de reduzir efetivamente o risco energético do sistema.

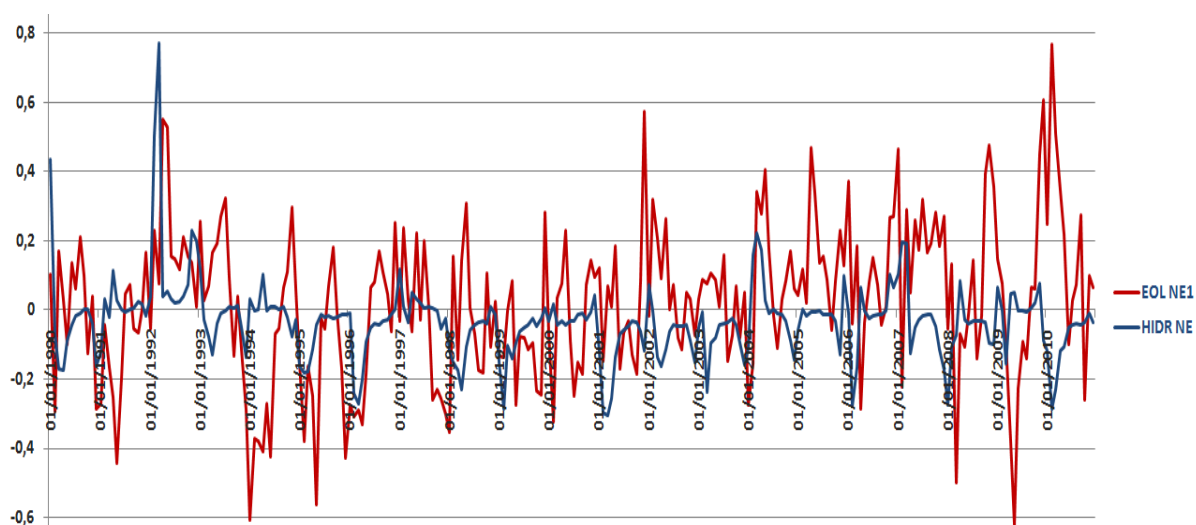


FIGURA 1 – Regimes complementares: velocidades dos ventos (vermelho) e afluências (azul) no NE(m/s)

8.1 O estudo realizado

Uma das formas de avaliação do valor do produto a ser ofertado é o cálculo do custo evitado através da substituição da geração térmica pela produzida pelas PCHs.

Este cálculo pode ser realizado através da simulação da operação futura do sistema brasileiro, como planejado pela EPE e descrito no Plano Decenal de Energia 2020 (PDE 2020, [3]). A modelagem do sistema segue rigorosamente todas as informações publicadas, detalhando toda a geração, carga e intercâmbios do sistema. A representação do sistema hidroelétrico, entretanto, é mais refinada. Com a finalidade de precisar melhor o impacto de cada fonte, simulamos a produção utilizando séries eólicas e hidrológicas coerentes, de forma a contabilizar possíveis complementariedades sazonais [6].

A avaliação do benefício das PCHs é feita a partir de quatro possíveis cenários:

1- Caso-base: expansão “pura”, sem PCHs ou Eólicas

A expansão sinalizada pela EPE é implementada, com exceção das energias eólica e oriunda de pequenas centrais hidroelétricas (PCH). Estabelecemos, desta forma, uma referência para a avaliação do efeito da adição de cada uma das fontes

2- Expansão puramente eólica (sinalizada pelos atuais leilões)

Adicionamos ao caso-base (1) toda a garantia física planejada, mas considerando que a expansão será realizada apenas através de energia eólica (localizada no Nordeste, o maior gerador), respeitando toda a dinâmica regional. Este é um cenário bastante provável, já que as demais fontes não parecem economicamente competitivas (ou não foi ainda percebida a sua real competitividade)

3- Expansão puramente baseada em PCHs:

Repetimos o estudo (1), agora concentrando a mesma garantia física em PCHs localizadas no Sudeste, respeitando-se as hidrologias do submercado.

4- Expansão ótima combinada (PCHs/eólicas)

Repetimos o estudo (1), agora otimizando as duas fontes, considerando as suas características climatológicas (sazonalidade e variabilidade), concentrando a mesma garantia física em PCHs localizadas no Sudeste, respeitando-se as hidrologias do submercado.

Os modelos utilizados correspondem a reproduções dos modelos setoriais (Newave, neste caso), desenvolvidos pela Engenho, capazes de reproduzir exatamente toda a modelagem e algoritmos de otimização do sistema hidrotérmico. Todas as nuances climatológicas, restrições do sistema e relações espaciais e temporais foram completamente representadas, de modo que o benefício energético da complementariedade anual/sazonal possa ser corretamente mensurado.

Utilizamos, para melhor comparação, o mesmo modelo setorial de geração de cenários hidrológicos. Os cenários eólicos foram gerados pelo modelo desenvolvido na Engenho [6], aceito no setor e utilizado em estudos de riscos por diversas empresas brasileiras e estrangeiras. Foram analisados, ao todo, 200 cenários climatológicos combinados (hidrológicos x eólicos), respeitadas correlações temporais e espaciais.

8.2 Resultados alcançados

8.2.1 O impacto nos custos de operação

Os resultados alcançados são apresentados Tabela 1. Como esperado, a adição das fontes renováveis (PCH e eólicas) traz benefícios expressivos ao sistema. Sem estas fontes, o custo e o risco do sistema são muito mais altos.

A adição da garantia física prevista tanto em eólicas quanto em PCHs reduz o custo de operação de aproximadamente trinta para vinte bilhões - aproximadamente 33%. É interessante notar que a redução de custos proporcionada por cada uma é bastante semelhante, com ligeira economia associada à expansão PCH (aproximadamente três por cento), possivelmente decorrente da localização das PCHs: mais próximas aos centros de carga e menos vulneráveis aos limites de intercâmbios, que podem restringir, em alguns cenários, a importação da energia eólica do Nordeste.

Finalmente, é interessante notar que a maior redução do custo de operação é proporcionada pela expansão mista PCH/eólicas (dezoito bilhões, proporcionando a redução de 10% sobre o custo de operação obtido pelas expansões “puras”). Esta economia é decorrente da complementariedade entre fontes, que “suaviza” a variabilidade de produção decorrente dos riscos climatológicos e leva a uma menor utilização de energia termoeletrica (economizando portanto o custo correspondente).

8.2.2 O impacto nos custos marginais de operação

É interessante notar que, embora o risco de déficit concentre-se no Sul e no Sudeste, os custos marginais “espalham-se” por todo o país. A redução mais eficiente dos custos marginais (e consequentemente dos preços de energia) é alcançada pela expansão combinada PCH/EOL. É interessante observar que, coerentemente com o custo de operação, os custos marginais proporcionados pelas PCHs são ligeiramente mais baixos que os obtidos com a expansão eólica.

8.2.3 O impacto nos riscos de suprimento

O risco de déficit mais alto identificado no caso base (sem a expansão completa) é bastante mitigado com a expansão em PCHs ou Eólicas – por exemplo, o risco de déficit igual a 5% no Sul, em 2015, é atenuado para 3% pela expansão eólica, para 1,2% pela expansão PCH e para 2% pela expansão complementar. Evidencia-se aqui uma das principais vantagens das PCHs: a “blindagem” contra a perda de linhas NE/SE e a maior eficiência na redução de riscos, principalmente nos submercados SE/S.

Tabela 1 – Resultados da expansão considerando as características de cada fonte

Resultados Sem Expansão PCH ou EOL

Custo: R\$ 30.615.048.474,67

CMO		Mínimo			Médio			Máximo		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
	Sudeste	R\$ 12,29	R\$ 15,07	R\$ 15,06	R\$ 46,20	R\$ 66,28	R\$ 79,03	R\$ 406,68	R\$ 426,38	R\$ 453,80
	Sul	R\$ 12,28	R\$ 15,06	R\$ 15,05	R\$ 53,38	R\$ 78,57	R\$ 114,17	R\$ 498,11	R\$ 2.900,00	R\$ 2.900,00
	Nordeste	R\$ 12,29	R\$ 15,08	R\$ 15,07	R\$ 45,07	R\$ 65,14	R\$ 75,59	R\$ 176,13	R\$ 195,54	R\$ 212,32
	Norte	R\$ 12,28	R\$ 15,06	R\$ 15,05	R\$ 44,74	R\$ 64,46	R\$ 75,47	R\$ 176,13	R\$ 195,54	R\$ 212,31

P(DEF)		2013	2014	2015	VE(DEF)		2013	2014	2015
	Sudeste	2%	1%	2%		Sudeste	150,87	179,14	81,50
	Sul	1%	3%	5%		Sul	56,43	159,31	227,28
	Nordeste	0%	0%	0%		Nordeste	-	-	-
	Norte	0%	0%	0%		Norte	-	-	-

Resultados com expansão puramente EOL

Custo: R\$ 20.754.225.732,19

CMO		Mínimo			Médio			Máximo		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
	Sudeste	R\$ 9,85	R\$ 13,84	R\$ 12,40	R\$ 36,89	R\$ 53,63	R\$ 61,17	R\$ 406,66	R\$ 410,68	R\$ 452,12
	Sul	R\$ 9,84	R\$ 13,83	R\$ 12,39	R\$ 42,95	R\$ 58,28	R\$ 77,94	R\$ 498,11	R\$ 487,58	R\$ 2.900,00
	Nordeste	R\$ 9,85	R\$ 13,83	R\$ 12,41	R\$ 35,94	R\$ 52,28	R\$ 58,36	R\$ 169,55	R\$ 184,38	R\$ 193,24
	Norte	R\$ 9,84	R\$ 13,83	R\$ 12,39	R\$ 35,77	R\$ 52,22	R\$ 58,49	R\$ 169,54	R\$ 190,54	R\$ 193,23

P(DEF)		2013	2014	2015	VE(DEF)		2013	2014	2015
	Sudeste	2%	1%	2%		Sudeste	136,97	179,14	77,49
	Sul	1%	2%	3%		Sul	28,62	44,92	63,72
	Nordeste	0%	0%	0%		Nordeste	-	-	-
	Norte	0%	0%	0%		Norte	-	-	-

Resultados com expansão puramente PCH

Custo R\$ 20.088.968.704,81

CMO		Mínimo			Médio			Máximo		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
	Sudeste	R\$ 10,89	R\$ 14,44	R\$ 12,02	R\$ 34,56	R\$ 50,20	R\$ 57,21	R\$ 406,34	R\$ 409,76	R\$ 451,21
	Sul	R\$ 10,88	R\$ 14,43	R\$ 12,01	R\$ 42,32	R\$ 54,92	R\$ 73,78	R\$ 498,11	R\$ 482,36	R\$ 2.900,00
	Nordeste	R\$ 10,89	R\$ 14,45	R\$ 12,03	R\$ 34,44	R\$ 49,68	R\$ 58,42	R\$ 167,95	R\$ 189,76	R\$ 188,39
	Norte	R\$ 10,88	R\$ 14,43	R\$ 12,01	R\$ 34,32	R\$ 49,21	R\$ 58,53	R\$ 169,28	R\$ 189,76	R\$ 188,37

P(DEF)		2013	2014	2015	VE(DEF)		2013	2014	2015
	Sudeste	2%	1%	0,5%		Sudeste	118,98	152,11	40,20
	Sul	1%	1%	1,2%		Sul	28,62	56,21	50,09
	Nordeste	0%	0%	0%		Nordeste	-	-	-
	Norte	0%	0%	0%		Norte	-	-	-

Resultados com expansão planejada

Custo R\$ 18.229.332.495,01

CMO		Mínimo			Médio			Máximo		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
	Sudeste	R\$ 9,85	R\$ 12,33	R\$ 12,02	R\$ 35,54	R\$ 50,06	R\$ 56,74	R\$ 406,19	R\$ 409,36	R\$ 444,59
	Sul	R\$ 9,84	R\$ 12,32	R\$ 12,01	R\$ 41,89	R\$ 54,72	R\$ 73,23	R\$ 498,11	R\$ 477,26	R\$ 2.900,00
	Nordeste	R\$ 9,85	R\$ 12,32	R\$ 12,03	R\$ 34,35	R\$ 49,34	R\$ 55,27	R\$ 166,88	R\$ 184,33	R\$ 185,71
	Norte	R\$ 9,84	R\$ 12,32	R\$ 12,01	R\$ 34,24	R\$ 49,27	R\$ 55,35	R\$ 166,87	R\$ 190,54	R\$ 185,69

P(DEF)		2013	2014	2015	VE(DEF)		2013	2014	2015
	Sudeste	2%	1%	1%		Sudeste	112,61	127,88	41,80
	Sul	1%	1%	2%		Sul	28,62	71,70	51,37
	Nordeste	0%	0%	0%		Nordeste	-	-	-
	Norte	0%	0%	0%		Norte	-	-	-

9.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho propõe a análise das características e relações climatológicas entre as principais fontes de energia atualmente disponíveis no Brasil. O sistema de geração é utilizado eficientemente, explorando as complementariedades existentes: excessos e déficits de produção alternam-se e complementam-se, resultando em uma produção mais constante, capaz de atender a demanda de forma mais segura. O caso exemplo mostra que o modelo de planejamento ótimo é capaz de realizar uma expansão combinada, identificando benefícios e melhores alternativas para o mercado e para o sistema.

Será assim possível oferecer à sociedade uma energia mais barata e segura, de acordo com o que o país necessita para um crescimento duradouro e sustentável.

10.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) GWEC – Global Wind Energy Council (GWEC), “Global Wind Report 2011 atualmente disponível em <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/>
- (2) L. Pinto, “Fomento à geração sustentável de energia eólica”, preparado para o Ministério do Meio Ambiente, 2013
- (3) EPE, Plano Decenal de Energia 2020, atualmente disponível em http://www.epe.gov.br/PDEE/20120924_1.pdf
- (4) L. Pinto, P. Leite, “Smart-grid, green energy and responsive consumers: a "smart-green" framework”, IEEE Powertech 2011, Trondheim, Norway
- (5) L. Pinto, “Participação da energia eólica no mercado livre”, Relatório Engenho/Abeeólica, 2011
- (6) J. Szczupak, “Geração de cenários climatológicos combinados: modelagem hidro-eólica”, Relatório Engenho, 2013

11.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Leontina Pinto nasceu em Coimbra, Portugal, em 1958. É engenheira elétrica pela UFRJ (1979), mestre em ciências da computação pela COPPE/UFRJ (1981) e doutora em matemática pelo IM/UFRJ (1986). Foi pesquisadora do Cepel, professora da COPPE/UFRJ e da PUC-RIO. É atualmente diretora executiva da Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria Ltda, liderando o desenvolvimento de modelos matemáticos e produtos para o planejamento, operação, comercialização e gestão de riscos em sistemas e mercados de energia.

Luís Fernando Nogueira é engenheiro eletricitista pela Faculdade de Engenharia Mauá (1992) e pós-graduado em sistemas elétricos, com ênfase em geração, pela UNIFEI (2009). Como aluno de mestrado na UNICAMP, desenvolve trabalho na área de Planejamento Energético. Atua na no planejamento elétrico e energético do setor de energia elétrica desde 1994 e atualmente é gerente da divisão de planejamento energético e programação da produção da Companhia Energética de São Paulo – CESP.