

A Crise da Água no Brasil

Jerson Kelman

FIESP

08 de dezembro de 2014

Para Dossa, da Nissan, "Brasil não tem escolha" e IPI vai subir **B3**



Valor

ECONÔMICO

Escassez de água se torna fator de risco para crédito

Carolina Mandl
De São Paulo

A escassez de chuvas em São Paulo está levando alguns bancos a incluir a falta de água na análise de crédito para empresas de vários setores. Para bancos como Itaú BBA, Votorantim, ABC Brasil e Indusval, a meteorologia passou a ser parte da análise, a exemplo de itens como endividamento, liquidez e geração de caixa.

"Como não tínhamos escassez de água, a seca era tratada antes só como um risco climático que podia afetar o agronegócio. Agora, a preocupação chega à manufatura", diz Cláudio Cusin, diretor de crédito do Indusval. Principal sistema de abastecimento de água da

Grande São Paulo, o Cantareira operava na sexta-feira com 8,2% da capacidade.

Se não chover o suficiente nos próximos meses, executivos de bancos acreditam que as companhias enfrentarão problemas para produzir ou terão custos de fabricação elevados. Como consequência, terão dificuldades para honrar o pagamento de empréstimos.

Bastante dependentes de água, indústrias dos setores elétrico, sucroalcooleiro, têxtil, químico, farmacêutico, de papel e celulose e de bebidas serão as mais afetadas. Por isso, a previsão do tempo vai determinar a quantidade de recursos a ser liberada, bem como a taxa de juros dos empréstimos e financiamentos bancários demandados pelas empresas.

O banco Votorantim criou um grupo para avaliar a intensidade com que as companhias podem ser afetadas pelo baixo nível dos reservatórios de água. Em uma análise preliminar, o banco constatou que um dos setores que mais podem ser atingidos é o sucroalcooleiro.

Para o Itaú BBA, que atende empresas com faturamento anual a partir de R\$ 300 milhões, a água passou a ser monitorada como fator de risco de crédito por causa do efeito que a escassez pode provocar na geração de energia. João Carlos de Gênova, diretor de crédito do banco, diz que haverá racionamento se as chuvas nos próximos seis meses repetirem o padrão dos últimos três anos. **Página C1**

Governo prevê aumento da carga na LDO

Ribamar Oliveira
De Brasília

O governo encaminhou ao Congresso mudança na proposta de Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) de 2015, prevendo aumento da receita bruta e das despesas da União, em proporção do Produto Interno Bruto (PIB), em relação ao que estava previsto na proposta enviada em agosto. A arrecadação total passou de 25,46% do PIB para 25,99% do PIB — uma elevação de 0,53 ponto percentual —, mesmo com uma redução nominal de R\$ 30,7 bilhões. As despesas, incluindo as transferências para Estados e municípios, passaram de 23,96% do PIB para 24,98% do PIB, mais de um ponto percentual. **Página A4**



É possível fazer prognósticos sobre o futuro observando o passado?

Todos sabem que as vazões afluentes às usinas hidroelétricas que foram observadas no passado não ocorrerão de forma idêntica no futuro. Mas, se o processo estocástico “utilizado” pela Natureza for estacionário, as estatísticas – por exemplo, as médias – do futuro serão próximas às do passado. A hipótese de estacionariedade é o pilar prin-

sive nas regiões onde haverá aumento da precipitação, devido ao aumento da evapotranspiração, por sua vez causada pelo aumento da temperatura. Segundo o estudo, a vazão média para o período de 2011 a 2040, quando comparada ao período de 1961 a 1990, diminuirá cerca de 20% na bacia do rio Paraná e de 30% na bacia do rio São

ção das curvas cota x área x volume e cota x m^3/s x MW dos principais reservatórios e usinas do SIN.

Segundo, não basta considerar as previsões de mudança climática nos cenários futuros de afluência às usinas. É preciso considerar também os efeitos da mudança de uso do solo (não incluída no estudo da FBDS). que, de acor-

Usina	1931-1992	1993-2012	Δ
Itaipu	9789 m^3/s	11817 m^3/s	+ 20%
Sobradinho	2814 m^3/s	2161 m^3/s	- 23%

Climate change: a challenge to decision-makers in managing Brazilian hydro systems

A. Livino, Harvard University, Brazil
J. Briscoe, E. Lee and P. Moorcroft, Harvard University, USA
J. Kelman, Federal University of Rio de Janeiro, Brazil

The study described here aims to contribute to the investigation of impacts of climate and land-use changes on the hydrological cycle in Brazil. It explores how the climate and vegetation models can be used credibly in conjunction with hydrological models to investigate the impacts of climate change on the hydrological cycle. The paper describes work done in the Paraná river basin, and ongoing work in the Tapajós river basin.

Brazilian electric power generation is dominated by hydropower, which accounts for more than 80 per cent of production. Altogether, Brazil is building or planning more than 33 GW of new hydropower capacity in the next 10 years, most of it (around 75 per cent) in the Amazon. An important historical challenge to the operational planning of the Brazilian interconnected electrical system has been the stabilization of energy supply, as a result of the seasonal and annual uncertainty of hydro resources.

The present study, investigating the impacts of climate and land-use changes on the hydrological cycle, will provide new insights for two reasons. First, the hydrological model uses more realistic runoff, precipitation and evapotranspiration, which are generated from a biosphere model coupled with a regional climate model, thus incorporating land-use change and climate change into the assessment of future water resources for hydropower planning in Brazil. Second, the work promotes cutting-edge research and interaction among scientists, engineers, and also decision-makers who are participating from the beginning of this study, and may influence the presentation of the results and the most sensitive variables to be analysed.

The Paraná basin was chosen primarily to address the valid concerns of practitioners that few, if any, of the plethora of climate models are credible, because they make no effort to explain important features of Brazilian hydrology. In this case, the test was to see whether the results of the models would be able to explain 'the Paraná paradox', namely a large secular increase in flows of the Paraná river in recent decades.

The Tapajós basin was chosen because there are major plans for development of this currently undeveloped basin in the coming decades. Plans include hydropower, but also navigation, which is vital for a cheaper and more environmentally friendly export of grains.

1. Background

Climate change studies and assessment of changes in land use are often used as the basis for generating scenarios, which can assist in decision making in various sectors. However, practitioners show justified scepticism about these studies, since the results vary so widely and there are seldom efforts to show that the models can reproduce known hydrological features.

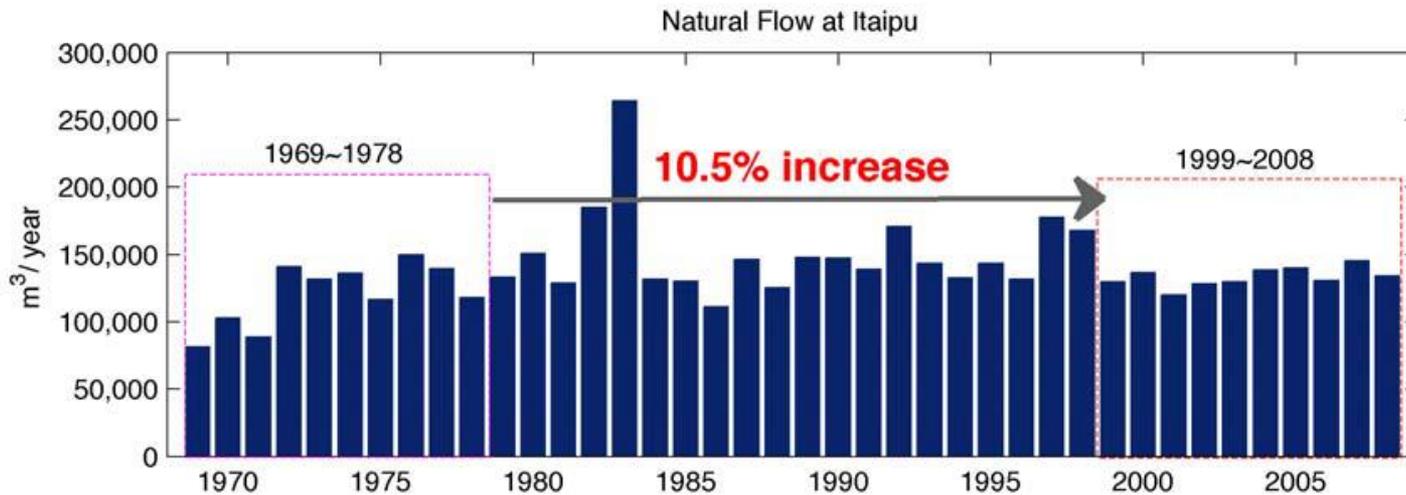
Many studies have been conducted to estimate and

analyse the hydrological impacts of climate change and the changes in land use. There is great interest in this type of study in Brazil because:

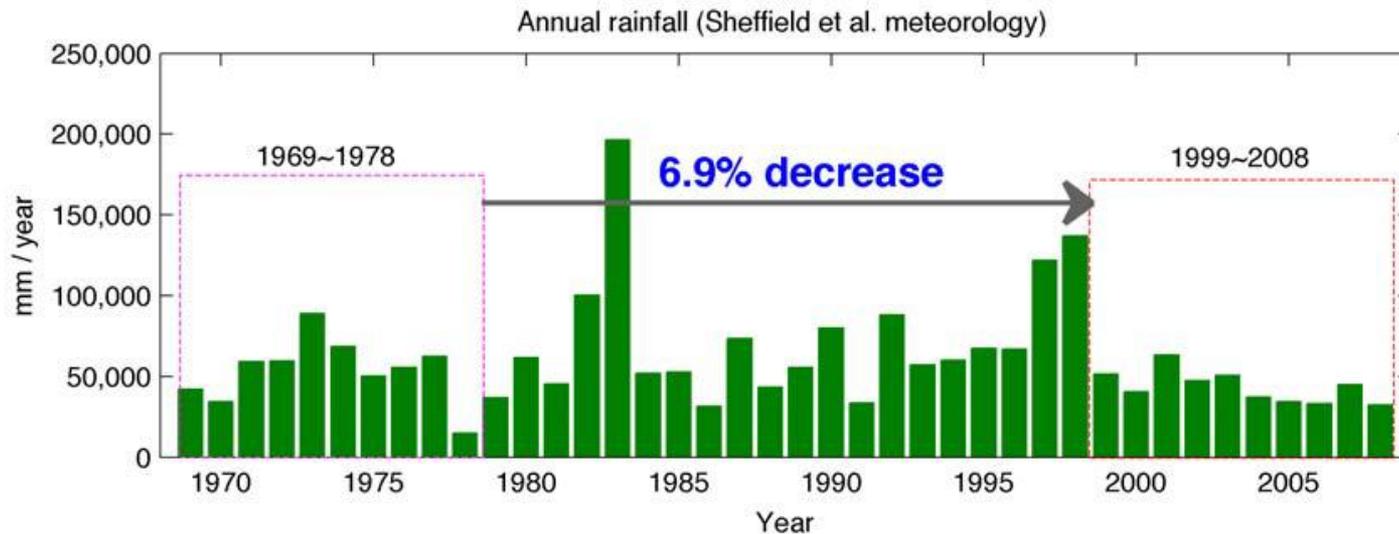
- more than 80 per cent of the electric energy is produced by hydroelectric plants;
- hydropower will retain a dominant role in the foreseeable future, despite the fact that most new plants will be built in the Amazon; and,
- most of the new plants will not have regulating reservoirs as a result of environmental constraints and the flatness of the terrain, which means that the energy output will be more dependent on the flow of the river, which in turn is directly linked to rainfall and soil characteristics and vegetation of the watershed*.

Studies of climate change and its influence on the hydrological cycle suffer from a mismatch between the spatial scales characteristic of each model type. Global climate models (GCM) usually work in the range of 1×1 (approximately 120×120 km) and seek to represent the processes and relationships between the atmosphere, the vegetation and the soil. On the other hand, hydrological models are traditionally used to represent and simulate the processes of runoff generation and their propagation in the drainage network in the catchment area. Most of these models consider only the processes of the land phase of the hydrological cycle, using rainfall as input data. They usually work on scales of 5×5 km. An advantage in the use of a regional climate model (RCM, such as BRAMS – Brazilian Regional Atmospheric Model) is that the current resolution (a scale of a few rather than hundreds of kilometres) enables them to capture the heterogeneity of the processes that influence the generation of the flow in the river basin scale without the need for disaggregation (downscaling). Both types of model, climate and hydrological, represent, with different levels of accuracy, the interaction soil \times climate \times vegetation. To use them jointly, it is necessary to deal with the redundant representations. In this context, this study sought to investigate the best hydrological models to contribute to the assessment of impacts in river flows, using as input the results of atmospheric models and vegetation.

*In other words, the future powerplants will tend to be run-of-the-river, the same as those mostly built or being built on the Madeira river (Iirau and Santo Antonio), Xingu river (Belo Monte), and Teles Pires river (Teles Pires and Colider).

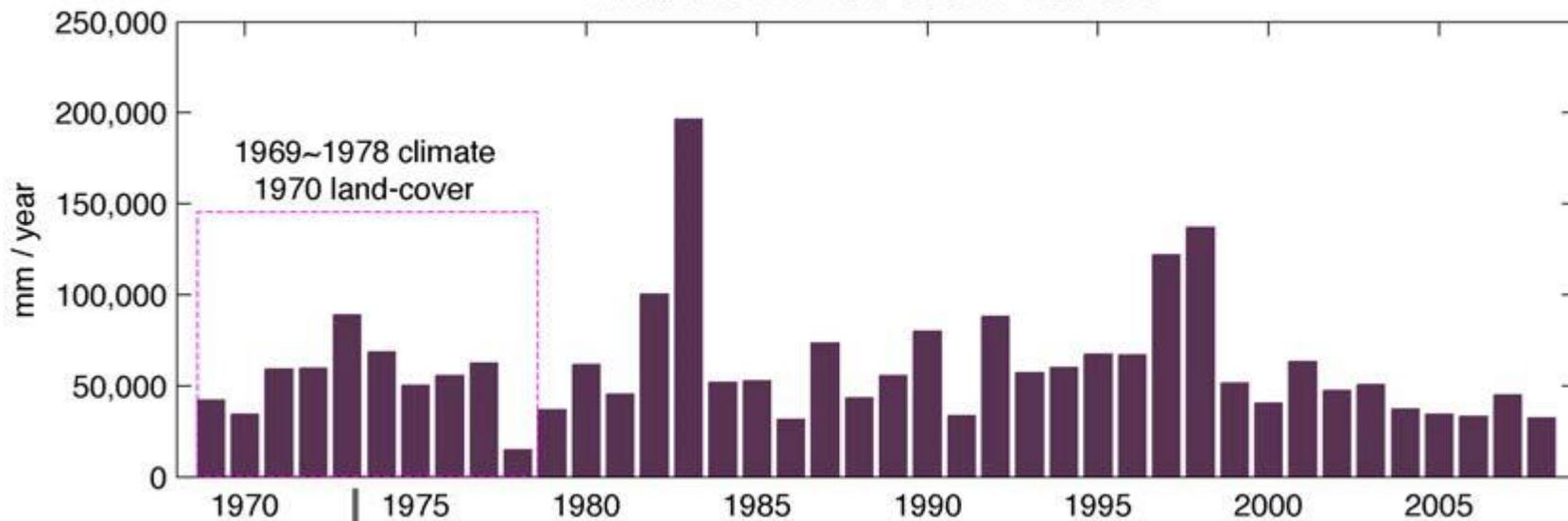


**Model:
8.5% increase**



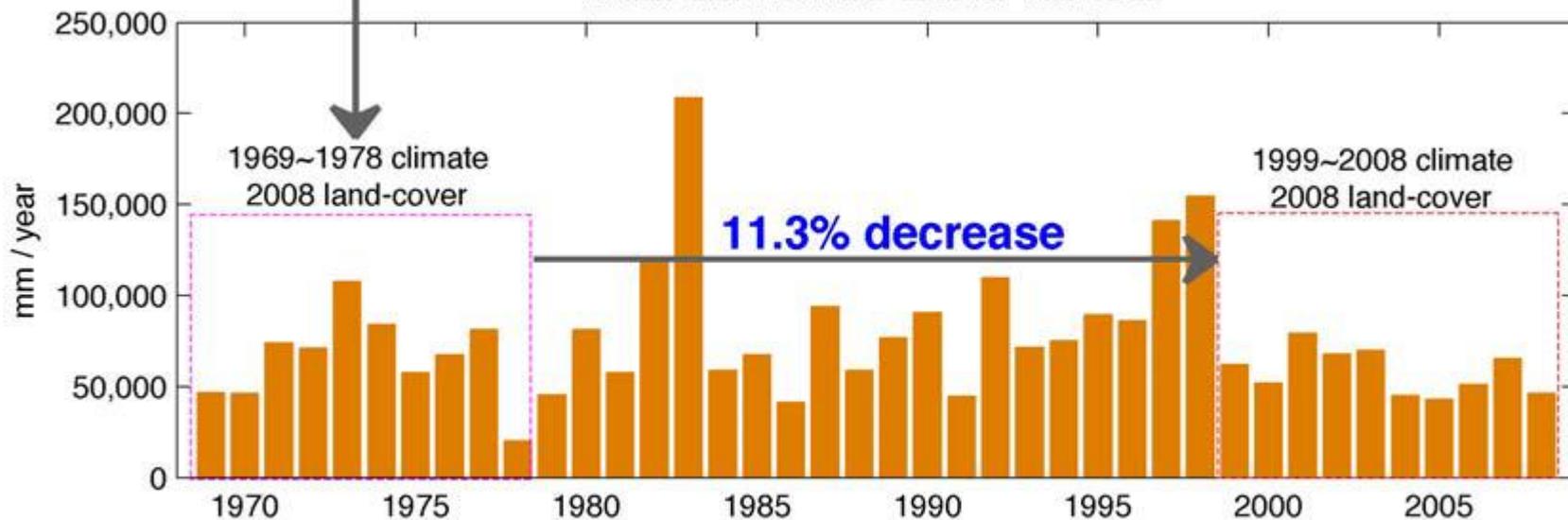
Livino, Angela, John Briscoe, Eunjee Lee, Paul Moorcroft, and Jerson Kelman. 2014. Climate change as a challenge to decision-makers in the management of the Brazilian hydropower Systems. *The International Journal on Hydropower and Dams*. 21(4):57-61.

Annual runoff with land-cover of Year 1970



24.4% increase

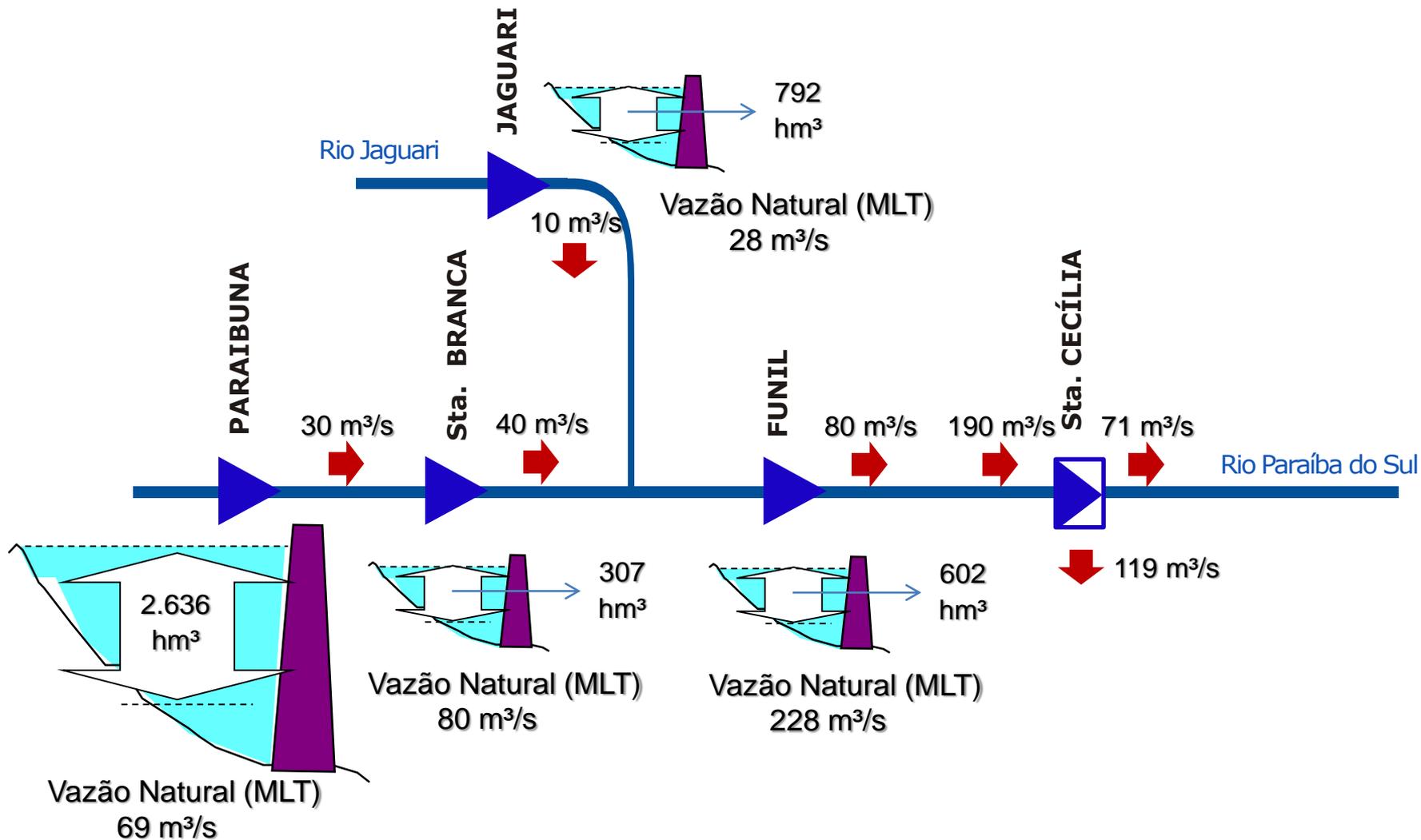
Annual runoff with land-cover of Year 2008



11.3% decrease

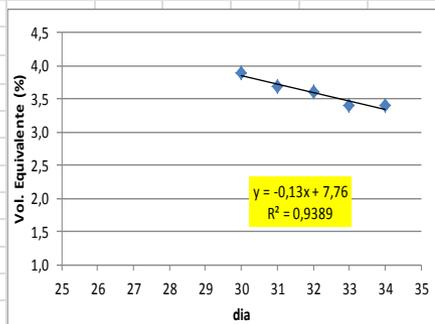
Year

Vazões Mínimas e Armazenamentos



Referência: Restrições de vazões mínimas estabelecidas na Resolução ANA nº 211, de maio/2013.

Volumes Equivalentes (%) Reservatórios Paraíba do Sul - 2003 e 2014		
data	ano 2014	ano 2003
31 de Janeiro	48,5	37,3
28 de Fevereiro	42,4	39,1
31 de Março	40,7	42,7
30 de Abril	39,2	39,3
13 de Maio	37,2	38,8
31 de Maio	33,9	36,1
08 de Junho	32,5	34,9
12 de junho	31,8	35,0
26 de junho	29,3	31,2
15 de julho	26,0	27,0
23 de julho	24,5	26,0
31 de julho	23,4	24,1
12 de agosto	21,4	22,7
20 de agosto	20,1	21,3
02 de setembro	17,8	19,2
11 de setembro	16,5	18,2
25 de setembro	13,7	16,6
06 de outubro	12,2	15,3
09 de outubro	11,5	14,4
14 de outubro	10,2	15,8
23 de outubro	8,3	15,8
26 de outubro	7,7	15,7
30 de outubro	7,0	16,1
02 de novembro	6,6	16,6
04 de novembro	6,2	17,1
05 de novembro	6,0	17,2
06 de novembro	5,9	17,3
09 de novembro	5,5	17,7
10 de novembro	5,3	17,7
11 de novembro	5,2	17,7
12 de novembro	5,0	17,6
13 de novembro	4,9	17,6
16 de novembro	5,0	17,5
17 de novembro	4,9	17,5
18 de novembro	4,8	17,5
19 de novembro	4,6	17,6
20 de novembro	4,4	17,6
23 de novembro	3,7	17,6
24 de novembro	3,6	17,5
25 de novembro	3,5	17,4
26 de novembro	3,5	17,5
27 de novembro	3,6	17,5
30 de novembro	3,9	17,7
01 de dezembro	3,7	17,9
02 de dezembro	3,6	18,0
3 de dezembro	3,4	18,2
4 de dezembro	3,4	18,3



Previsão Variação Vol. Equiv Se
não chover até 15/12/2014

data	x (dias)	y (VEq)
04/nov	4	6,2
05/nov	5	6,0
06/nov	6	5,9
09/nov	9	5,5
10/nov	10	5,3
11/nov	11	5,2
12/nov	12	5,0
13/nov	13	4,9
16/nov	16,0	5,0
17/nov	17,0	4,9
18/nov	18,0	4,8
19/nov	19,0	4,6
20/nov	20,0	4,4
23/nov	23,0	3,7
24/nov	24,0	3,6
25/nov	25,0	3,5
26/nov	26,0	3,5
27/nov	27,0	3,6
30/nov	30	3,9
01/dez	31	3,7
02/dez	32	3,6
03/dez	33	3,4
04/dez	34	3,4
05/dez	35	3,2
06/dez	36	3,1
07/dez	37	3,0
08/dez	38	2,8
09/dez	39	2,7
10/dez	40	2,6
11/dez	41	2,4

Dados Observados

Dados Correlacionados

Previsão se não chover

Permanência Hidrológica das Restrições de Vazão Mínima no período seco (Mai-Out)

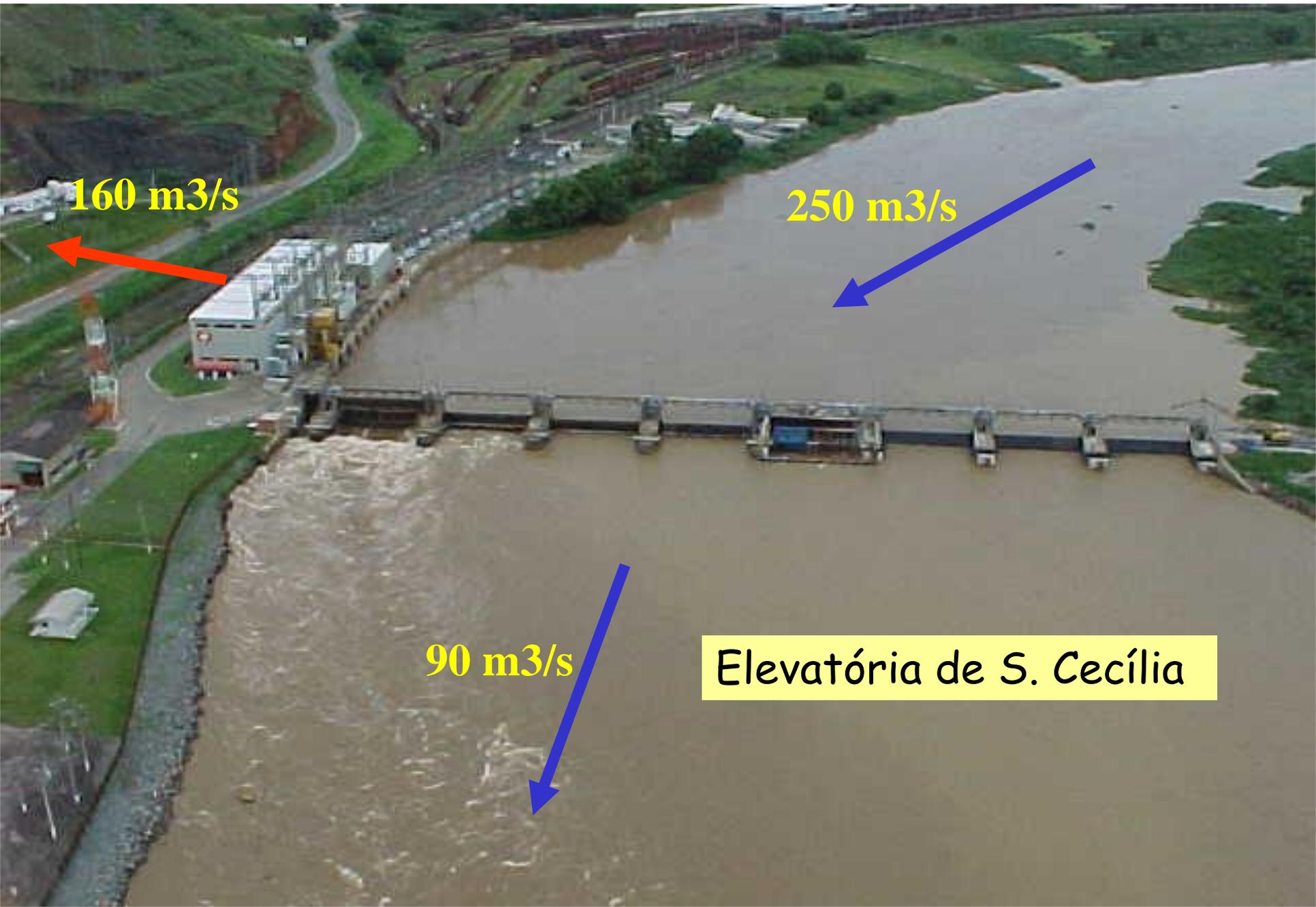
Ponto de Controle	Restrição de vazão mínima (m ³ /s)	Permanência da vazão mínima no histórico (%)	Regularização a montante (hm ³)	Atendimento da vazão mínima somente com a regularização (meses)
Paraibuna	30	93	2636	34
Sta. Branca	40	86	2943	28
Jaguari	10	96	792	31
Funil	80	94	4337	21
Sta. Cecília	190	38	4337	9



Representação Esquemática do Complexo Hidrelétrico do Paraíba do Sul/Lajes



BACIA DO RIO PARAÍBA DO SUL



160 m³/s

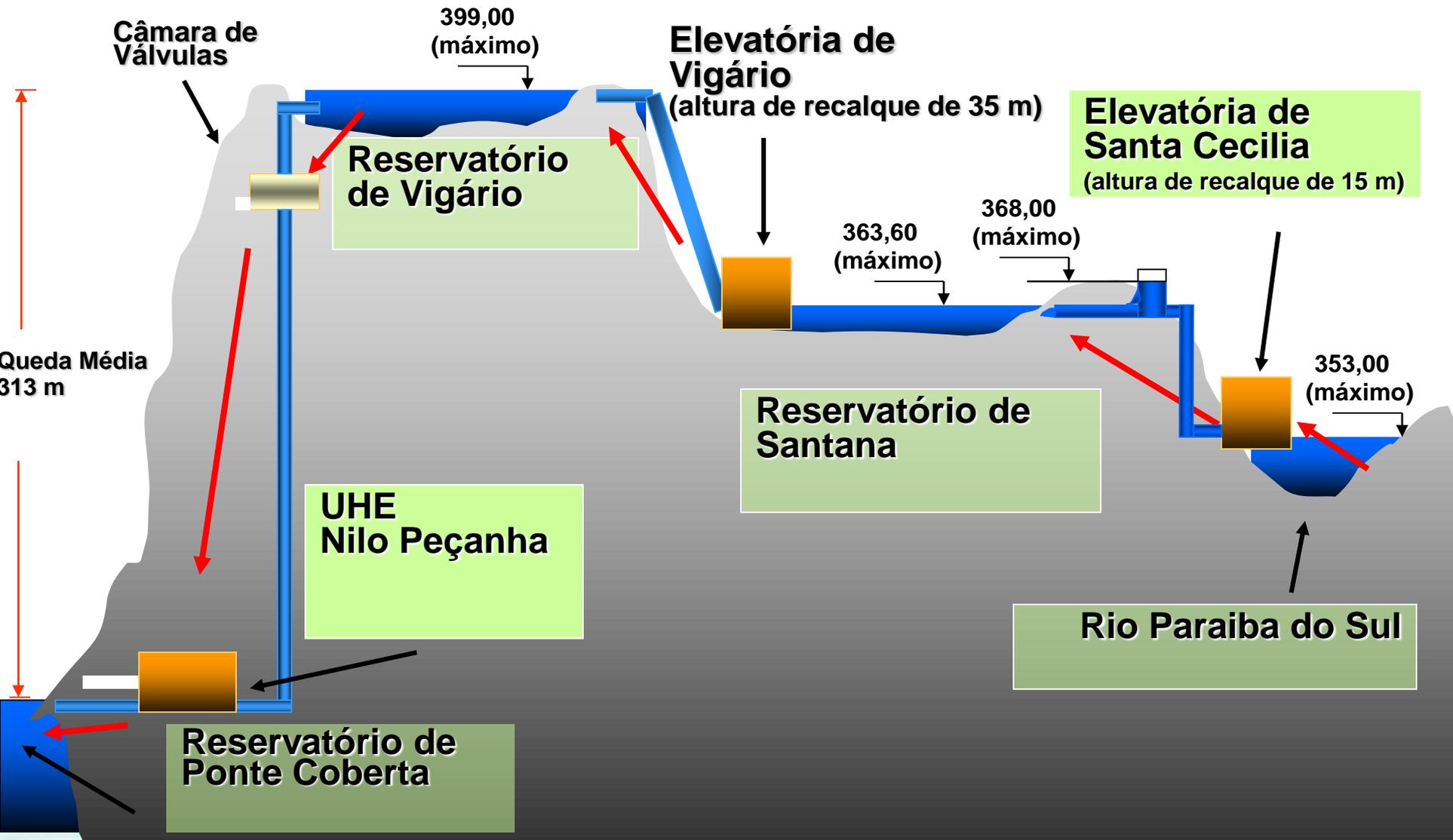
250 m³/s

90 m³/s

Elevatória de S. Cecília

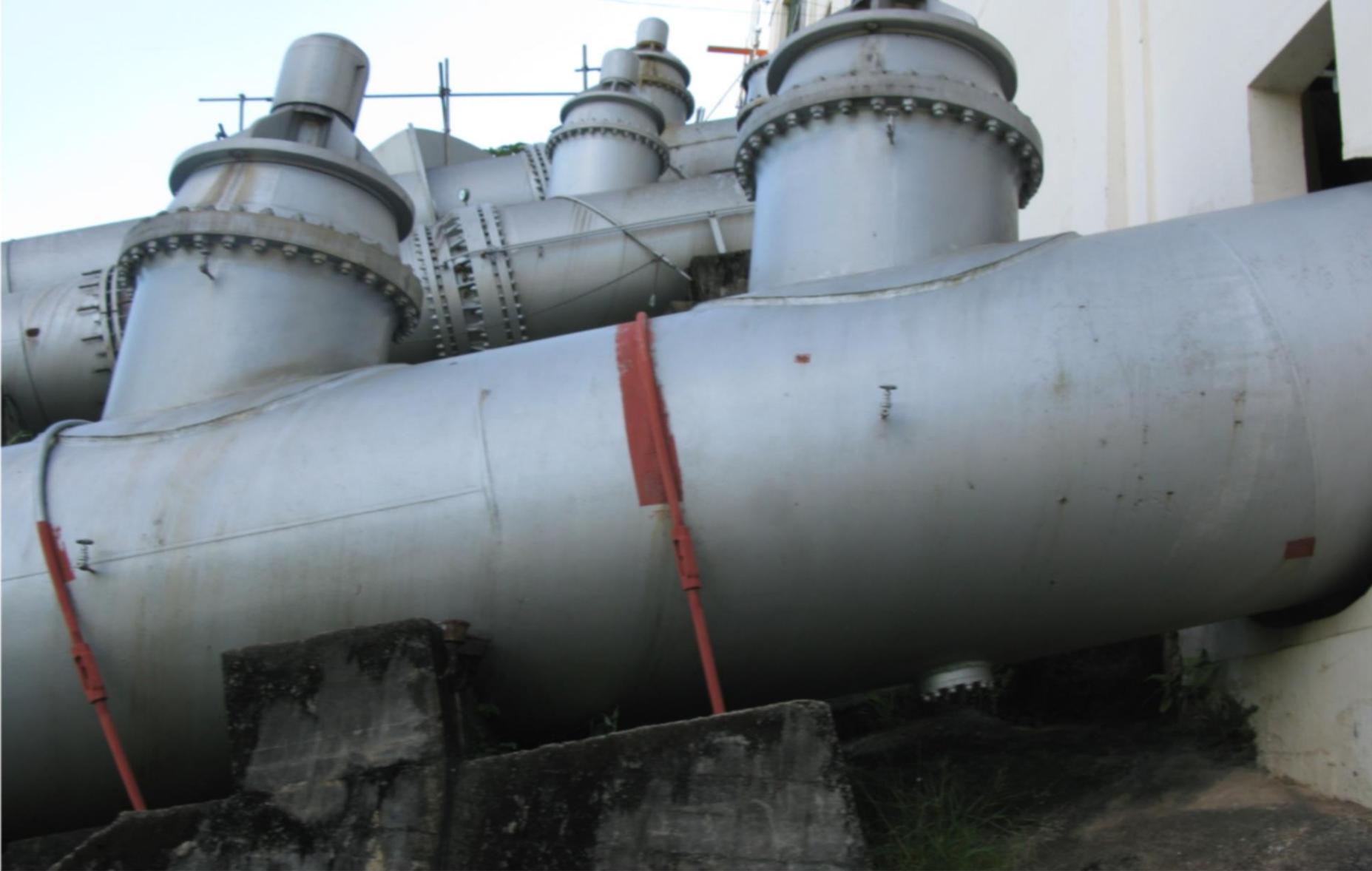
Usinas do Complexo de Lajes

Subsistema Paraíba - Piraí





Câmara de Válvulas



Casa de Válvulas



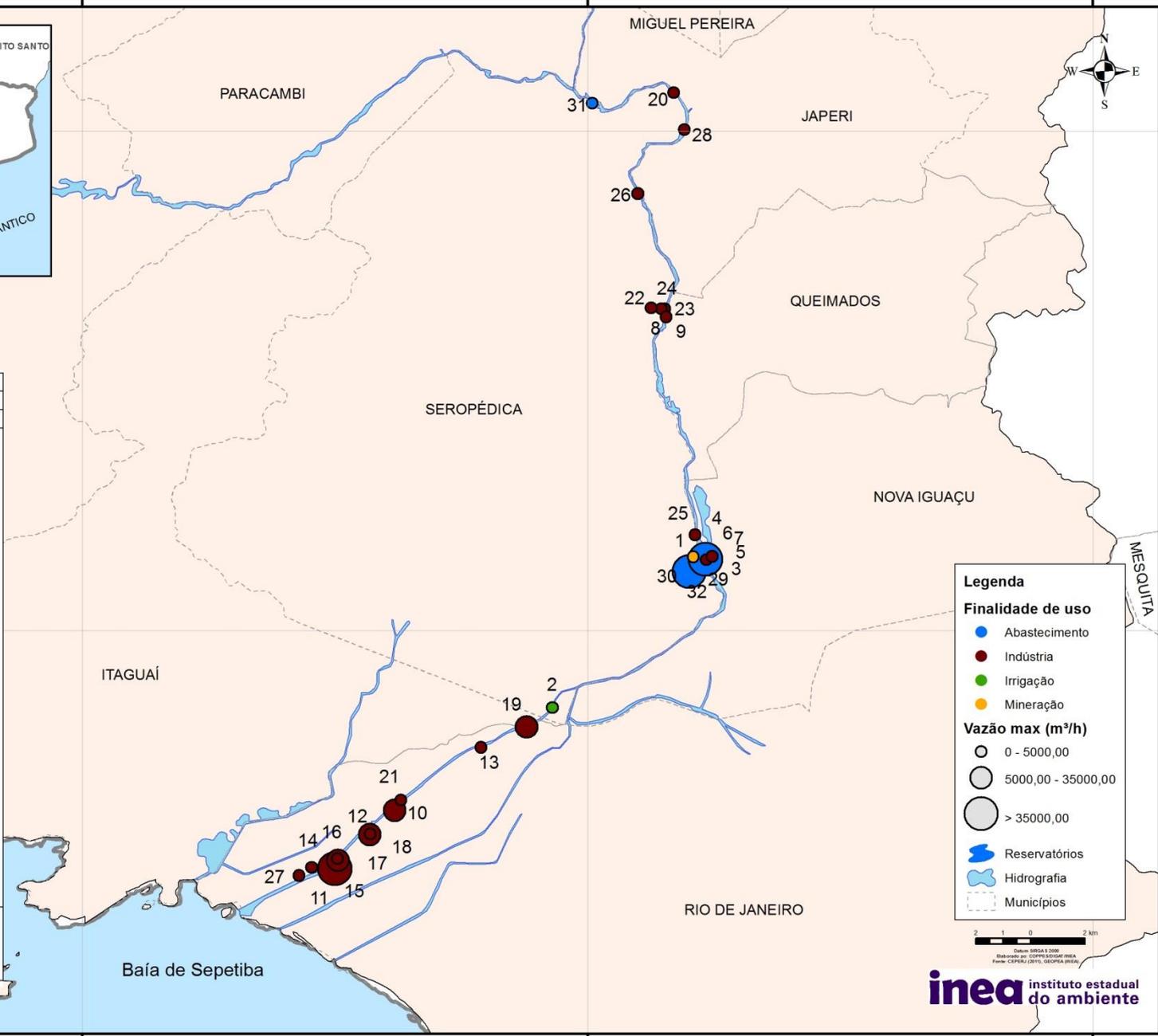
CASA DE VÁLVULAS



A UHE Fontes Velha, entrou em operação em 1908, tornando-se a maior usina do país.



Nome do Usuário	
1	Engelider Construtora e Mineradora Ltda.
2	Sergio Moitinho
3	Nitriflex S/A Indústria e Comércio
4	Lanxess Elastímeros do Brasil S/A
5	Petrobrás - Refinaria Duque de Caxias
6	Rio Polímeros S/A
7	UTE Termorio S/A
8	BAESA Participações Ltda.
9	Cervejaria Kaiser Brasil Ltda.
10	Companhia Siderúrgica Nacional
11	ThyssenKrupp CSA
12	ThyssenKrupp CSA
13	Genpower Termoeletricas e Participações S/A.
14	Linde Gases Ltda
15	Gerdau S/A
16	Gerdau Aços Longos S/A
17	ThyssenKrupp CSA
18	ThyssenKrupp CSA
19	PETRORIO - Petroquímica do Rio de Janeiro
20	Duke Energy 3 Brasil Ltda.
21	Fábrica Carioca de Catalisadores S/A
22	SFE - Sociedade Fluminense de Energia Ltda.
23	RJG Rio de Janeiro Generation Ltda
24	Petróleo Brasileiro S/A
25	Companhia de Bebidas das Américas
26	Coquepar S/A.
27	Furnas Centrais Elétricas S/A
28	Consorcio Arco do Rio
29	CEDAE
30	CEDAE
31	CEDAE
32	CEDAE



Legenda

Finalidade de uso

- Abastecimento (Blue circle)
- Indústria (Red circle)
- Irrigação (Green circle)
- Mineração (Yellow circle)

Vazão max (m³/h)

- 0 - 5000,00 (Small circle)
- 5000,00 - 35000,00 (Medium circle)
- > 35000,00 (Large circle)

Reservatórios (Blue wavy shape)

Hidrografia (Blue line)

Municípios (Dashed line)



Estação de Tratamento de Água do Guandu



**Inaugurada em 1955,
a Estação de
Tratamento de Água
do Guandu produz
hoje cerca de 48 mil
litros por segundo**

LAGOA X QUALIDADE DA ÁGUA BRUTA



- Oxigênio = zero
- Alcalinidade alta
- Matéria orgânica
- Poluentes químicos(CODIN)
- Proliferação de algas
- Vegetação flutuante
- Lixo proveniente dos rios

Agravantes: Chuva – Nível baixo na captação

LAGOA X RIO GUANDU

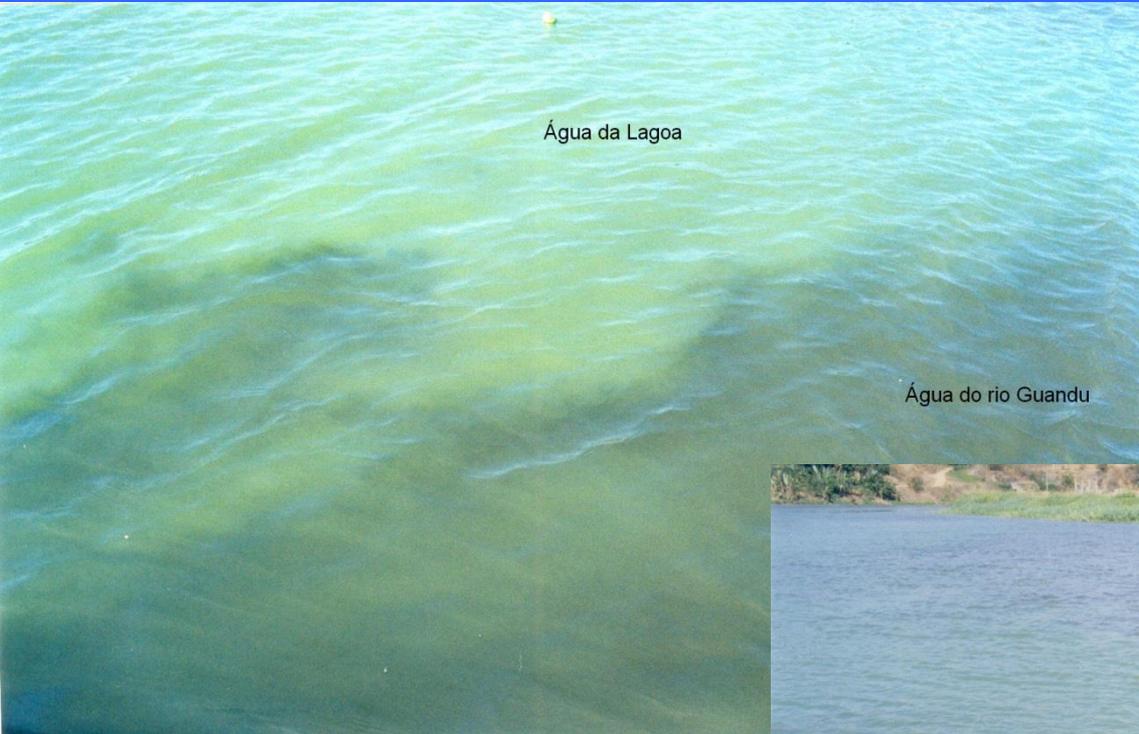


CAPTAÇÃO

RIO
GUANDU

LAGOA

DIA 04/AGO/2003 (SEGUNDA-FEIRA) COLORAÇÃO ESVERDEADA DA ÁGUA DA LAGOA



PROBLEMAS ENFRENTADOS ACUMULO DE VEGETAÇÃO FLUTUANTE



Ministério do Meio Ambiente (MMA)
Secretaria de Recursos Hídricos (SRH)
Subprograma de Desenvolvimento Sustentável dos Recursos Hídricos (PROAGUA)
Comitê para Integração da Bacia Hidrográfica do Rio Paraíba do Sul (CEIVAP)
Apoio: BIRD-UNESCO
Execução: Laboratório de Hidrologia – COPPE/UFRJ

Projeto PROAGUA – Fortalecimento Institucional, Fase III
Sistema de Gestão da Bacia do Rio Paraíba do Sul
Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica para
Desvio dos Rios dos Poços, Queimados e Ipiranga

GPS-RE-009-R0

Março de 2001

ANA - 2003

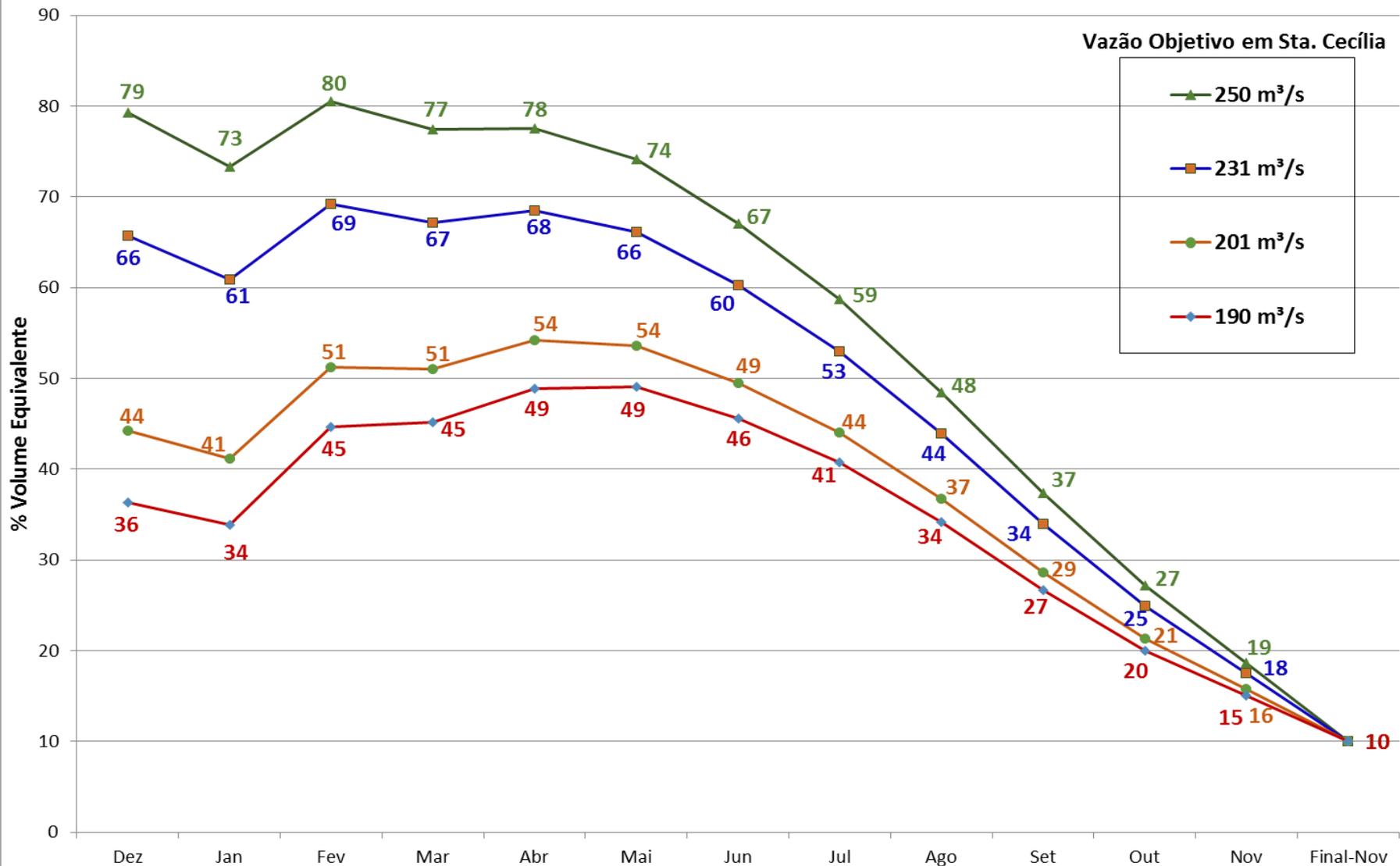
- 1) Identificação das tomadas de água para abastecimento de cidades que podem ficar inoperantes devido à diminuição do nível do rio e correspondente obras emergenciais de correção (Governo do Estado do Rio de Janeiro, Ministério da Integração Nacional – Defesa Civil e Ministério das Cidades).
- 2) Novas regras de operação dos reservatórios da bacia do Paraíba do Sul (ANA, ONS, Ministério de Minas e Energia e CEIVAP).
- 3) Obra de desvio do rio dos Poços, para diminuir a carga poluidora afluente à ETA Guandu com o objetivo de contrabalançar a diminuição do fluxo do Paraíba do Sul para o Guandu (Governo do Estado do Rio de Janeiro, Comitê do Guandu e Ministério da Integração Nacional).
- 4) Racionamento do uso da água para irrigação.

Balanço hídrico na Bacia do Rio Guandu, atual e futuro (2030)

Cenários PERHI	Disponibilidade Hídrica Q 95% (m³/s)	Consumos [diferença entre a captação e retorno] (m³/s)				Percentual de compromisso (%)	Saldo Hídrico (m³/s)
		Abastecimento Humano	Indústria / Mineração	Agropecuária	Total (considerando vazão ambiental de 25m³/s)		
Atual	129,3	41,05	29,08	0,02	95,16	73,6%	34,14
Otimista (2030)	129,3	48,08	42,25	0,03	115,36	89,2%	13,95
Factível (2030)	129,3	52,71	42,31	0,02	120,04	92,8%	9,28
Tendencial (2030)	129,3	58,47	38,93	0,02	122,42	94,7%	6,90
Tendencial (2030) + Reserva Hídrica ETA Guandu (CEDAE)	129,3	64,78	38,93	0,02	128,73	99,6%	0,57

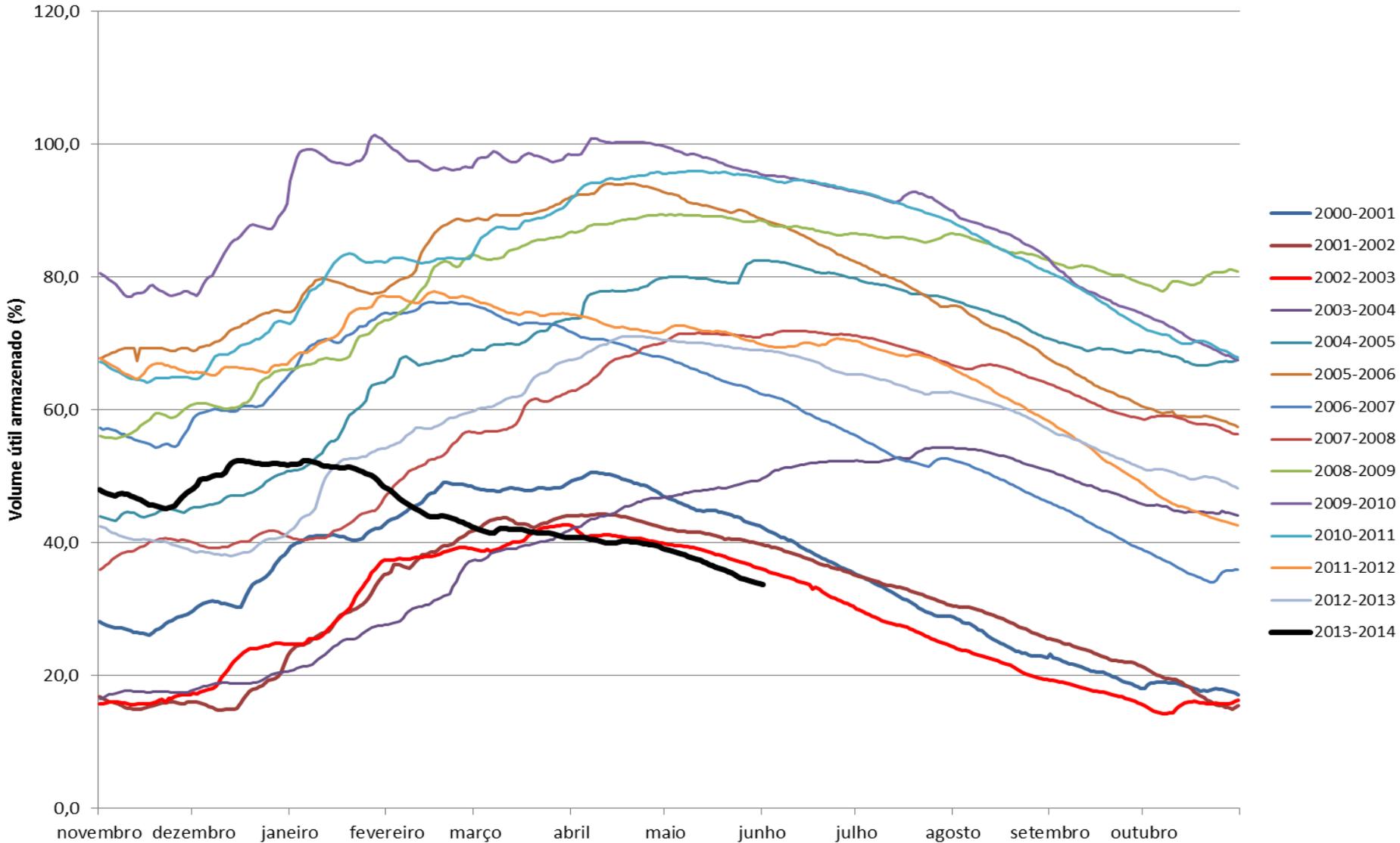
Curva de Segurança

Curva de Segurança de Armazenamento da Bacia do rio Paraíba do Sul

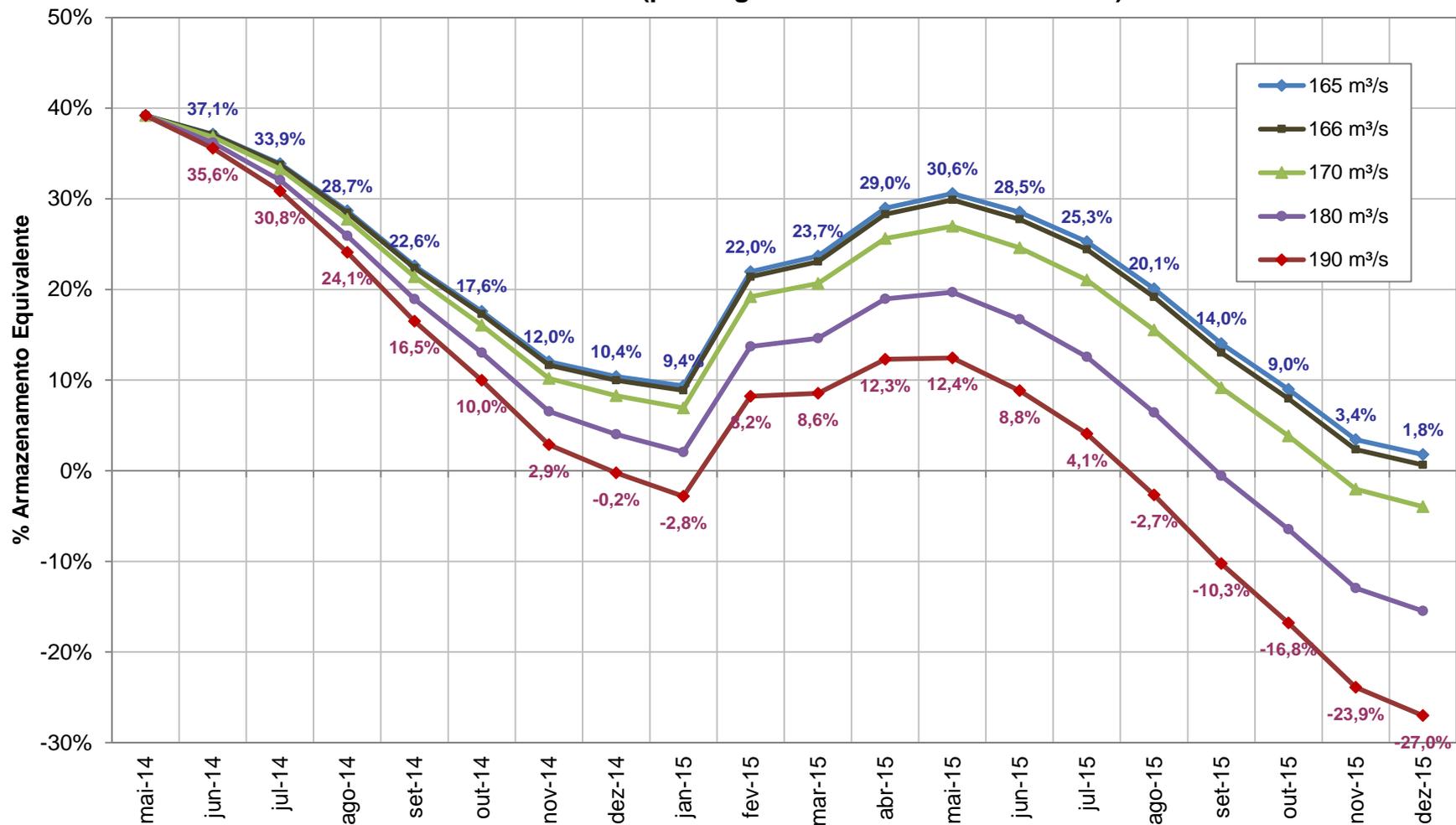


Evolução dos armazenamentos – 2000/2014

Armazenamento Sistema Equivalente - Bacia do rio Paraíba do Sul



**Simulação do armazenamento dos reservatório equivalente da Bacia do rio Paraíba do Sul -
Maio/14 a Novembro/15
Cenário II - verão 1954/1955 (pior registro histórico antes de 2014)**



A ANA tem a atribuição de definir e fiscalizar as condições de operação de reservatórios por agentes públicos e privados, visando a garantir o uso múltiplo dos recursos hídricos.

No caso de reservatórios de aproveitamentos hidrelétricos, tais definições serão efetuadas em articulação com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Lei nº 9.984/2000, art. 4º, inciso XII e § 3º).

Mananciais da RMSP



1. Cantareira
2. Alto Tietê
3. Rio Claro
4. Rio Grande
5. Guarapiranga
6. Alto Cotia
7. Baixo Cotia
8. Ribeirão Estiva

Área total: 5265 km²
Área Sabesp : 333 km²

TRANSPOSIÇÃO DA BACIA DO RIO PIRACICABA



SISTEMA CANTAREIRA



Produz 33.000 l/s e abastece 9 milhões de habitantes. Zonas norte, central, leste, oeste de SP e São Caetano do Sul.



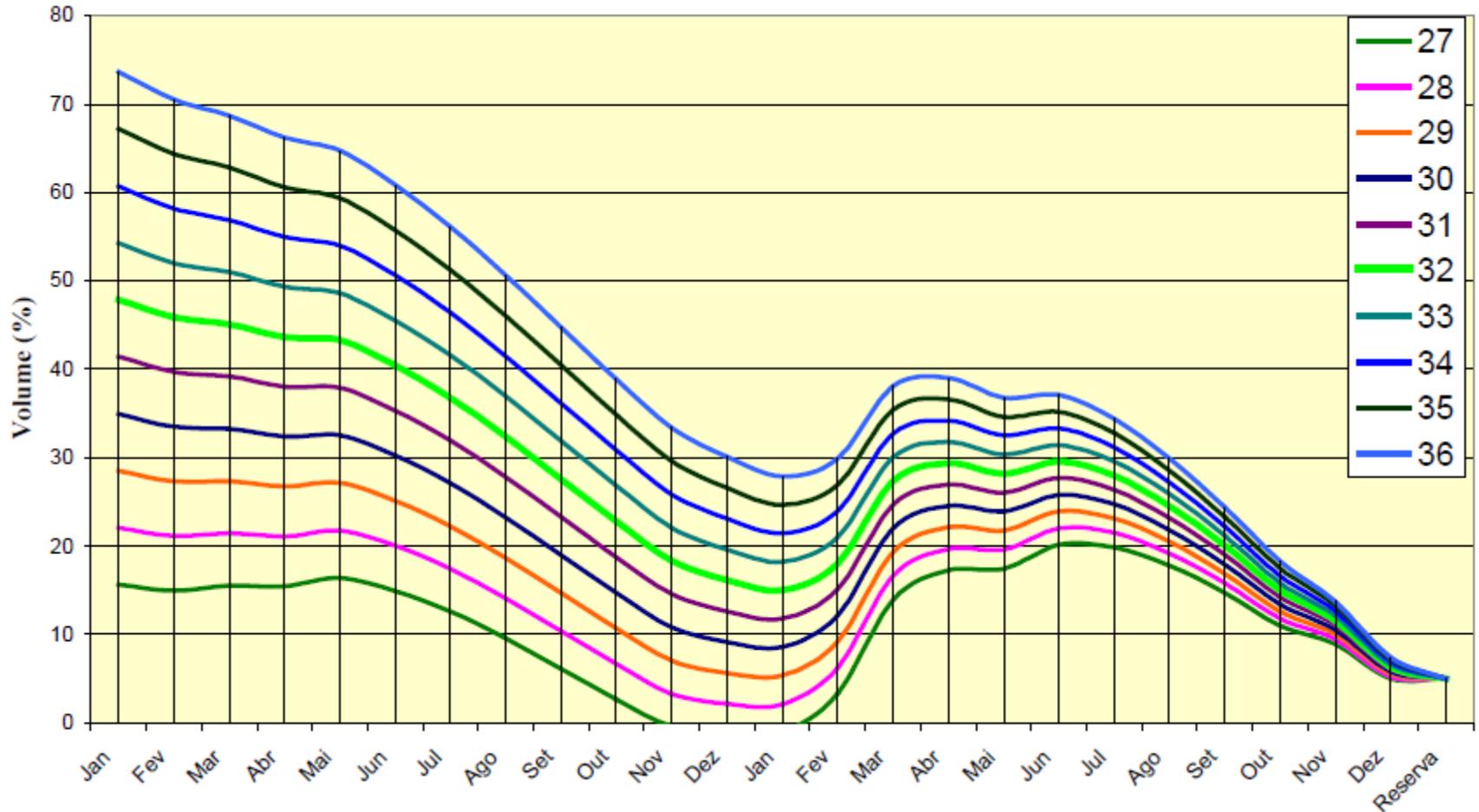
ETA GUARAÚ

Capacidade de produção: 33m³/s

ANA-DAEE renovam outorga do Cantareira (2004)

- (a) o máximo volume que pode ser retirado varia diretamente com o estoque de água no início do mês
- (b) a região doadora tem direito a $x\%$ do volume afluyente mensal e a receptora a $(100 - x)\%$
- (c) qualquer uma das regiões pode utilizar imediatamente sua cota mensal ou guardá-la nos reservatórios para uso futuro (“banco da água”)
- (d) a ANA e o DAEE contabilizam os volumes economizados e dão publicidade, por meio da Internet

Curvas de aversão ao Risco



$$Vol_{t-1} = Vol_t + (Q - Q_{af,t}) \cdot \Delta t$$

RESOLUÇÃO CONJUNTA ANA/DAEE Nº 428, DE 04 DE AGOSTO DE 2004 (6/11)

Art. 2º O limite de vazão de retirada de que trata o art. 1º será fracionado em duas parcelas, denominadas X_1 e X_2 , correspondentes respectivamente à região metropolitana de São Paulo e à Bacia do Rio Piracicaba, de tal forma que $X = X_1 + X_2$ e obedecerá a seguinte ordem de prioridade:

Usuário	Limite de vazão de retirada (m ³ /s)	Prioridade
Região Metropolitana primária	24,8	1
Bacia do Piracicaba primária	3,0	1
Região Metropolitana secundária	6,2	2
Bacia do Piracicaba secundária	2,0	2

Parágrafo único. No caso de não ser possível atender a soma dos valores com a mesma prioridade, o rateio será proporcional à participação de cada um no total referente à mesma prioridade.

RESOLUÇÃO CONJUNTA ANA/DAEE Nº 428, DE 04 DE AGOSTO DE 2004 (8/11)

ANEXO II

t = índice do mês
 Δt = número de segundos do mês
j = 1 índice que representa a Região Metropolitana de São Paulo
j = 2 índice que representa a Bacia do Piracicaba;
Q = vazão de retirada do sistema equivalente;
E = estado do sistema
X = limite de vazão de retirada obtida em função de E, através da tabela do Anexo I;
V = volume armazenado no sistema equivalente;
S = vertimento do sistema equivalente;

V_0 = volume inicial do sistema equivalente

$$Q_{j,1} \leq X_{j,1}$$

$$Z_{j,0} = 0$$

$$Z_{j,1} = (X_{j,1} - Q_{j,1})\Delta t$$

$$Q_{j,t} \leq X_{j,t} + Z_{j,t-1} / \Delta t$$

$$Z_{j,t} = \max[0; Z_{j,t-1} + (X_{j,t} - Q_{j,t} - S_{j,t})\Delta t]$$

$$V_t = \max\{0; \min[978,57 \cdot 10^6; V_{t-1} + (A_t - Q_t)\Delta t]\}$$

$$S_t = \max[0; V_{t-1} + (A_t - Q_t)\Delta t - 978,57 \cdot 10^6] / \Delta t$$

$$S_{j,t} = S_t \frac{Z_{j,t}}{Z_t}$$

$$E_t = \max\{0; [V_t - Z_t] / 978,57 \cdot 10^4\}$$

$$Z_t = Z_{1,t} + Z_{2,t}$$

$$Q_t = Q_{1,t} + Q_{2,t}$$



Cliente

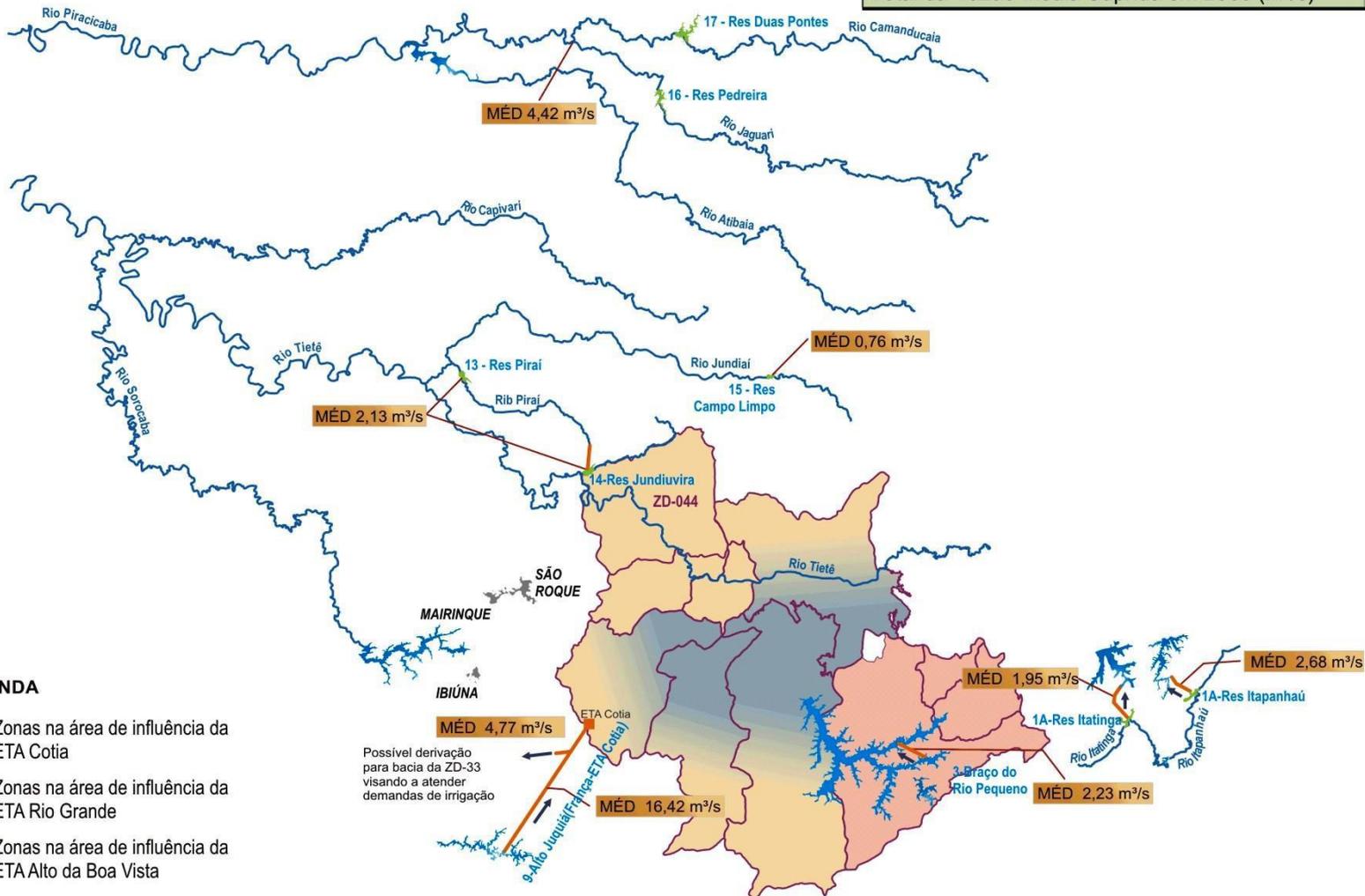
DAEE - DEPARTAMENTO DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA

Relatório Final – Volume I

Outubro 2013

Esquemas	Arranjo 1
1A - Itatinga – Itapanhaú	4,63
3 - Braço do Rio Pequeno -Billings	2,23
9 - Alto Juquiá (França - ETA Cotia)	16,42
13 - Barragem Pirai	1,33
14 - Barragem Jundiuvira - Pirai	0,80
15 - Barragem Campo Limpo	0,76
16, 17 - Barragens Pedreira e Duas Pontes	4,42
Total da Vazão Média Suprida em 2035 (m³/s)	30,59

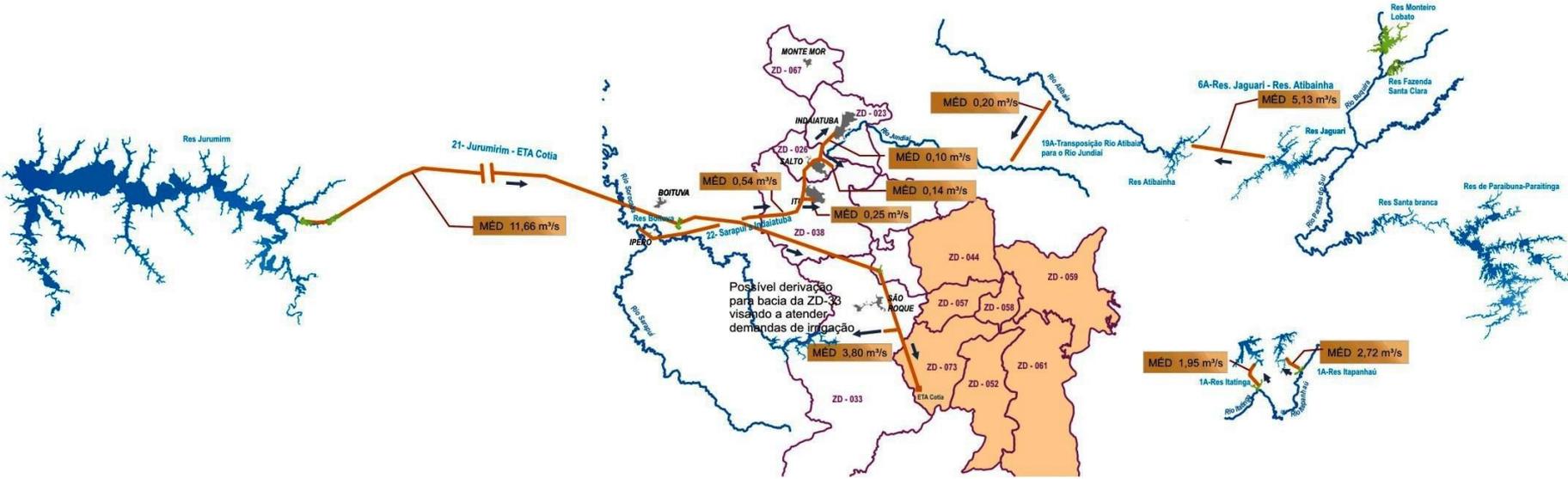
Arranjo 1: Ribeira de Iguape (Alto Juquiá); PCJ; Alto Tietê

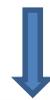


Arranjo 5: Paraíba do Sul; Vertente Marfítima; Médio Tietê / Alto Paranapanema

Esquemas	Arranjo 5
1A - Itatinga – Itapanhaú	4,67
6A - Jaguari – Atibainha	5,13
19A - Atibaia – Rio Jundiáí	0,20
21 – Jurumirim – ETA Cotia	11,66
22 - Sarapuí-Sorocaba – Salto – Reservatório Pirai - Indaiatuba	0,54
Total da Vazão Média Suprida em 2035 (m³/s)	22,20

LEGENDA
 Zonas na área de influência da ETA Cotia





**Tabela 7: Arranjos propostos
que não consideram captação de águas da Bacia do rio Paraíba do Sul**

Esquema	Arranjo 1		Arranjo 01 A		Arranjo 2		Arranjo 3		Arranjo 9	
	Q máx (m ³ /s)	Q med (m ³ /s)	Q máx (m ³ /s)	Q med (m ³ /s)	Q máx (m ³ /s)	Q med (m ³ /s)	Q máx (m ³ /s)	Q med (m ³ /s)	Q máx (m ³ /s)	Q med (m ³ /s)
1A - Itaitinga-Itapanhaú	4,90	4,63	4,90	4,63	4,90	4,58	4,90	4,59	4,90	4,57
3 - Braco do Rio Pequeno - Billings	3,50	2,23		2,23	3,00	2,14			3,50	1,15
9 - Alto Juquiá (França - ETA Cotia)	16,50	16,42								
10 - São Lorenzo (França - ETA Cotia)					4,70	4,70			4,70	4,70
12 - São Lourençinho - ETA Embu-Guaçu			16,50	16,42						
6A - Jaguari-Atibainha										
7A - Guararema-Biritiba										
13 - Barragem Pirai	*	2,13	*	2,13	*	1,33	*	1,33		1,23
14 - Barragem Jundiuvira					*	0,80				
15 Barragem Campo Limpo	*	0,76	*	0,76	*	0,76	*	0,76		
16 e 17 - Barragem Duas Pontes e Pedreira	*	4,42	*	4,42	*	4,63	*	3,17		4,72
23 - Barr. Pedreira a R. Atibaia - R. Jundiá e Indaiatuba									3,00	1,64
19 - Transposição do rio Atibaia p/ Capivari Mirim										
19A - Transposição do rio Atibaia p/ Rio Jundiá										
21 - Jurumirim - ETA Cotia					11,00	9,80	17,50	15,75	13,00	11,20
22 - Sarapuí-Sorocaba-Salto - Reservatório Pirai - Indaiatuba										
22A - Sarapuí-Sorocaba-Salto - Reservatório Pirai							0,65	0,26		
21 - Reservatório Cabreúva - Barueri										
Total	-	30,59	-	30,59	-	28,74	-	25,86		29,21

* Valores máximos de vazão indefinidos, ou limitados a respectiva vazão regularizada

Legenda: Esquemas que envolvem captação na bacia do rio Paraíba do Sul

Fonte: Plano Diretor de Aproveitamento de Recursos Hídricos para a Macrometrópole Paulista, 2013, adaptado.

Fonte INEA 2014

↓

Tabela 8: Arranjos propostos que consideram captação de águas da Bacia do rio Paraíba do Sul

Esquema	Arranjo 4		Arranjo 5		Arranjo 6		Arranjo 7		Arranjo 8	
	Q máx (m³/s)	Q med (m³/s)	Q máx (m³/s)	Q med (m³/s)						
1A - Itaitinga-Itapanhaú	4,90	4,46	4,90	4,67					4,90	4,56
3 - Braço do Rio Pequeno - Billings	3,50	2,23			3,00	2,27			3,50	1,19
9 - Alto Juquiá (França - ETA Cotia)					15,00	14,98			15,00	14,95
10 - São Lorenzo (França - ETA Cotia)	4,70	4,70								
6A - Jaguari-Atibainha	6,00	4,14	8,50	5,13	2,00	1,29	7,00	3,98	2,00	1,45
7A - Guararema-Biritiba					5,00	4,69	5,00	4,24		
13 - Barragem Pirai					*	1,33				1,23
14 - Barragem Jundiuvira - Pirai										
15 - Barragem Campo Limpo										
16 e 17 - Barragens Pedreira e Duas Pontes					*	4,47				4,71
19 - Transposição do rio Atibaia p/ Capivari Mirim						1,00				
19A - Transposição do rio Atibaia p/ Rio Jundiá	*	0,20	*	0,20	*	0,20	*	0,20		
23 - Barr. Pedreira a R. Atibaia - R. Jundiá e Indaiatuba									3,00	1,69
21 - Jurumirim - ETA Cotia	7,50	6,76	13,00	11,66			14,00	12,39		
22 - Sarapuí-Sorocaba-Salto - Reservatório Pirai - Indaiatuba	1,35	0,54	1,50	0,54			1,35	0,54		
22A - Sarapuí-Sorocaba-Salto - Reservatório Pirai										
21 - Reservatório Cabreúva - Barueri								incluso no 12,39		
Total	-	23,03		22,20	-	30,23	-	21,35		29,78

* Valores máximos de vazão indefinidos, ou limitados a respectiva vazão regularizada

Legenda: Esquemas que envolvem captação na bacia do rio Paraíba do Sul

Fonte: Plano Diretor de Aproveitamento de Recursos Hídricos para a Macrometrópole Paulista, 2013, adaptado.

Tabela 9: Hierarquização dos arranjos propostos pelo Plano Diretor de Aproveitamento de Recursos Hídricos para a Macrometrópole Paulista

Arranjo	Nota Final	Capta água na Bacia do Paraíba do Sul?	Custo Total	Energia		
			VLP R\$ $\times 10^6$	Perdas e ganhos energéticos (MW médio)	Perdas e ganhos energéticos (VLP R\$ $\times 10^6$)	Perdas e ganhos energéticos (VLP)/Custo Total
1	9,45	não	2.972,86	-55,54	102,15	3,32%
8	9,09	sim	3.217,04	-44,78	71,11	2,16%
6	8,83	sim	3.396,60	-42,73	63,86	1,85%
2	7,76	não	4.604,75	-34,61	34,97	0,75%
9	6,89	não	6.360,12	-33,21	31,78	0,50%
4	5,60	sim	4.743,54	-22,51	-2,93	-0,06%
5	5,13	sim	5.472,40	-2,56	6,69	0,12%
1A	4,83	não	5.075,30	27,24	-62,66	-1,25%
7	4,69	sim	6.544,94	-4,48	12,32	0,19%
3	4,60	não	7.121,66	-16,32	42,92	0,60%

Setor Elétrico



There is no word. Only a way.

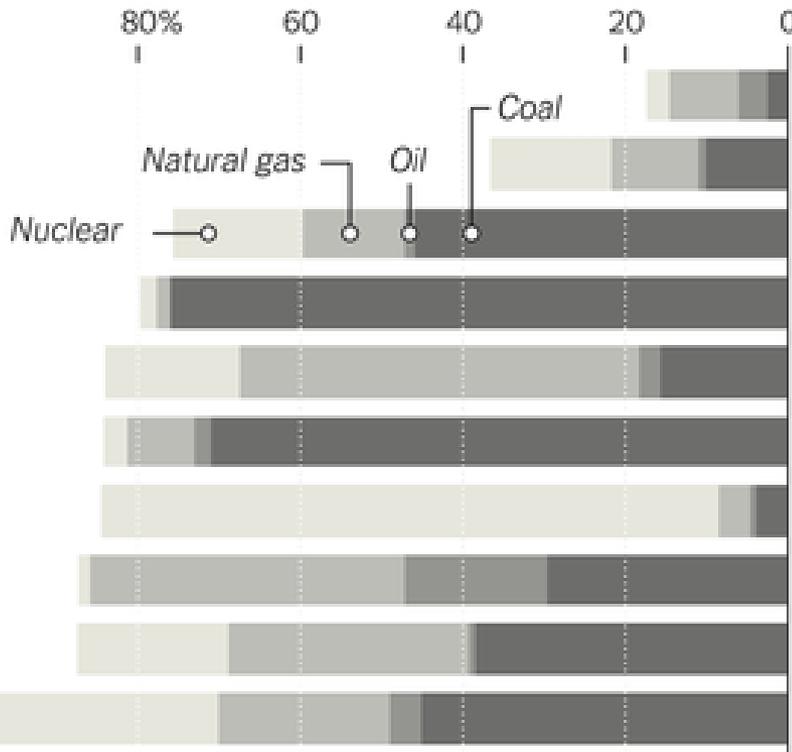
ENVIRONMENT | THE BIG FIX

116 COMMENTS

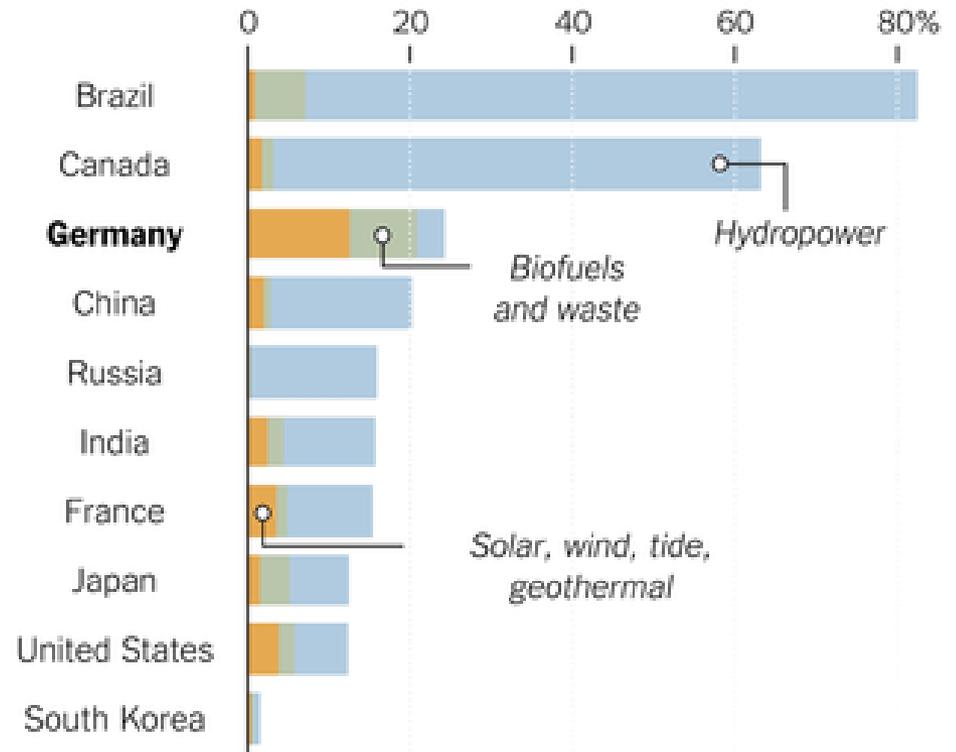
Sun and Wind Alter Global Landscape, Leaving Utilities Behind

By JUSTIN GILLIS SEPT. 13, 2014

Power generated from nuclear and fossil fuels



Power generated from renewable fuels



Custo do despacho flexível das térmicas (R\$ bilhões)

2011	2,4
2012	9,2
2013	17,0
2014 (até 14 out)	20,8
TOTAL	49,4

≈ R\$ 50 bilhões

Custo alocado aos consumidores e contribuintes (PSR)

Total 2013 & 2014

- ▶ Somando os 40,4 bilhões de 2014 aos 18,5 bilhões de 2013, chega-se a um total de **58,9** bilhões de reais para o biênio
 - Se permanecerem as regras atuais, os consumidores arcarão com 27,7 + 10 = **37,7** bilhões, e os contribuintes, com 12,7 + 8,5 = **21,2** bilhões

Apos o vencimento haverá multa de 2% e juros, cobrados e conta por ANEEL nº 456 de 29 de novembro de 2000 e Lei 10.762 de 11/11/2003)

Valor da Energia 1.235,59	Valor da Transmissão 114,79	Valor da Distribuição 114,79	Impostos Setoriais 354,47	Tributos 1.439,64	Total 3.986,83
Tarifas em R\$/KWh sem impostos:		0,27316			
		ICMS R\$	Total da Nota	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR R\$
Base de Cálculo		3.986,83		01/01/2015	50.000.000.000,00
Alíquota		30%			
Valor (já incluído no preço)		1.196,05			



≈ R\$ 60 bilhões

Infraestrutura Quatro usinas de médio porte, com 830 MW de capacidade, descumprem cronograma

Onda de atrasos se dissemina e afeta mais hidrelétricas

Daniel Rittner e Murilo Camaroto
De Brasília

A onda de atrasos na construção de usinas hidrelétricas não se restringe mais aos grandes projetos amazônicos. Empreendimentos de médio porte também começaram a apresentar sérios desvios de cronograma recentemente. O problema recai sobre os "culpados" de sempre: polêmicas em torno do licenciamento ambiental, embargos judiciais e até conflitos trabalhistas. Diante do acúmulo de imprevistos, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) já não conta mais com a entrada em operação de quatro usinas na data originalmente prevista em contrato: Colider (MT), Salto Apicacás (MT), Baixo Iguaçu (PR) e São Roque (SC).

Esse conjunto de hidrelétricas aumentará em 830 megawatts (MW) a capacidade instalada do parque gerador. Em determina-

As obras foram interrompidas há mais de quatro meses, o consórcio construtor dispensou quase todos os operários e não há perspectivas claras de quando os trabalhos poderão ser retomados.

Uma liminar do Tribunal Regional Federal (TRF) da 4ª Região cassou a licença ambiental de instalação do projeto, que havia sido dada pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), no dia 18 de junho. O argumento que embasou a suspensão foi o de que a licença não levou em conta uma lista de recomendações do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, órgão federal responsável pela administração do Parque Nacional do Iguaçu, que fica próximo de onde está sendo erguida a usina.

O empreendimento também encontra resistência da Unesco, que se posicionou de forma contrária à hidrelétrica. Em relatório, afirmou que sua aprovação pode

economia dos municípios no entorno da usina, bem como a paralisação das obras mitigatórias que estavam sendo pagas pela concessionária Neoenergia, tem provocado alarme na região. Em reunião organizada em agosto, pela Prefeitura de Capanema, empresários locais estimaram em R\$ 3,5 milhões o montante que deixou de circular após as demissões.

No caso da usina de Colider, que está sendo construída no rio Teles Pires, a Aneel já adiou de dezembro de 2014 para dezembro de 2015 sua previsão de acionamento das turbinas. "Estamos trabalhando firme para diminuir o descolamento do cronograma, mas a nossa estimativa também gira em torno de um ano de atraso", diz Sérgio Luiz Lamy, presidente da Copel Geração e Transmissão, concessionária da hidrelétrica. Ele afirma que, até o fim deste ano, apresentará um pedido de "excludente de responsabilidade" à Aneel. "No nosso



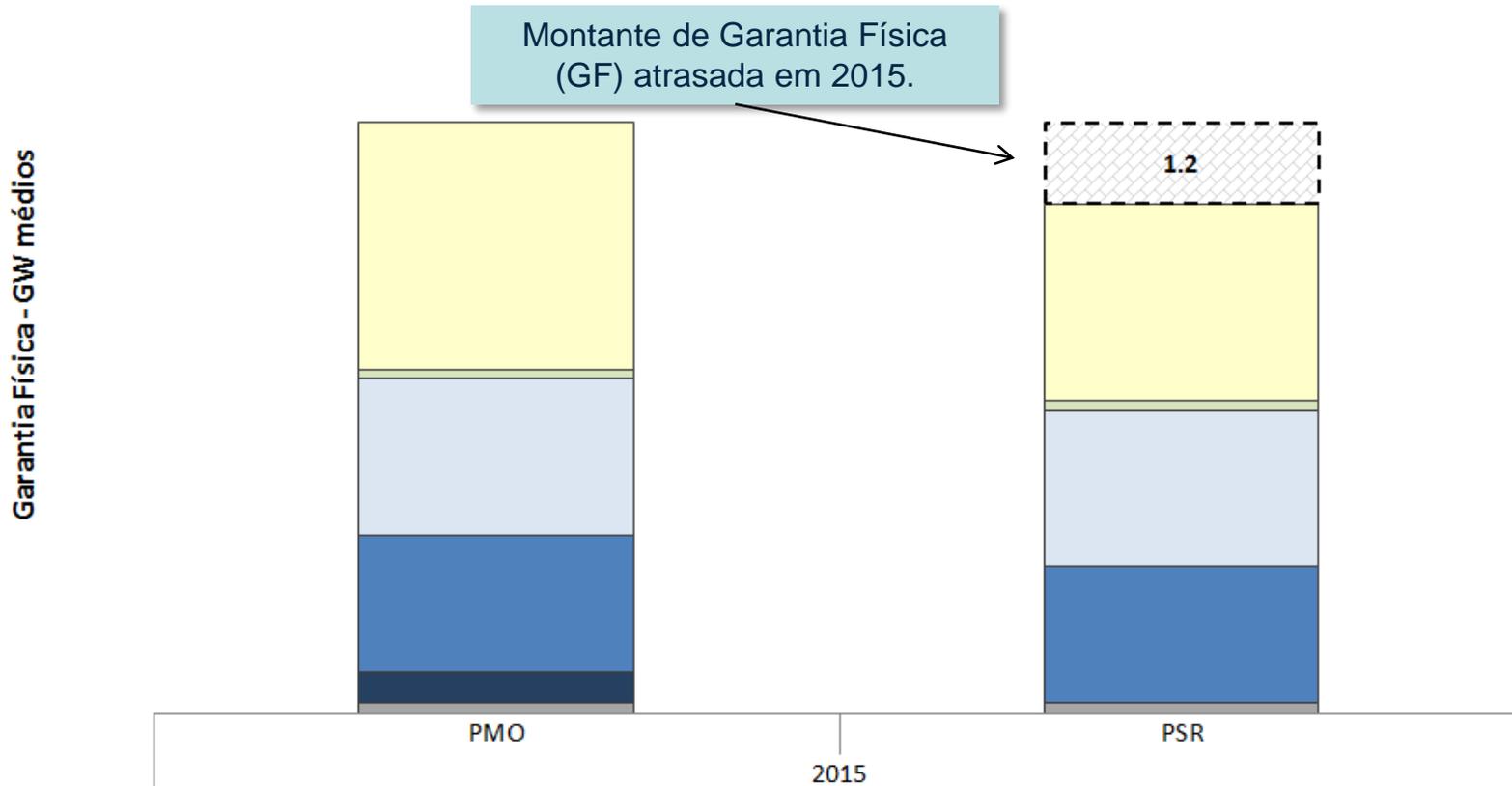
Obras da hidrelétrica Colider, no Mato Grosso: previsão de acionamento de turbinas adiada para dezembro de 2015

Na época, por causa da destruição, as frentes de trabalho foram reduzidas de 2,5 mil para 720 operários. "Isso afetou profundamente o ritmo das obras", lamenta Lamy. "Tivemos que reconstruir alojamentos e recontratar os trabalhadores. Todo esse processo, até retomarmos o ritmo anterior, durou perto de seis meses."

Outros dois projetos de médio porte entraram na lista de usinas atrasadas. A hidrelétrica de São Roque, com 135 MW, já extrapolou em seis meses a previsão de entrada em funcionamento e só deve ligar suas máquinas em julho de 2016. O empreendimento, no rio Canoas, é tocado pela De-

Polêmicas em torno do licenciamento ambiental, embargos judiciais, e conflitos trabalhistas: Baixo Iguaçu (350 MW), Colider (300 MW), São Roque (135 MW) e Salto Apicacás (45 MW)

Ajustes na oferta



■ Eólicas	3.6	2.9
■ Ferreira Gomes	0.1	0.1
■ Santo Antônio	2.3	2.3
■ Jirau	2.0	2.0
■ Teles Pires	0.5	0.0
■ Maua 3	0.2	0.2

Fonte: Relatório de fiscalização da ANEEL de setembro de 2014



“Cada proposta de composição da matriz deveria vir acompanhada de um conjunto de indicadores dos respectivos impactos econômicos, sociais e ambientais. Escolhida a matriz por uma instância política superior, as diferentes instituições do Poder Executivo teriam a responsabilidade coletiva de aprovar uma lista de empreendimentos compatível com os percentuais da matriz...”

Muito diferente da situação atual em que os empreendimentos de geração e de transmissão são licenciados ou discutidos na Justiça caso a caso, sem visão de conjunto”.

Matriz elétrica

A metodologia dos leilões para contratação de energia nova permite que usinas de diferentes naturezas concorram entre si. Ganha quem oferece o mais baixo ICB¹, em R\$/MWh. Em princípio, podem competir usinas com maior ou menor impacto social e ambiental, localizadas a maior ou menor distância dos centros de carga e “movidas” por diferentes fontes primárias (queda de água, vento, bagaço de cana, gás natural, carvão e óleo).

A ideia de comparar “bananas, peras e maçãs” com base numa única medida – o ICB – é atraente porque estimula a competição e a inovação, em benefício do consumidor. O procedimento alternativo – organizar leilões especializados, por fonte e região – precisaria ser precedido de uma discussão política para a escolha explícita da matriz elétrica (a% hidroelétrica, b% nuclear, c% eólica, d% bagaço de cana, e% solar, f% gás natural, g% carvão, h% óleo, i% resíduos urbanos, etc.). Naturalmente, um processo político dessa magnitude faria a alegria dos lobistas. Por isso, em 2003-2004 eu concordava que a melhor opção – embora não perfeita – seria a métrica única (ICB). Passados dez anos, já não tenho tanta certeza.

Primeiro, porque é realmente difícil condensar um vetor de atributos que caracteriza uma opção energética numa única medida (ICB) para comparação com as demais opções. Tanto é assim que os leilões mais re-

centes têm sido direcionados a fontes específicas.

Segundo, porque a experiência demonstra que o cálculo do ICB não é simples. No capítulo 7 do livro que escrevi ao sair da Aneel², trato de uma relevante inconsistência no procedimento para cálculo de ICB que fez com que em 2008 as térmicas com CVU elevado se tornassem artificialmente competitivas. Constatamos agora, em 2014, as consequências negativas dessa inconsistência.

Terceiro, porque o processo político não tem apenas defeitos; tem também qualidades. Por exemplo, configura uma oportunidade para que se defina de forma abrangente e integrada o que “pode ser feito” em termos de expansão da geração. Por esse caminho, cada proposta de composição da matriz deveria vir acompanhada de um conjunto de indicadores dos respectivos impactos econômicos, sociais e ambientais. Escolhida a matriz por uma instância política superior³, as diferentes instituições do Poder Executivo⁴ teriam a responsabilidade coletiva de aprovar uma lista de empreendimentos compatível com os percentuais da matriz. Seria muito diferente da situação atual, em que os empreendimentos de geração e de transmissão são licenciados ou discutidos na Justiça caso a caso, sem visão de conjunto.

Reconheço que seria arriscado deflagrar uma discussão sobre a matriz elétrica num ambiente em que a

democracia representativa tem sido frequentemente conspurcada por comportamentos não republicanos. Poderia resultar numa paralisante disputa político-fisiológica, com comprometimento do suprimento de energia elétrica. Por outro lado, a atual situação não é boa. Embora novas usinas e linhas estejam sendo construídas, tudo é extremamente penoso e desnecessariamente caro e confuso. Andamos a passo de tartaruga, com baixíssima produtividade. As autoridades que têm de decidir se um empreendimento pode ou não ser feito, tanto do Executivo quanto do Judiciário, podem dizer “não pode” sem o incômodo de ter de dizer “o que pode” e “como pode”. Se houvesse uma matriz previamente definida, assim como a responsabilidade legal de aprovação de um conjunto de obras compatível com a matriz, esse comportamento quase irresponsável teria de cessar. Penso que vale a pena tentar. Corre o risco de dar certo.

A coluna de Jerson Kelman é publicada a cada dois meses. E-mail: jerson@kelman.com.br

1 Índice de Custo Benefício. Embora a imprensa costume se referir ao ICB como o “preço da energia”, na realidade é uma medida que permite comparar o valor esperado do custo de uma nova unidade de energia assegurada, na ótica do consumidor.

2 Desafios do Regulador, Editora Synergia, 2009.

3 Talvez o próprio Congresso Nacional, por meio de uma lei, à semelhança da Lei de Diretrizes Orçamentárias.

4 MME, MMA, MPO, EPE, Aneel, ANA, Ibama, Funai, ICMBIO e IPHAN.

ANÁLISE GRÁFICA dos resultados da PCE

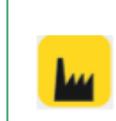
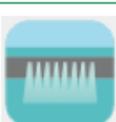
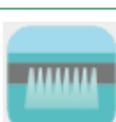
Composição das Matrizes

Emissões

Custos

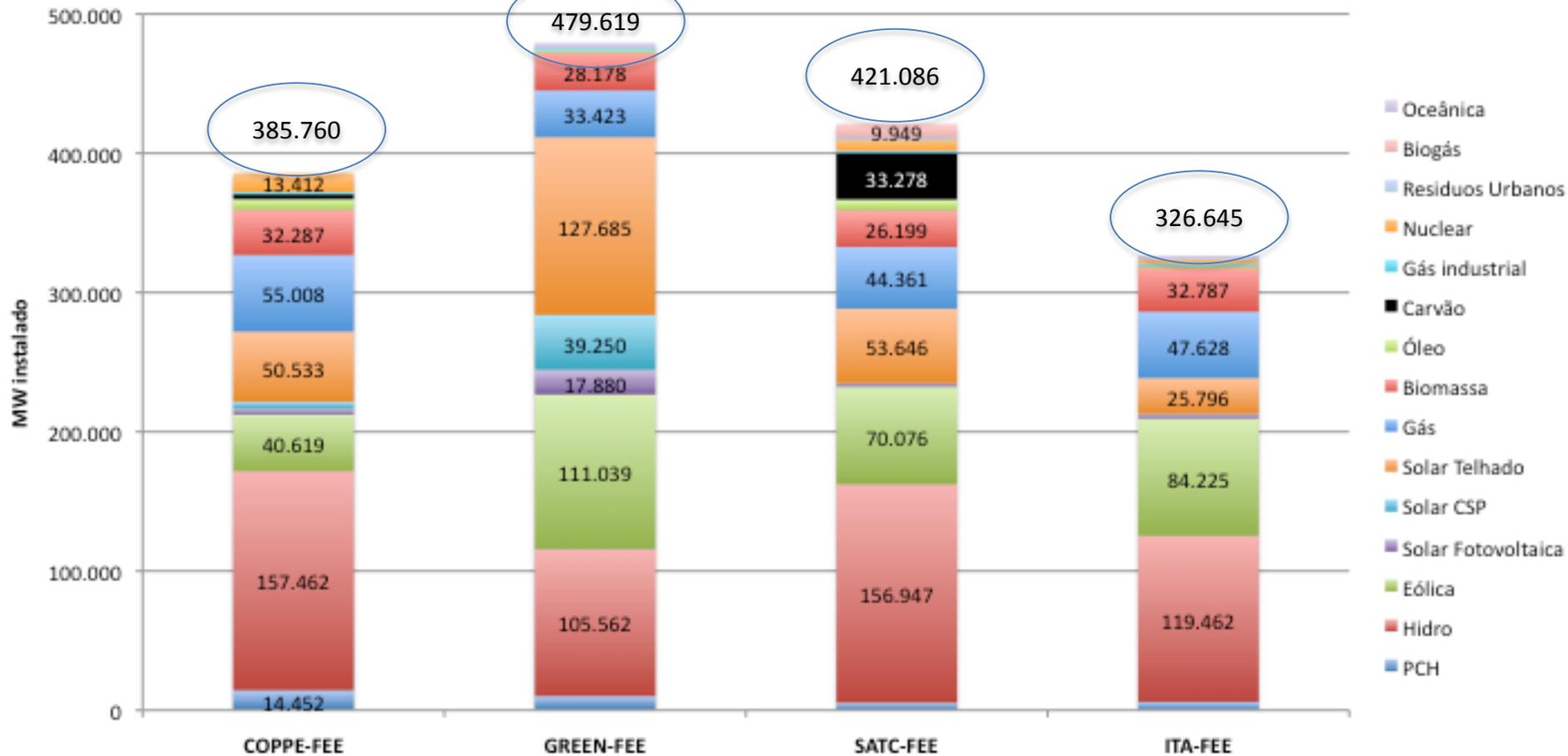
Composição das Matrizes em 2050, desagregando Solar Telhados das demais e Hidro de PCHs

Capacidade Instalada FEE 2050

Importância ->	1o	2o	3o	4o	5o	6o	7o	8o	9o	10o	11o	12o	13o
COPPE			 Solar Telhados										
Greenpeace	 Solar Telhados							 Oceânica					
SATC			 Solar Telhados				 Bio gás						 Resid Urbanos
ITA					 Solar Telhados					 Oceânica	 Resid Urbanos		
Brasil 2013	 Hidro	 Gás Natural	 Biomassa	 Term. Óleo	 PCH e CGH	 Térm. Carvão	 Eólica	 Nuclear	 Gás Industrial	 Solar Usina			

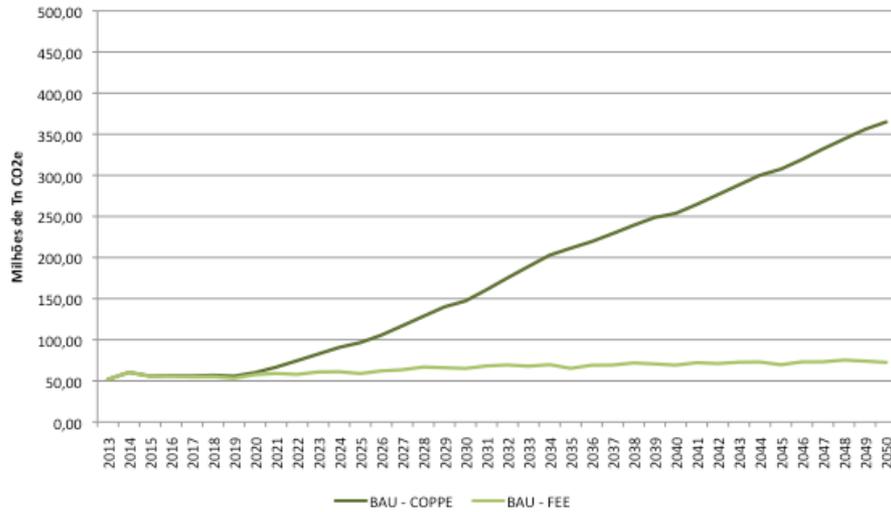
Composição das Matrizes em 2050

FEE - Composição da Matriz em 2050

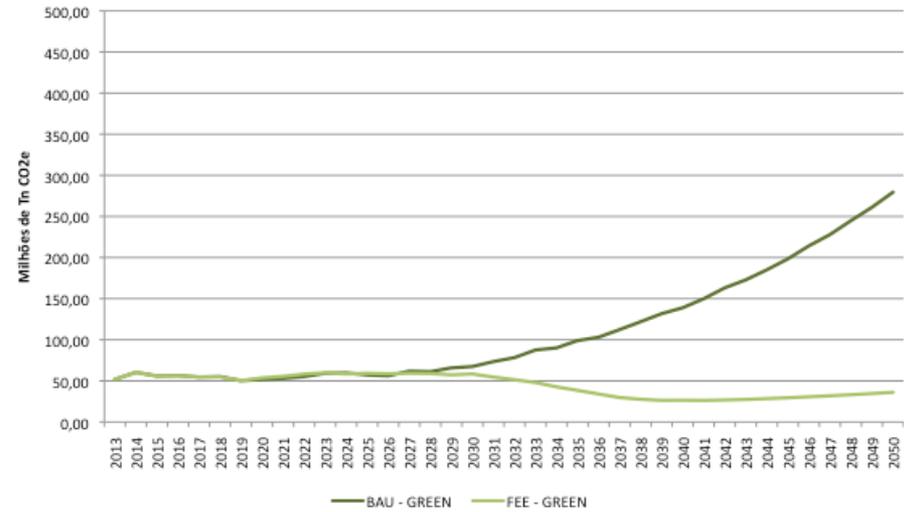


Emissões GEE

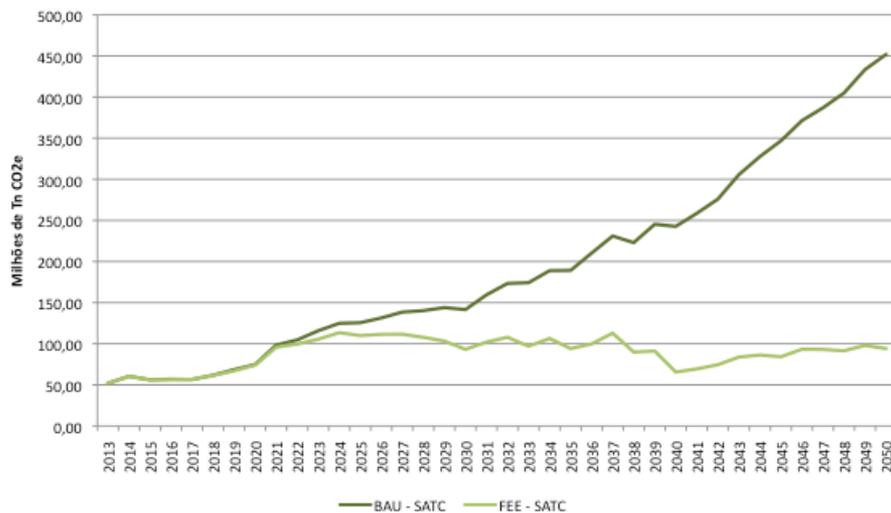
COPPE - Evolução das Emissões Totais (CO₂, CH₄ e N₂O)



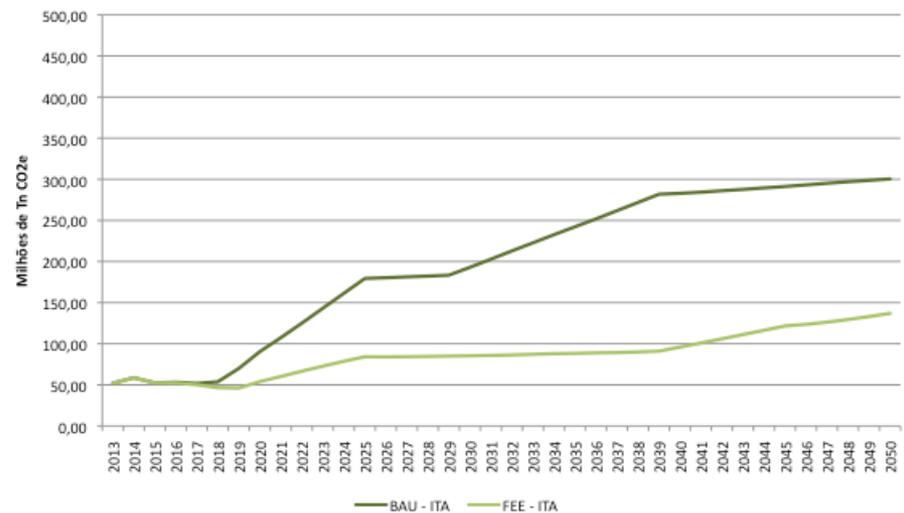
Greenpeace - Evolução das Emissões Totais (CO₂, CH₄ e N₂O)



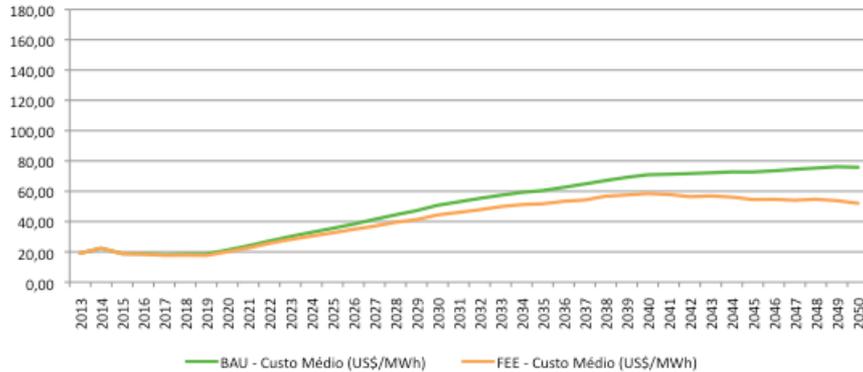
SATC - Evolução das Emissões Totais (CO₂, CH₄ e N₂O)



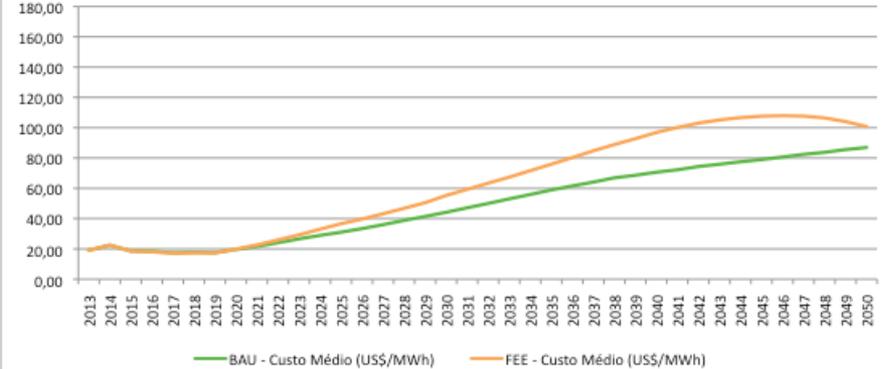
ITA - Evolução das Emissões Totais (CO₂, CH₄ e N₂O)



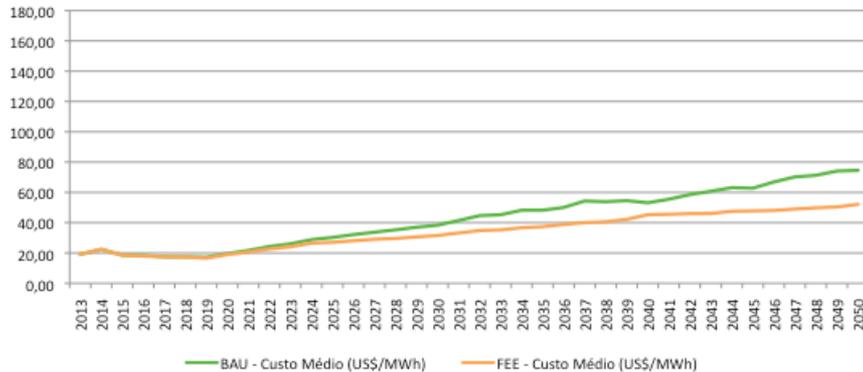
COPPE - Evolução do Custo Médio



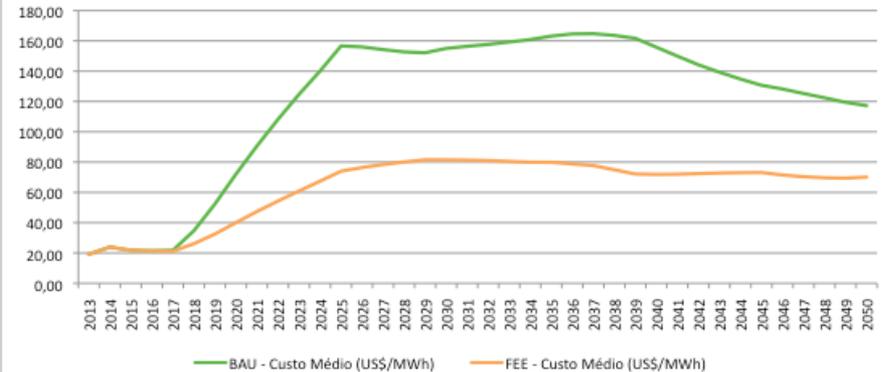
GREENPEACE - Evolução do Custo Médio



SATC - Evolução do Custo Médio



ITA - Evolução do Custo Médio

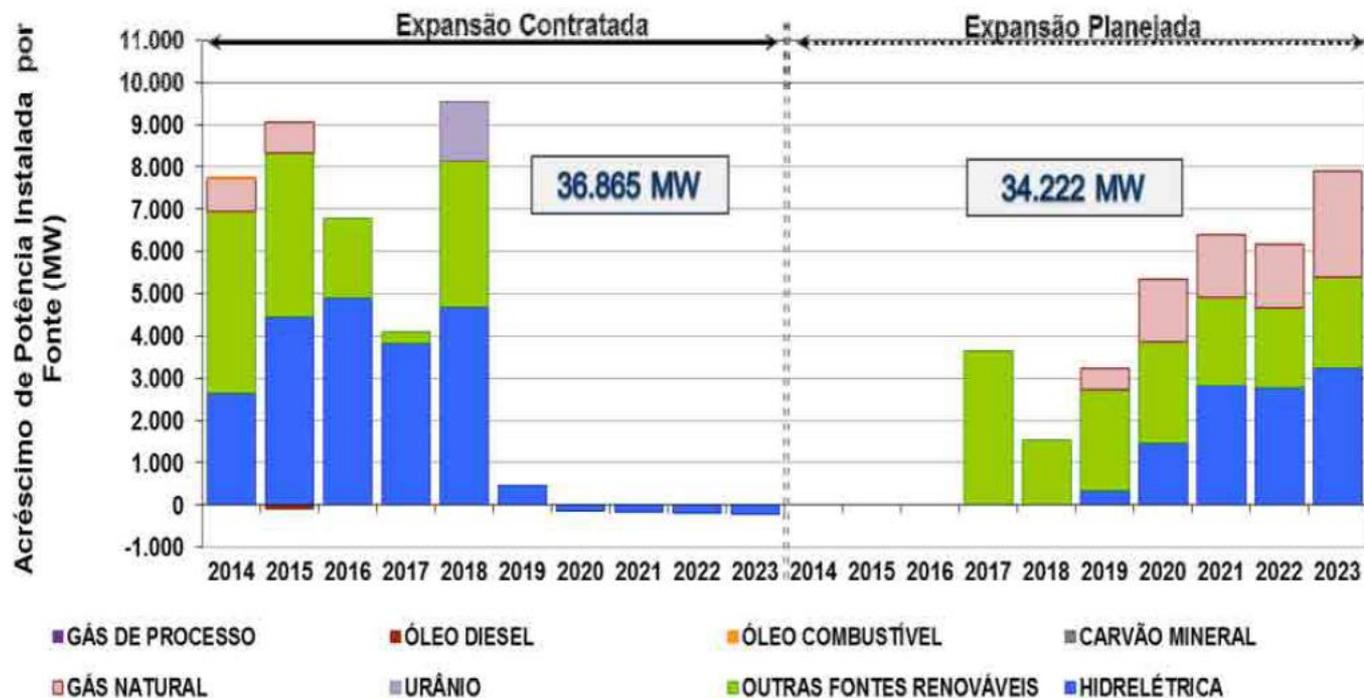


PDE 2023

“A principal diretriz deste Plano foi a priorização da participação dessas fontes renováveis para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal, compatibilizando esta participação com o atendimento à carga de forma segura e tendo em vista o compromisso brasileiro de manter seu crescimento econômico apoiado em uma matriz energética limpa”.

PDE 2023

Gráfico 31 – Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte



FONTE: EPE.

“A complementação dessa expansão, com termelétricas movidas a gás natural, depende da disponibilidade deste combustível... Caso este cenário não se configure, outras fontes (à exceção de óleo diesel e óleo combustível) constituirão alternativas de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados, dentre as quais destaca-se o **carvão**”.

Haverá disponibilidade de Gás Natural?

Do Pré-sal?

Incerto

De depósitos on shore, convencional ou shale?

Talvez, mas é preciso estimular a pesquisa. Talvez pudéssemos adotar modelo semelhante ao dos EUA (proprietários buscando gás em suas propriedades...)

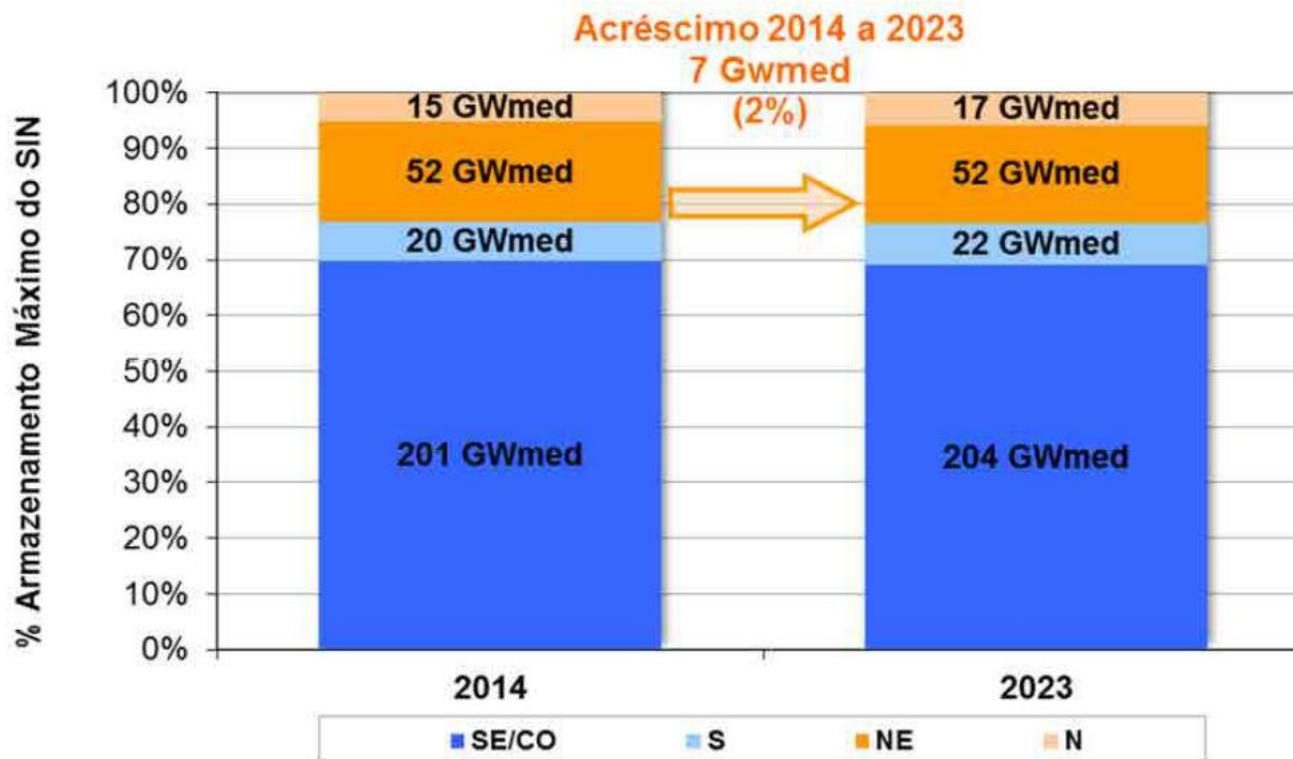
LNG?

Hoje o LNG chega na UTE a.....	US\$18/MMBtu
Térmicas do PPT pagam	US\$05/MMBtu
Se houvesse contrato firme de compra de gás, chegaria a...	US\$13/MMBtu
Para a térmica ser despachada na base, precisaria chegar a	US\$06/MMBtu

Conclusões

- 1) UTE a gás continuarão flexíveis; necessidade de um mercado consumidor complementar: GNV?
- 2) Dá para dispensar o carvão ou a nuclear?

PDE 2023



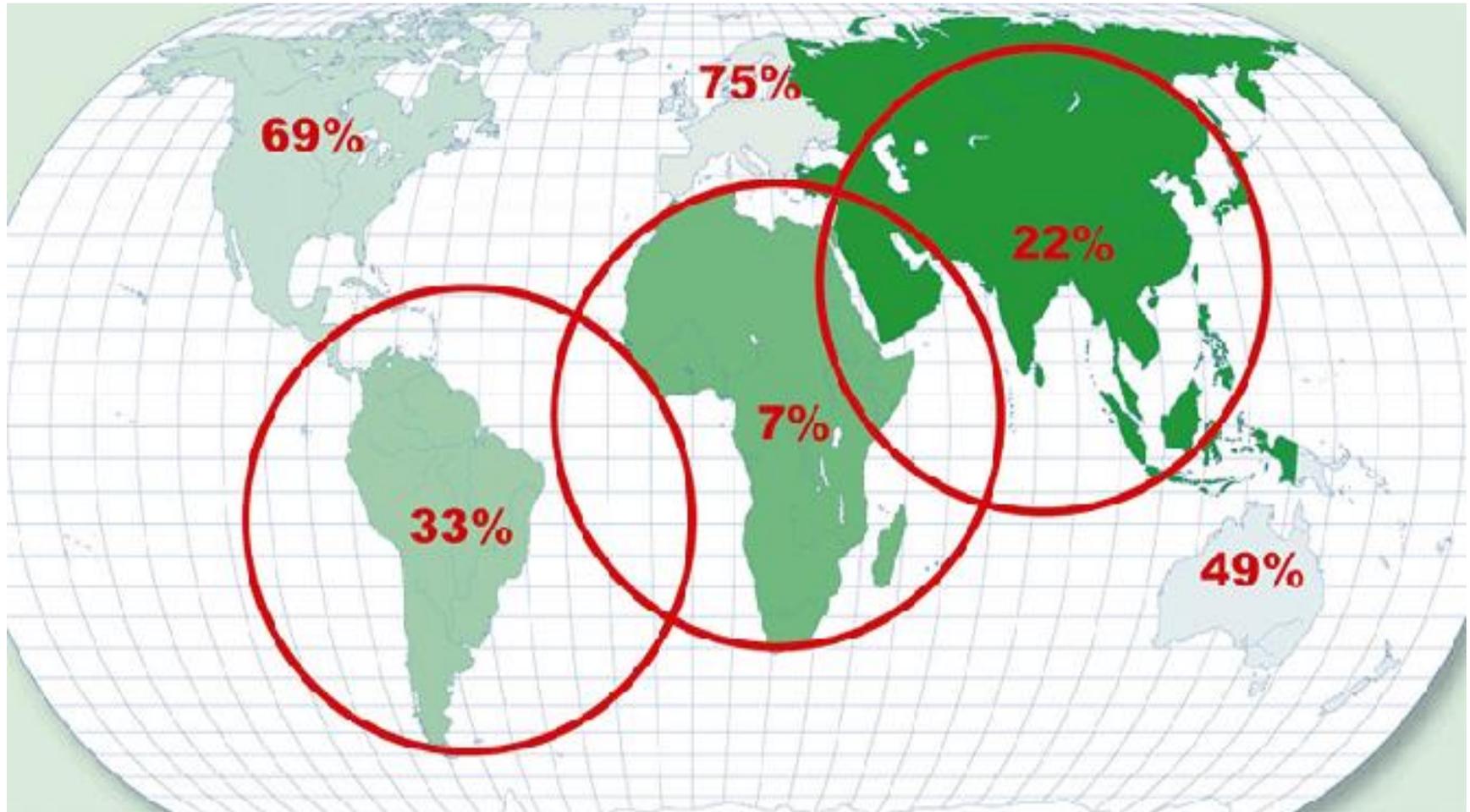
FONTE: EPE.

“Analisando a previsão de capacidade de armazenamento dos reservatórios ao final do ano de 2023, percebe-se que, em termos percentuais, a elevação de 2% é bem inferior ao aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétricas, de 36%...
... devido às dificuldades na obtenção de licenças ambientais, há indicação de apenas três usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação a montante”.

As novas usinas na Amazônia não têm reservatórios de regularização devido às condições topográficas desfavoráveis ou os projetistas estão adotando a autocensura com receio das restrições sócio-ambientais?



Share of hydropower potential that is developed



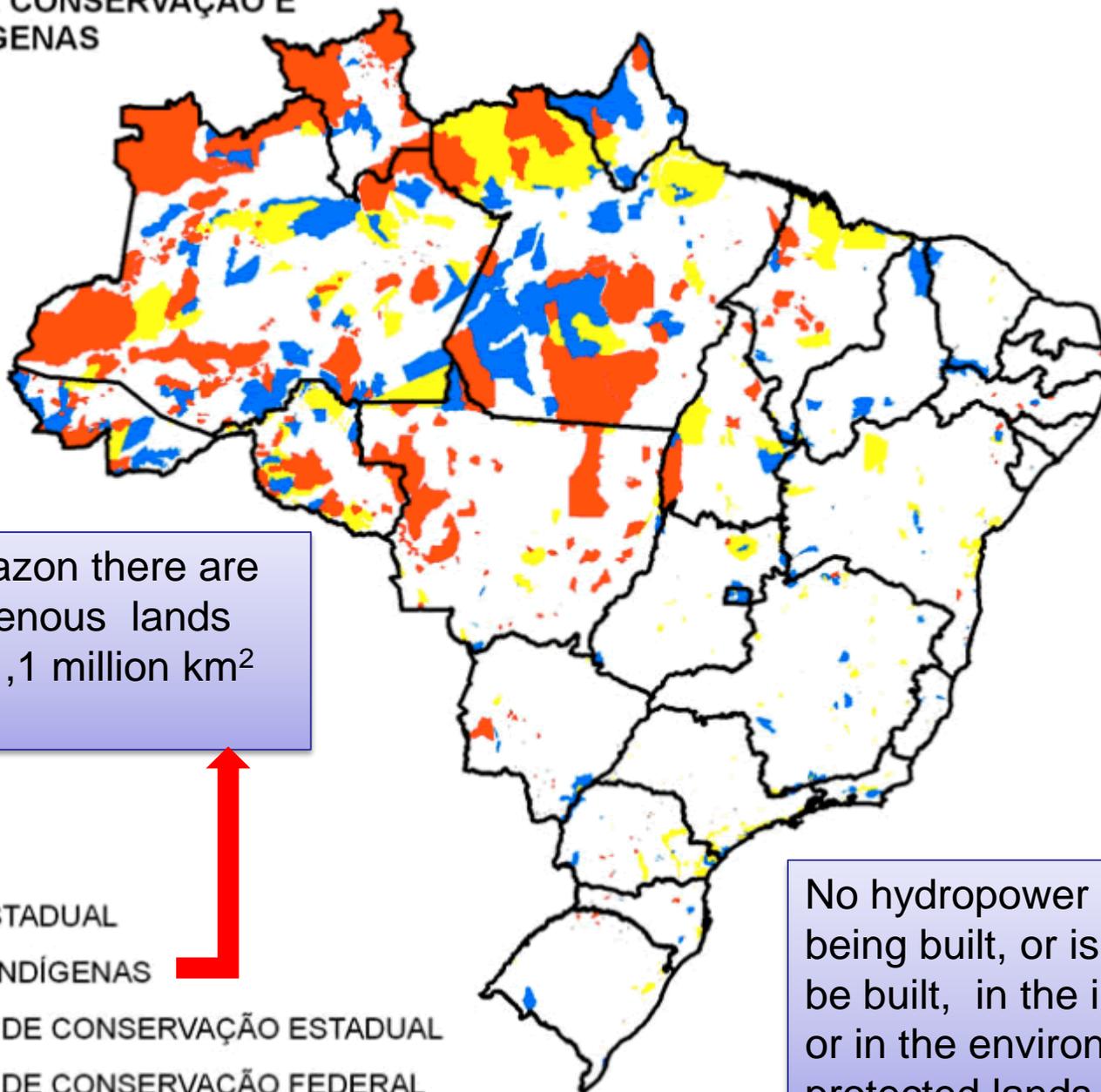
Source – Hydropower & Dams 2010 World Atlas & Industry Guide (IJHD, 2010)

UNIDADES DE CONSERVAÇÃO E TERRAS INDÍGENAS

Embrapa
Monitoramento por Satélite

Ministério da
Agricultura, Pecuária
e Abastecimento

BRASIL
UM PAÍS DE TODOS
GOVERNO FEDERAL



In the Amazon there are 414 indigenous lands covering 1,1 million km² (4 X UK)

Legenda

-  DIVISA ESTADUAL
-  TERRAS INDÍGENAS
-  UNIDADE DE CONSERVAÇÃO ESTADUAL
-  UNIDADE DE CONSERVAÇÃO FEDERAL

No hydropower plant is being built, or is planned to be built, in the indigenous or in the environmentally protected lands

“A Constituição veda a remoção compulsória dos grupos indígenas de suas terras (art. 231, § 5º). Nos outros casos [sem remoção], há obrigação de consulta à comunidade, devidamente acompanhada pela FUNAI (Lei 6001/1973)... Mas não há poder de veto.

Há que se buscar uma solução que garanta a participação da comunidade nos resultados da atividade econômica ...É o que vem sendo feito no Canadá.

Não é salutar para a democracia que o Governo internalize as contradições da sociedade. Em meus sonhos, os dirigentes de todas as instituições do Executivo são trancados numa sala e só saem quando aprovarem conjuntamente uma lista de empreendimentos para produzir e transportar a energia elétrica de que o país precisa nos próximos 10 anos”.



Usinas hidrelétricas e a questão indígena

A Constituição veda a remoção compulsória de grupos indígenas de suas terras (art. 231, § 5º). Esse conceito foi reafirmado pela subscrição do Brasil à Convenção 169 da Organização Internacional do Trabalho (Decreto 5.051/2004), que estabelece o direito de veto das comunidades indígenas à construção de hidrelétricas quando houver necessidade de reassentamento da comunidade. Nos outros casos há obrigação de consulta à comunidade, acompanhada pela Funai (Lei 6.001/1973), com transparência de informações, tempo suficiente para a compreensão dos temas debatidos e, acima de tudo, respeito à cultura e às tradições específicas da comunidade afetada.

Há que se buscar uma solução que garanta a participação da comunidade nos resultados da atividade econômica e que seja aprovada pelo Congresso Nacional, como previsto na Constituição (art. 231, § 3º). O propósito é assegurar melhoria na qualidade de vida da atual e das futuras gerações de indígenas, e na percepção deles próprios, não na nossa. É o que vem sendo feito no Canadá: os representantes da comunidade indígena Crees e o governo de Quebec assinaram acordos em 1975 e em 2002 para construção de novas usinas em troca de vultosas compensações, a serem desembolsadas não imediatamente, mas ao longo de 50 anos.

Mas – importante repetir –, se não houver reassentamento, não há poder de veto. Nesse caso, aplica-se

a regra válida para todos os brasileiros, de prevalência do interesse público sobre o particular.

Os isolacionistas dirão que se trata de um conflito entre o interesse público da comunidade indígena e o interesse particular do “empreendedor”. É uma visão limitada, porque não enxerga que disponibilizar energia elétrica para o desenvolvimento econômico e social de todos os brasileiros é também uma forma de atender, e muito, ao interesse público. Por isso, na maioria dos casos o “empreendedor” é o próprio governo, pelo menos na fase de estudos, quando ocorrem as negociações. Com uma visão mais abrangente seria possível utilizar potenciais hidráulicos em áreas hoje inacessíveis, com resultados benéficos tanto para as próprias comunidades indígenas quanto para o resto da sociedade.

No entanto, como o diabo mora nos detalhes, é preciso antecipar os próximos lances. Suponho que os que preferem manter os indígenas isolados dos malefícios de nossa civilização agirão para “plantar” indígenas nos locais onde se encontram potenciais hidráulicos. Talvez eu esteja vendo fantasmas, mas convém haver uma definição legal para o significado de “reassentamento de comunidade indígena”, a fim de evitar futuras discussões judiciais.

Um bom exemplo de interminável discussão é a Ação Civil Pública contra a construção de Belo Monte, impetrada em 2006 por Funai e Ministério Público, tendo o Ibama

como réu. Seria natural que visões conflitantes de duas instituições do Poder Executivo, Ibama e Funai, fossem resolvidas por processo administrativo interno do próprio Executivo. Mas, ao contrário, foram levadas para a Justiça. É como se o coronel, ao discordar da ordem do general de avançar pela esquerda, resolvesse não apenas avançar pela direita mas também bombardear as tropas do outro coronel que acatou as ordens do general.

Não é salutar para a democracia que o governo internalize as contradições da sociedade. Em meus sonhos, os dirigentes de todas as instituições do Executivo são trancados numa sala e só saem dela quando aprovarem conjuntamente uma lista de empreendimentos para produzir e transportar a energia elétrica de que o país precisa nos próximos dez anos.

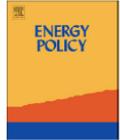
Como não é exequível que os milhares de procuradores e promotores que compõem o MP também fossem trancados nessa sala, tenho um segundo sonho: assim como alguns membros do MP defendem os supostos interesses dos indígenas de não se contaminarem com os males de nossa civilização, seria ótimo que outros se interessassem em defender a empregabilidade e boa qualidade de vida para todos os brasileiros. São interesses difusos da sociedade que só se materializam com energia elétrica.

A coluna de Jerson Kelman é publicada a cada dois meses. E-mail: jerson@kelman.com.br



Contents lists available at ScienceDirect

Energy Policy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/enpol

Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development[☆]

Atif Ansar^{a,b,*}, Bent Flyvbjerg^b, Alexander Budzier^b, Daniel Lunn^c

^a Blavatnik School of Government, University of Oxford, Oxford OX1 4JL, UK

^b Saïd Business School, University of Oxford, Oxford OX1 1HP, UK

^c Department of Statistics, University of Oxford, Oxford OX1 3GT, UK

HIGHLIGHTS

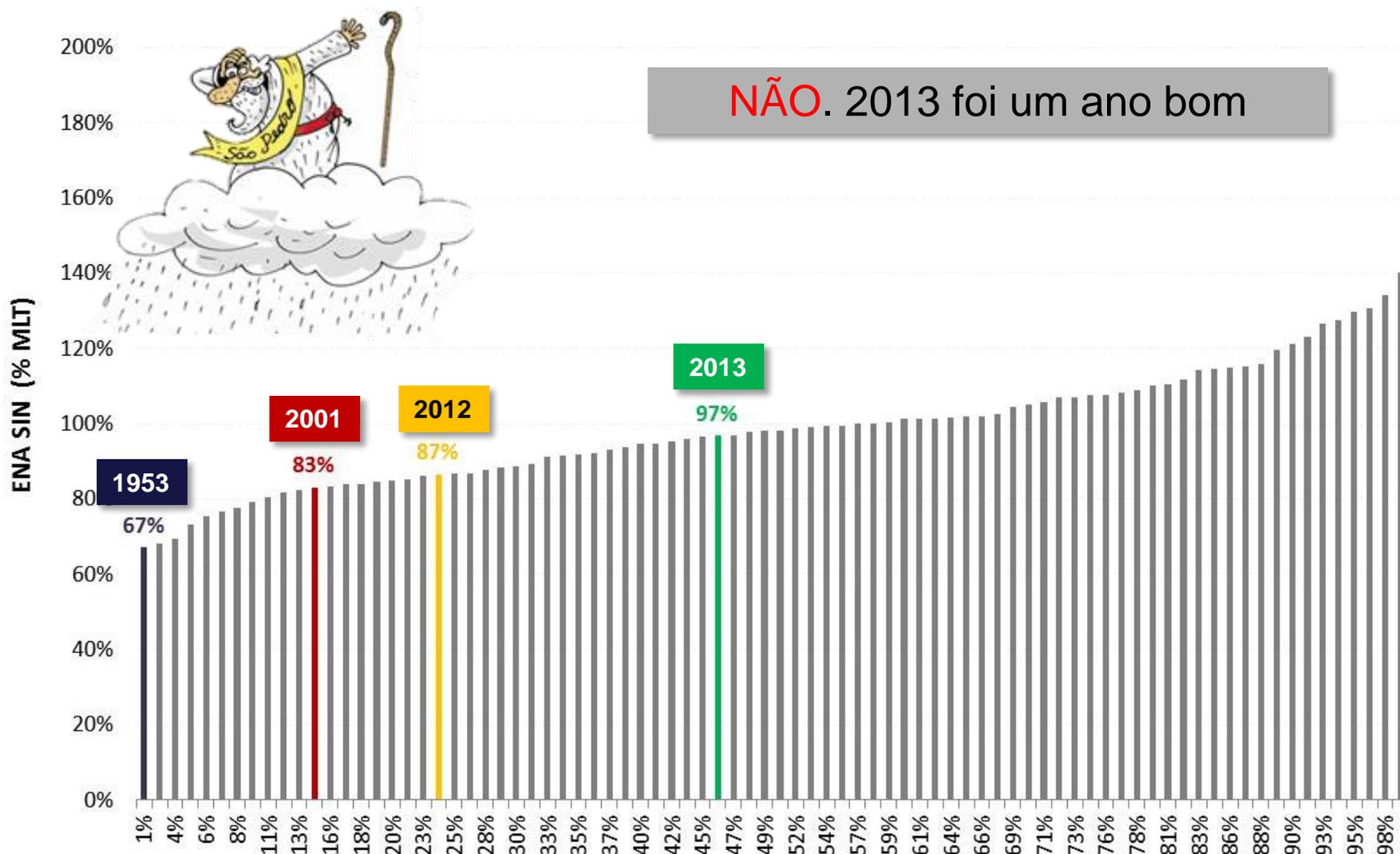
- We investigate *ex post* outcomes of schedule and cost estimates of hydropower dams.
- We use the “outside view” based on Kahneman and Tversky’s research in psychology.
- Estimates are systematically and severely biased below actual values.
- Projects that take longer have greater cost overruns; bigger projects take longer.
- Uplift required to de-bias systematic cost underestimation for large dams is +99%.

X

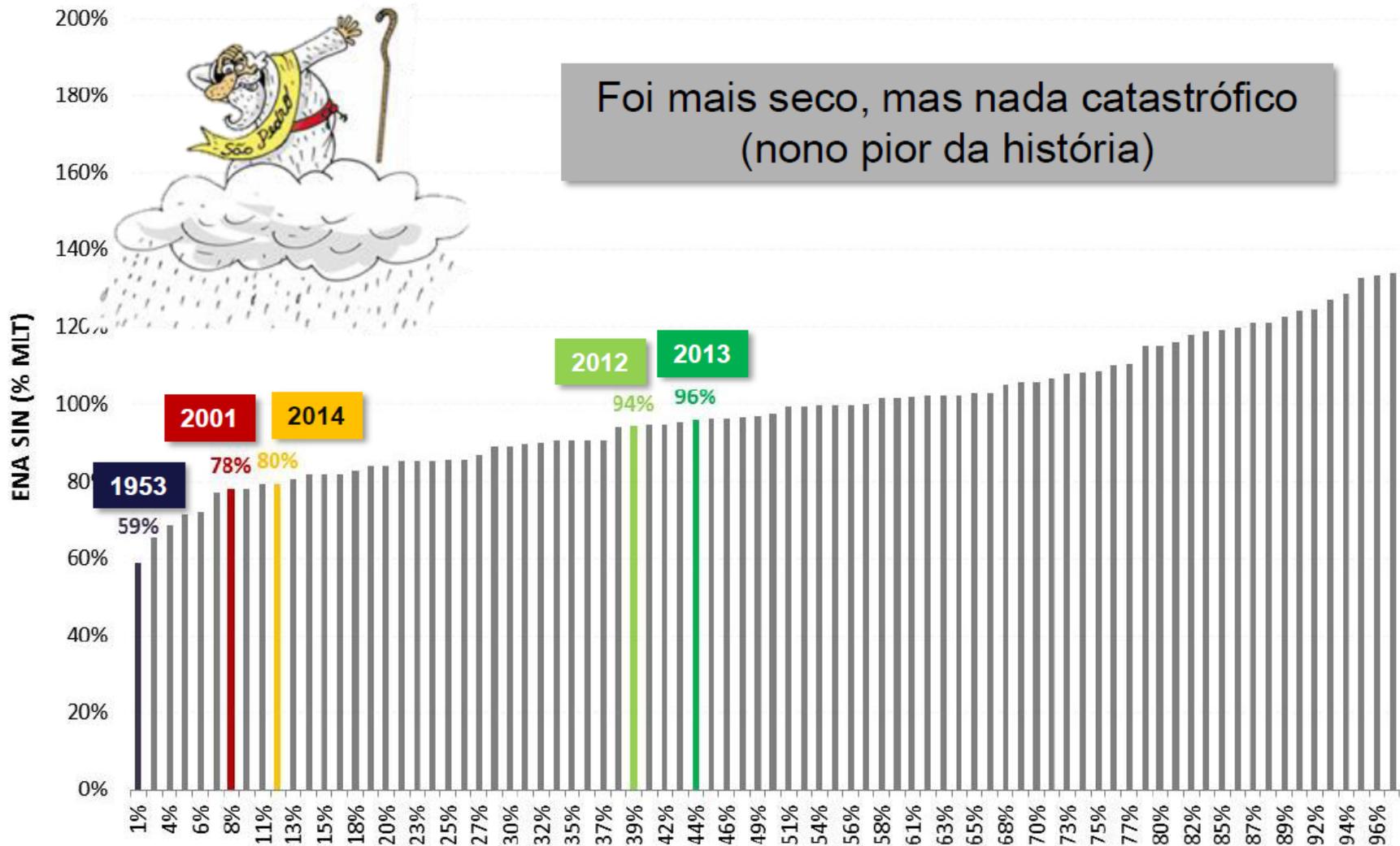
Aprender com a
experiência: prazos e
orçamentos realistas

The screenshot shows the Global Water Forum website. The main navigation bar includes links for HOME, TOPICS, RESOURCES, RESEARCH, AWARDS, and ABOUT. A search bar is located on the right. The featured article is titled "Yes, we should build more large dams" and is posted on June 24, 2014, in the categories of ENERGY and WATER SECURITY. The author is Dr. Jerson Kelman, former President of the Brazilian Water Agency and Brazilian Electricity Agency. The article text begins with: "This opinion piece comments on the March 2014 paper 'Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development' by Atif Ansar and colleagues". To the right, there are logos for UNESCO, uniTwin, and Australian National University. A "Related Articles" section shows a thumbnail for "Vulnerabilities to hydropower development on the Nu River, China". The browser address bar shows the URL: <http://www.globalwaterforum.org/2014/06/24/yes-we-should->

São Pedro é culpado pelos preços de 2013?

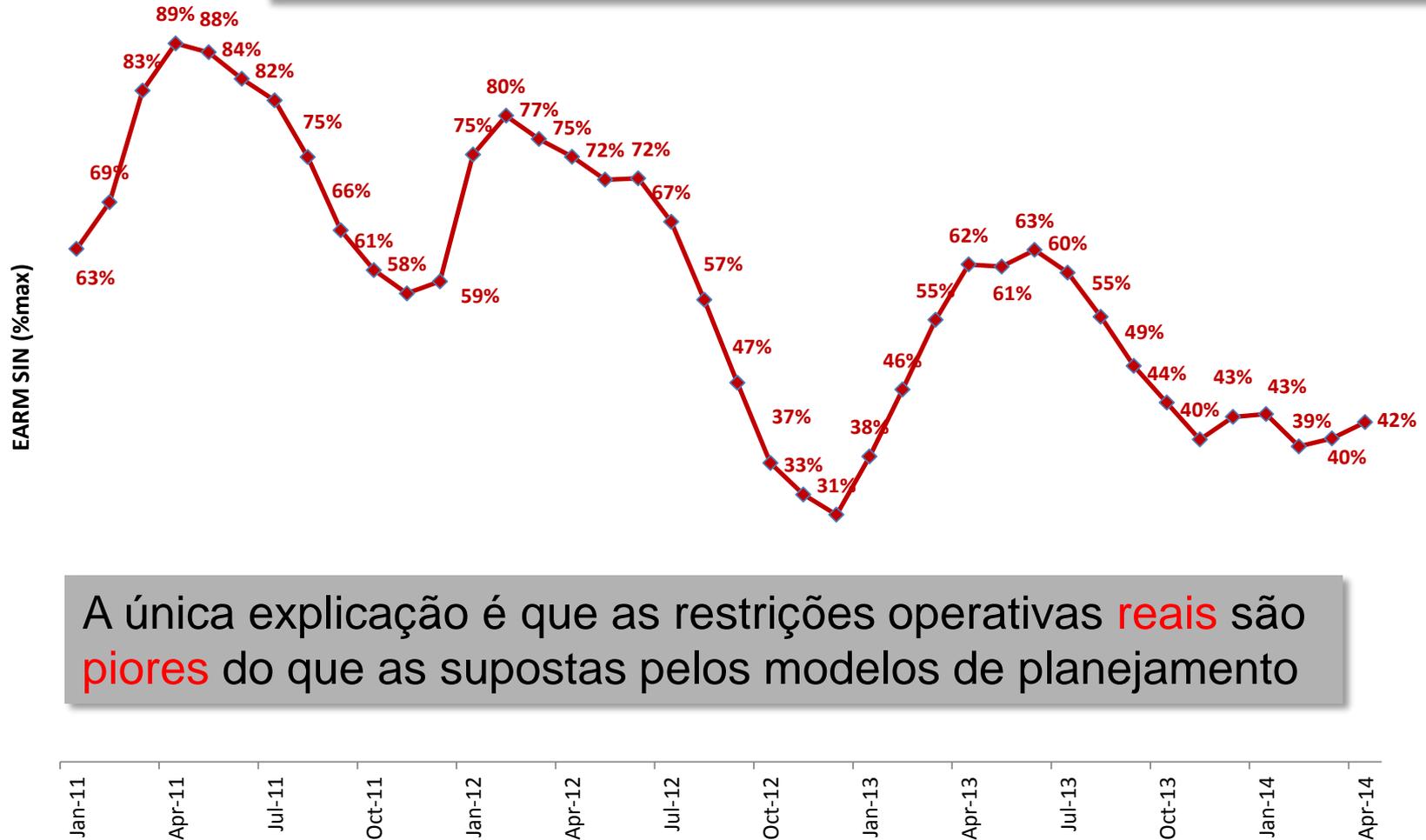


E em 2014? (valores de janeiro a setembro)



Se a hidrologia não foi ruim, porque os reservatórios esvaziaram?

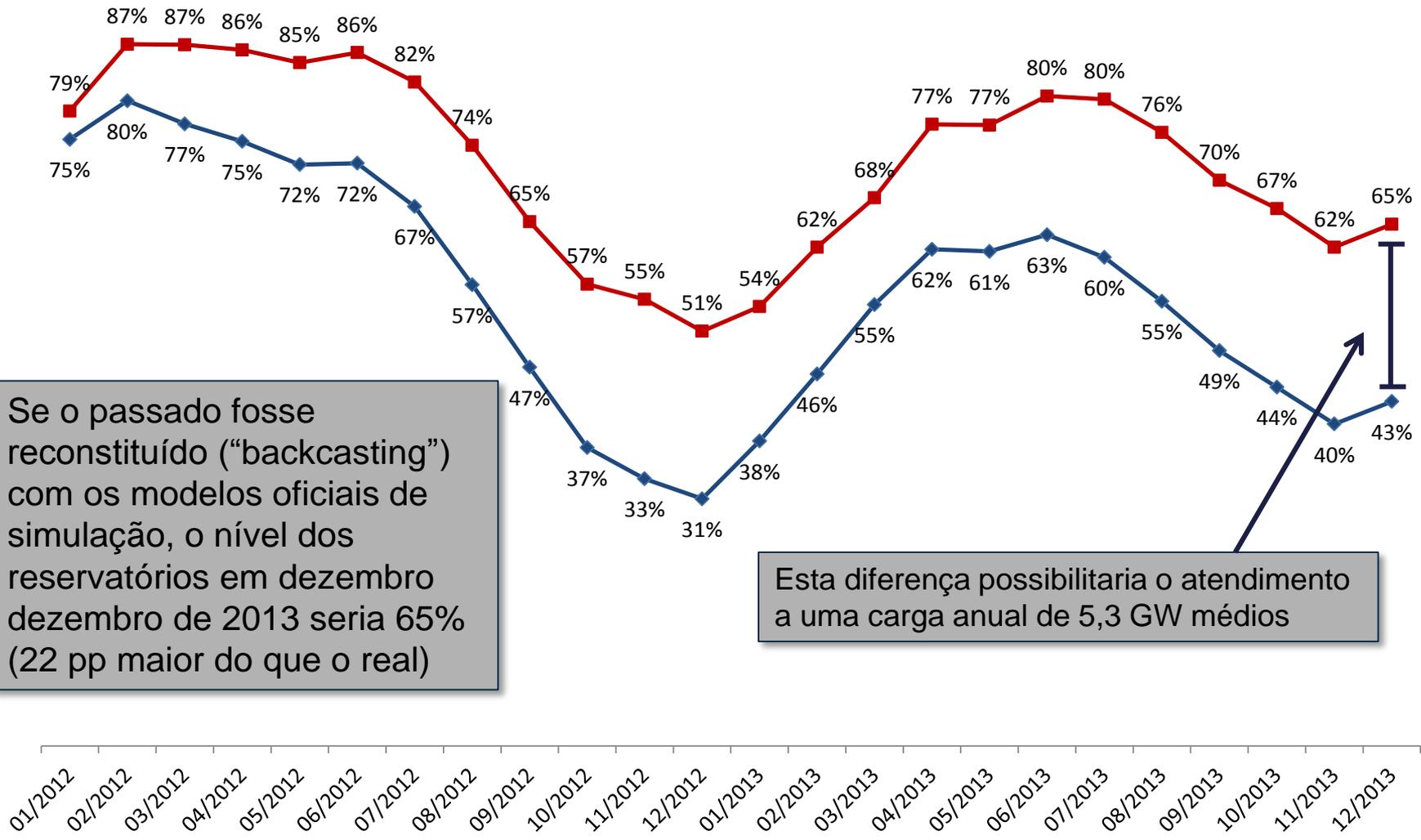
Os reservatórios esvaziaram ao longo dos anos mesmo com o despacho pleno das termelétricas a partir de outubro de 2012



A única explicação é que as restrições operativas **reais** são **piores** do que as supostas pelos modelos de planejamento

2012/2013: simulação oficial x realidade

Armazenamento do SIN

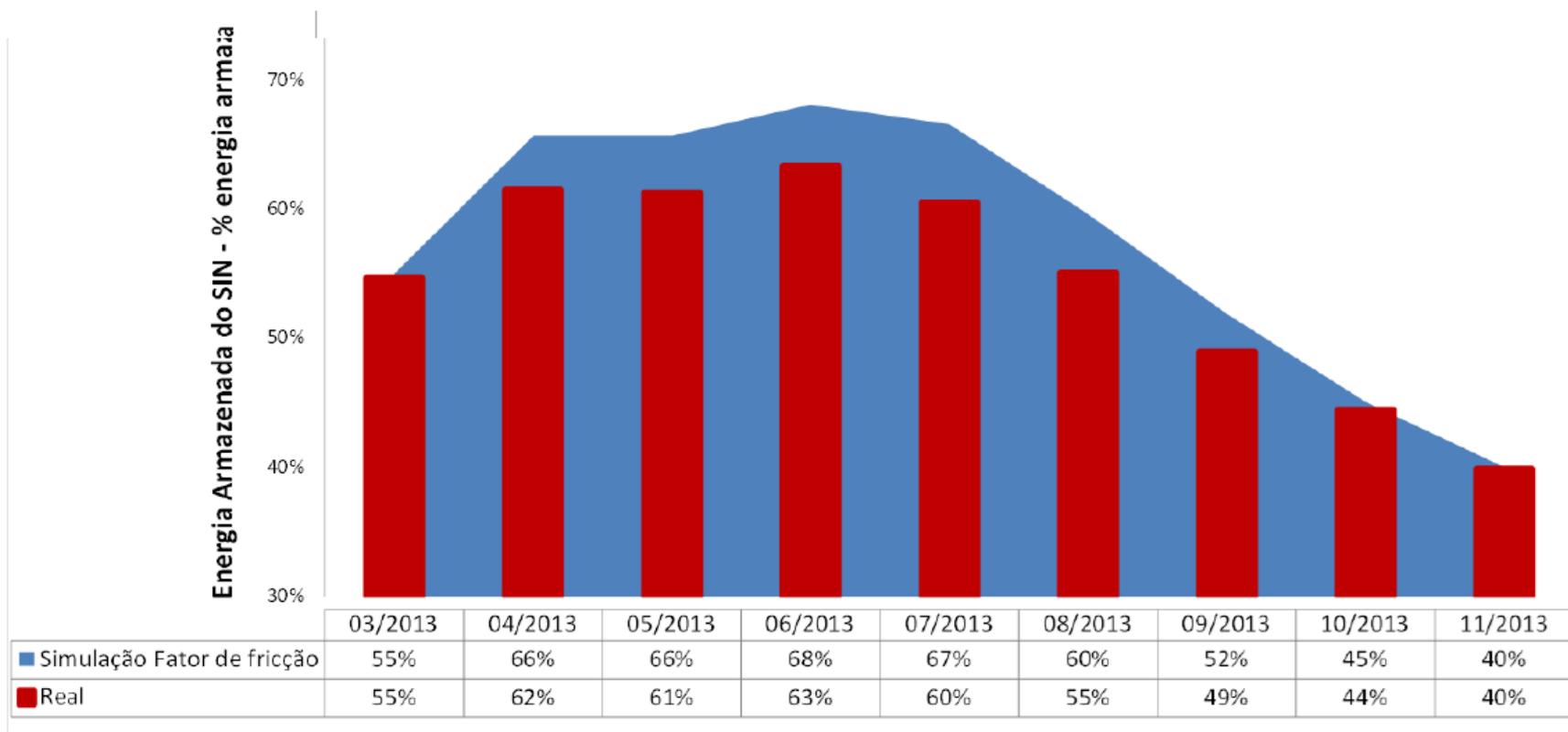


Se o passado fosse reconstituído (“backcasting”) com os modelos oficiais de simulação, o nível dos reservatórios em dezembro de 2013 seria 65% (22 pp maior do que o real)

Esta diferença possibilitaria o atendimento a uma carga anual de 5,3 GW médios

Fatores de fricção

- ▶ Os fatores de fricção visam tornar as simulações mais realistas e são a razão para a diferença entre os resultados apresentados pela PSR e os oficiais



Conclusão: o sistema gerador está sobrecarregado



Os problemas de desempenho do sistema foram detectados em 2010, porém não foi tomada qualquer medida. Se não forem corrigidos, vão se repetir nos próximos anos.

... as empresas geradoras temem que o desempenho real seja pior do que o certificado. Análogo ao comportamento do frequentador do mundo virtual que exhibe fotografia de trinta anos atrás, quando era forte e atlético, e não a atual, em que aparece careca e barrigudo.

No ambiente virtual, vale é o que está representado, não o que é. Se não fosse o receio da perda de garantia física - e consequentemente a redução da capacidade de contratar e da participação no MRE - o que explicaria a relutância da maioria das usinas hidroelétricas em atualizar as curvas cota X área X volume e vazão X potência?

Na União Soviética era parecido.



PALAVRA FINAL

Jerson Kelman

Hidreletricidade - ambiente regulatório

"Em todos os países em que atuamos os geradores querem melhorar a produtividade, e para isso investem no monitoramento. Aqui não. Por que será?"

Ouvi essa pergunta de um jovem empreendedor, craque em tecnologia, mas iniciante no entendimento do setor elétrico. Ele estava perplexo com a falta de interesse das hidrelétricas em conhecer melhor o funcionamento de seus equipamentos. Expliquei que as geradoras temem que o desempenho real seja pior do que o certificado. Análogo ao comportamento do frequentador do mundo virtual que exhibe fotografia de 30 anos atrás, quando era forte e atlético, e não a atual, em que aparece careca e barrigudo.

No ambiente virtual, vale o que está representado, não o que é. Não fosse o receio da perda de garantia física - e, consequentemente, a redução da capacidade de contratar e da participação no MRE -, o que explicaria a relutância da maioria das hidrelétricas em atualizar as curvas cota x área x volume e vazão x potência?

Na União Soviética era parecido. Para o dirigente de uma fábrica de calças, por exemplo, o importante era produzir o número de peças fixado pelo planejamento central. Nem mais nem menos. Se faltasse tecido ou se os trabalhadores estivessem pouco motivados, dava-se um jeito. Talvez utilizando tecido de qualidade inferior ou falsificando o relatório de produção. Faltariam calças para atender à demanda e as existentes rasgariam logo, o que, em médio prazo, agravaria o proble-

ma. Mas o dirigente sairia bem na foto. Já o dirigente de uma fábrica de calças em país capitalista só é bem-sucedido se conseguir produzir barato o que os consumidores querem comprar. Para isso, precisa conceber novos produtos, mais atraentes, e novas formas de produção, mais eficientes.

Nosso setor de geração tem alguns traços soviéticos. Há uma forte razão para isso, porque, ao contrário do que pensam os não familiarizados com o assunto, o faturamento mensal de uma hidrelétrica tem pouca relação com a quantidade de energia que tenha sido efetivamente produzida por ela. Depende, isso sim, de uma fração da energia total produzida pelo conjunto das hidrelétricas. Essa fração é proporcional à garantia física da usina, de acordo com as regras do MRE. Assim, o que realmente importa ao administrador de uma hidrelétrica é manter - e se possível aumentar - a sua garantia física. Não necessariamente sua produção.

A peculiaridade existe porque as usinas estão dispostas em cascata ao longo dos rios, e o que é melhor para o país não resulta necessariamente da soma de decisões individuais, tomadas por cada gerador. Ou seja, é preciso impor uma decisão centralizada. Por exemplo, se o dono da usina situada na cabeceira de um rio tivesse a liberdade de estocar água no reservatório em vez de produzir energia, poderia faltar água para passar pelas turbinas das usinas situadas rio abaixo. Por essa razão, é o Operador Nacional do Sistema (ONS) que decide a quantidade de energia que cada hidrelétrica deve produzir. Pa-

ra isso, o ONS procura minimizar o valor esperado do custo - operativo e de eventuais racionamentos - do sistema interligado. Estima-se que essa operação "centralizada" resulte numa economia para o consumidor, em relação à operação "descentralizada".

Todavia, há um custo invisível, de difícil mensuração. Sabíamos que esse indesejável efeito colateral poderia ocorrer quando criamos, anos atrás, o MRE, para dar maior segurança às hidrelétricas. Com base na experiência acumulada, porém, considero recomendável que se revise essas regras, para aumentar o protagonismo das empresas na busca da inovação e do aumento de produtividade.

Já para a expansão da geração, a experiência indica o contrário. Isto é, o governo, e não as empresas, é que deveria aumentar o protagonismo. Seria preciso aprimorar a legislação para atribuir ao governo a responsabilidade de produzir uma lista de empreendimentos de interesse público devidamente "blindados" contra posterior paralisação pela Justiça. Para isso seria necessária uma ação articulada entre MME, MMA, MPO, EPE, Aneel, ANA, Ibama, Funai, ICMBIO e Iphan. Em minha fantasia, os dirigentes dessas instituições são trancados numa sala e só podem sair quando tiverem produzido uma lista que sintetize uma solução de compromisso entre os interesses econômicos, sociais, energéticos, ambientais e culturais.

A coluna de Jerson Kelman é publicada a cada dois meses
E-mail: jerson@kelman.com.br



Aperfeiçoamentos do modelo não devem ser vistos como “provas” de que o previamente existente era defeituoso. No entanto, observa-se no Setor Elétrico alguma hesitação em identificar imperfeições...

Hipóteses:

- (a) erro na estimação dos volumes afluentes devido à modificação ao longo das décadas das curvas cota-área-volume
- (b) erro na estimação dos volumes defluentes devido à modificação das perdas energéticas ao longo do conduto forçado e grupo turbina-gerador
- (c) operação para atendimento de restrições locais diferente da suposta pelo modelo
- (d) não-estacionariedade hidrológica

O modelo e a realidade

Em meus tempos de Aneel participei de muitas discussões no Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) sobre o trade-off entre segurança energética e modicidade tarifária. Tinha preocupação com o efeito retardado sobre as tarifas dos despachos de térmicas para reforçar a segurança, mas fora da ordem do mérito econômico. Por outro lado, sabia, é claro, que a energia mais cara é a que não existe. O problema é que não tínhamos uma métrica que permitisse estabelecer o custo da precaução do CMSE que o fazia tomar decisões ad hoc. Brincava, às vezes, dizendo que o princípio da precaução deveria ser usado com precaução. Passados diversos anos, o modelo Newwave passou a considerar a aversão ao risco do CMSE no cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Trata-se de importante aperfeiçoamento do modelo.

É bom que o consumidor conheça o custo da dose extra de segurança energética, agora perfeitamente perceptível, devido à elevação do PLD. Mas não adianta informá-lo de que deveria ter economizado energia meses atrás, quando o PLD estava alto e ele não sabia. Daí a importância das bandeiras tarifárias. Quando estiverem funcionando, o consumidor sentirá no bolso a eventual escassez de energia barata ainda a tempo de diminuir o consumo. Trata-se de importante aperfeiçoamento regulatório.

Aperfeiçoamentos do modelo ou da regulação não devem ser vistos como “provas” de que o previamente

existente era defeituoso. No entanto, observa-se no setor elétrico alguma hesitação em identificar imperfeições, tanto num caso quanto no outro. Por exemplo, no início de 2013 a PSR constatou significativa discrepância entre o que dizia o modelo e o que se observava no mundo real (Energy Report, edição especial, janeiro 2013). Essencialmente, se alguém simulasse a evolução dos reservatórios ao longo de 2012, respeitando a energia de fato gerada em cada mês pelo bloco hidráulico e registrada pelo ONS, concluiria que o armazenamento no fim do ano deveria ser maior do que de fato era. Dito de outra maneira, aparentemente o modelo subestima a quantidade de água que deve passar pelas turbinas para produzir energia. O ONS estudou o assunto e também encontrou uma discrepância, embora de menor magnitude.

Há diversas hipóteses para o fenômeno, todas merecendo investigação e, se for o caso, aperfeiçoamento. Algumas pressupõem imprecisão de parâmetros e outras, de modelagem. Três delas me parecem mais plausíveis: (a) um erro na estimação dos volumes afluentes devido à modificação, ao longo das décadas, das curvas cota-área-volume de alguns reservatórios, por efeito do assoreamento nas franjas do reservatório (não apenas no volume morto); (b) um erro na estimação dos volumes defluentes devido à modificação das perdas energéticas ao longo do conduto forçado e grupo turbina-gerador; (c) a operação

para atendimento de restrições locais na vida real seria diferente da suposta pelo modelo (por exemplo, o deplecionamento para manutenção de volume de espera para amortecimento de cheias ou de vazão mínima no trecho a jusante).

A Resolução Conjunta nº 03-2010 Aneel/ANA dava prazo até agosto de 2012 para atualização das curvas cota-área-volume de reservatórios que nessa data tivessem dez ou mais anos de operação. Todavia, os agentes se queixam da inexistência de norma com detalhes sobre como cumprir a determinação. Pena, porque, se o trabalho tivesse sido concluído, saberíamos se a hipótese “a” é ou não verdadeira.

A recente Resolução Aneel 583 (outubro/2013) estabeleceu os procedimentos para avaliação da potência de cada usina, mas não da produtividade. Penso que a agência deveria avaliar se há condição técnica para mensuração in loco da relação entre descarga turbinada e potência, para diferentes condições de queda bruta. Caso haja, será possível testar a hipótese “b”.

Sobre a hipótese “c”, o setor elétrico deveria realizar investimentos fora de sua competência estrita, com o objetivo de diminuir o custo de operação do sistema interligado em benefício dos consumidores. Por exemplo, pequenas obras a jusante de Sobradinho para viabilizar a diminuição permanente da vazão mínima defluente.

A coluna de Jerson Kelman é publicada a cada dois meses. E-mail: jerson@kelman.com.br

Rios multiuso

O GLOBO 13 dez 2013

RAFAEL KELMAN E JERSON KELMAN

No Brasil, a disputa pelos locais onde é possível construir usinas hidrelétricas ocorre em leilões. Vence quem se dispuser a vender energia pelo menor preço. É um bom arranjo: os consumidores pagam pelo resultado final — a energia — e não pelas obras de engenharia. Porém, como os rios servem a outras finalidades além de geração de eletricidade, convém avaliar se o processo pode ser aperfeiçoado.

Na China, a hidrelétrica de Três Gargantas (maior do mundo em capacidade) é utilizada para controlar as enchentes do Rio Yangtze, permitir o transporte de pessoas e mercadorias e, também, a produção de energia. Nos EUA, desde 1879 uma comissão do Corpo de Engenheiros do Exército realiza obras no Rio Mississippi, escuta os usuários e resolve disputas. Graças à continuidade desse trabalho, muito se avançou no controle das enchentes que outrora penalizavam as comunidades ribeirinhas. Por exemplo, a cheia de 2011 foi a pior da História, mas

não causou uma única morte (ao contrário da cheia de 1927, de intensidade um pouco menor). Além disso, graças ao trabalho da comissão, a maior parte da produção de grãos dos Estados Unidos é transportada pelo rio para os portos do Golfo do México. Cada barcaça substitui com óbvias vantagens uma frota equivalente a 60 caminhões de grande porte. Enquanto isso, a maior parte da soja produzida em Mato Grosso é transportada em caminhões para os portos de Santos, Paranaguá e Vitória. Se o transporte fosse hidroviário, o custo do frete e o uso de combustíveis fósseis diminuiriam significativamente. E as estradas ficariam menos congestionadas.

Isso não significa que todos os cursos de água que escoam do Planalto Central para a Planície Amazônica tenham vocação para transportar mercadorias nem tampouco que os construtores de usinas ignorem a possibilidade de que no futuro os rios possam ser utilizados para esse fim. Ao contrário, os projetos de hidrelétricas quase sempre preveem um espaço para a construção de pelo menos uma eclusa. Só não

se sabe quem vai construir e quando.

Como construir uma usina hidrelétrica e anos depois a hidrovia é muito mais caro do que mirar simultaneamente nos dois objetivos, as licitações deveriam ser para uso múltiplo dos rios, e não apenas para produção de energia-elétrica. Muitos do setor elétrico se opõem à proposta. Argumentam que não cabe ao setor elétrico “pagar a conta” dos demais setores. Têm razão. As usinas devem ser pagas pelos consumidores de eletricidade, via tarifa, e as eclusas pelos transportadores de grãos, via pedágio. Com alguma imaginação seria possível conceber um arranjo legal, econômico e regulatório que garantisse o respeito a esse princípio e que diminuísse a judicialização do licenciamento ambiental, que sabidamente emperra o desenvolvimento do país. É preciso que se encontre uma solução política para que possamos planejar e construir a infraestrutura indispensável para a melhor utilização dos nossos rios. Americanos e chineses não deixaram a chance escapar. ●

Rafael Kelman é diretor da PSR, Jerson Kelman é professor da Coppe-UFRJ

“... a maior parte da soja produzida em Mato Grosso é transportada em caminhões para os portos de Santos... Se o transporte fosse hidroviário, o custo do frete e o uso de combustíveis fósseis diminuiriam significativamente. E as estradas ficariam menos congestionadas...”

Isso não significa que todos os cursos de água que escoam do Planalto Central para a Planície Amazônica tenham vocação para transportar mercadorias”.

**Maior responsabilidade do Governo no planejamento, decisões na fase de inventário
Concessões de bacias**

O que precisa ser feito...

- Politização do processo de licenciamento ambiental (lato sensu): definir o que pode ser feito em processo tão transparente quanto possível
- Leilões específicos, por fonte e por região; licitação de linhas de transmissão com licença prévia
- Descomplexificação do Setor Elétrico, com regras mais simples que estimulem a inovação e o aumento de produtividade: “dessovietização” do Setor
- Articulação do Setor Elétrico com o de Gás Natural
- Concessão de uso múltiplo de bacias hidrográficas



O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Sem Comentários

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais.

O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014
Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme[1] do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidroelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural - o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico - conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Visões da indústria



Visões do Gás

Uma contribuição para o futuro do Brasil

Clique aqui
e conheça o
Visões do Gás

Visões do Setor Elétrico | Coleção de artigos

É desejável que, além dos leilões de reserva, se proceda à revisão dos CEAs nos limites permitidos pelas regras em vigor, sem perder de vista que o mais importante é conhecer a real capacidade de produção do conjunto de usinas e não punir as usinas que pegam carona no esforço das demais.

Recomendação 1 - Realizar uma auditoria técnica para reavaliar a oferta firme de energia do existente parque gerador.



O Setor Elétrico – uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Sem Comentários

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais.

O Setor Elétrico – uma visão de agosto de 2014
Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme[1] do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidroelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural – o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico – conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Visões da indústria



Visões do Gás

Uma contribuição para o futuro do Brasil

Clique aqui
e conheça o
Visões do Gás

Visões do Setor Elétrico | Coleção de artigos

As usinas integrantes do MRE se comportam de forma análoga aos apartamentos de um prédio que rateia a conta de água, em que ninguém se sente particularmente compelido a economizar água. Todos se comportam como “caronas”.

Recomendação 2 – Estabelecer MREs (cooperativas de produção) por bacia hidrográfica para induzir a colaboração de usinas dispostas numa cascata, mas não um único MRE para todo o país.



O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Sem Comentários

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais.

O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014
Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme[1] do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidrelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural – o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico – conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Visões da indústria



Visões do Gás

Uma contribuição para o futuro do Brasil

Clique aqui
e conheça o
Visões do Gás

Visões do Setor Elétrico | Coleção de artigos

Eliminar conflitos entre entidades da administração federal que, devido a um leque exageradamente amplo de alianças política, internalizam no Governo as contradições da própria sociedade.

Recomendação 3 - Realizar leilões específicos, por fonte e por região, em obediência a uma alternativa de expansão do sistema decidida politicamente em processo tão transparente quanto possível.



O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Sem Comentários

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais.

O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014
Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme[1] do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidroelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural - o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico - conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Visões da indústria



Visões do Gás

Uma contribuição para o futuro do Brasil

Clique aqui
e conheça o
Visões do Gás

Visões do Setor Elétrico | Coleção de artigos

Novas usinas só são licitadas com a devida licença ambiental. Mas isso não ocorre com novas linhas de transmissão, o que explica o desencontro de cronogramas.

Recomendação 4 – Licitar linhas de transmissão apenas nos casos em que haja a licença prévia, como ocorre com as usinas de geração.



O Setor Elétrico – uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Sem Comentários

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais.

O Setor Elétrico – uma visão de agosto de 2014
Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme[1] do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidroelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural – o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico – conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Visões da indústria



Visões do Gás

Uma contribuição para o futuro do Brasil

Clique aqui
e conheça o
Visões do Gás

Visões do Setor Elétrico | Coleção de artigos

Atualmente o Setor Elétrico já opera as usinas hidroelétricas visando o uso múltiplo de recursos hídricos.

Recomendação 5 – Em rios vocacionados para o transporte fluvial, licitar o uso múltiplo (produção de energia elétrica e hidrovia) da bacia hidrográfica como um todo; ou, de trechos de rios, e não de aproveitamentos hidroelétricos individualizados.



O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Sem Comentários

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais.

O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014
Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme[1] do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidroelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural – o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico – conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Visões da indústria



Visões do Gás

Uma contribuição para o futuro do Brasil

Clique aqui
e conheça o
Visões do Gás

Visões do Setor Elétrico | Coleção de artigos

Recomendação 6 - Usinas com reservatórios de regularização não devem ser descartadas a priori devido aos impactos locais, que são em geral negativos. É preciso também examinar os impactos numa escala mais abrangente, que inclui a menor emissão de gases que causam o efeito estufa e a complementariedade com as novas fontes renováveis, bioeletricidade, vento e Sol. Ou seja, é preciso perguntar “o que acontece se a usina for construída com reservatório de regularização” e também “o que acontece se ela não for construída”.



O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Sem Comentários

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais.

O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014
Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme[1] do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidroelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural - o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico - conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Visões da indústria



Visões do Gás

Uma contribuição para o futuro do Brasil

Clique aqui
e conheça o
Visões do Gás

Visões do Setor Elétrico | Coleção de artigos

Recomendação 7 - Aumentar a competição na produção e consumo de gás natural, por meio de: (i) planejamento e divulgação de rodadas de licitação para exploração em terra firme; (ii) separação das atividades empresariais de produção e transporte de gás (para evitar conflito de interesses); (iii) desenvolvimento de mercado de gás que seja interrompível e complementar ao consumo termoelétrico; por exemplo, combustível veicular.



O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Sem Comentários

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais.

O Setor Elétrico - uma visão de agosto de 2014
Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme[1] do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidroelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural - o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico - conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Visões da indústria



Visões do Gás

Uma contribuição para o futuro do Brasil

Clique aqui
e conheça o
Visões do Gás

Visões do Setor Elétrico | Coleção de artigos

É preciso assegurar uma melhoria na qualidade de vida da atual e das futuras gerações de indígenas, na percepção deles próprios, e não na nossa.

Recomendação 8 – Articular no Congresso Nacional a regulamentação do Artigo 231 da Constituição.



O Setor Elétrico – uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Sem Comentários

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais.

O Setor Elétrico – uma visão de agosto de 2014
Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme[1] do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidroelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural – o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico – conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Visões da indústria



Visões do Gás

Uma contribuição para o futuro do Brasil

Clique aqui
e conheça o
Visões do Gás

Visões do Setor Elétrico | Coleção de artigos

Recomendação 9 – Ajudar a ANEEL e demais agências verdadeiramente reguladoras a se comportarem como entidades de Estado, com independência decisória. A remuneração dos diretores, por exemplo, deve ser capaz de atrair os melhores quadros do Setor Elétrico e da Administração Pública, sem a necessidade de sacrifícios de ordem pessoal.