

14º Encontro Internacional de Energia



**Operação do SIN frente à
Mudança na Matriz Elétrica**

**Hermes Chipp
Diretor Geral**

São Paulo, 6 de Agosto de 2013

Sumário

- 1. Atendimento 2012**
- 2. Atendimento 2013 e Análise Prospectiva 2013**
- 3. Análise Energética de Médio Prazo 2013 – 2017**
- 4. Evolução Metodológica – CVAR**

1. Condições Precedentes: Atendimento em 2012

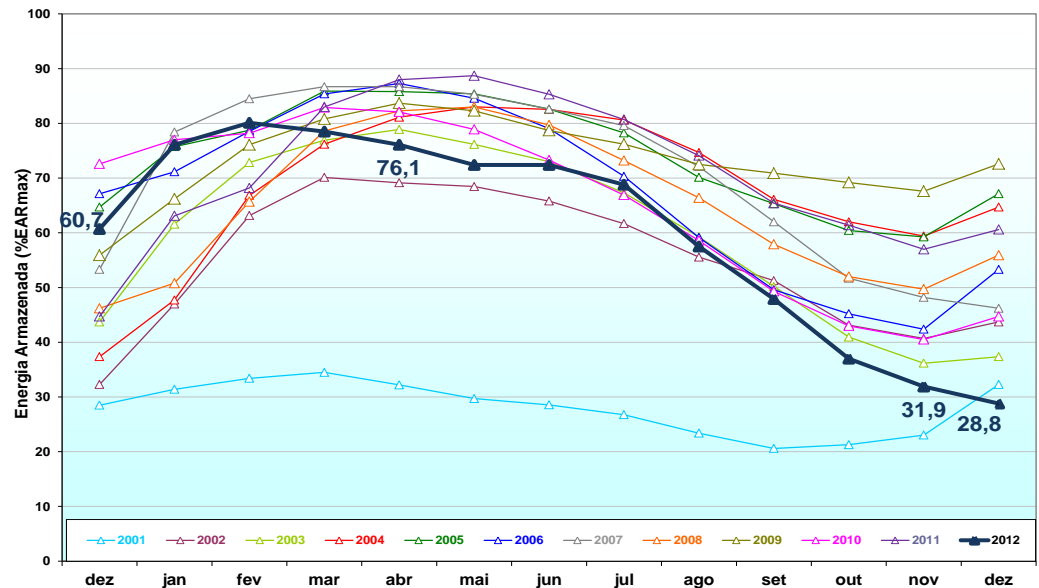
Atendimento Ano 2012

Energias Naturais Afluentes

		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SE/CO	MWmed	73.413	49.452	37.028	32.208	29.785	38.533	26.142	17.402	14.742	15.003	23.087	27.576
	%MLT	132	84	68	78	100	153	125	99	84	71	85	67
S	MWmed	6.686	5.473	3.886	3.731	5.478	14.020	9.762	7.874	5.026	7.570	4.877	4.633
	%MLT	99	70	60	60	66	149	95	82	42	58	52	63
NE	MWmed	17.407	15.470	6.576	6.397	3.627	3.257	2.563	2.042	1.814	1.443	4.442	6.822
	%MLT	122	103	44	53	49	67	64	58	58	42	79	66
N	MWmed	11.469	14.212	13.464	9.317	5.356	3.136	1.968	1.274	1.125	1.134	2.333	4.906
	%MLT	138	126	102	70	57	69	73	66	73	64	80	86

ENAs mensais inferiores a 75 %MLT

Evolução do Armazenamento – SE/CO



Intercâmbios entre Regiões

Mwmed	Receb.to Sul	Receb.to NE	Receb.to N	Fornec.to SE/CO
jan	4.211	951	-2.268	2.894
fev	2.685	1.170	-2.820	1.035
mar	2.863	1.251	-3.382	732
abr	5.286	1.567	-3.632	3.220
mai	5.880	1.450	-2.071	5.259
jun	2.007	1.542	-282	3.268
jul	702	2.706	-346	3.062
ago	-414	2.057	226	1.870
set	134	1.591	921	2.646
out	433	1.358	1.510	3.300
nov	3.294	1.073	1.205	5.572
dez	2.458	1.523	-990	2.991
Ano 2012	2.259	1.437	-777	2.919

Desestoque de cerca de 18 %EARmáx

Atendimento Ano 2012

Previsão Climática

- As previsões realizadas entre setembro e dezembro pelos Centros Nacionais de Meteorologia (CPTEC e INMET) indicaram a tendência de precipitação abaixo da média nas bacias das regiões Nordeste e Norte e atraso no início do período úmido na região Sudeste / Centro-Oeste.

Determinação CMSE

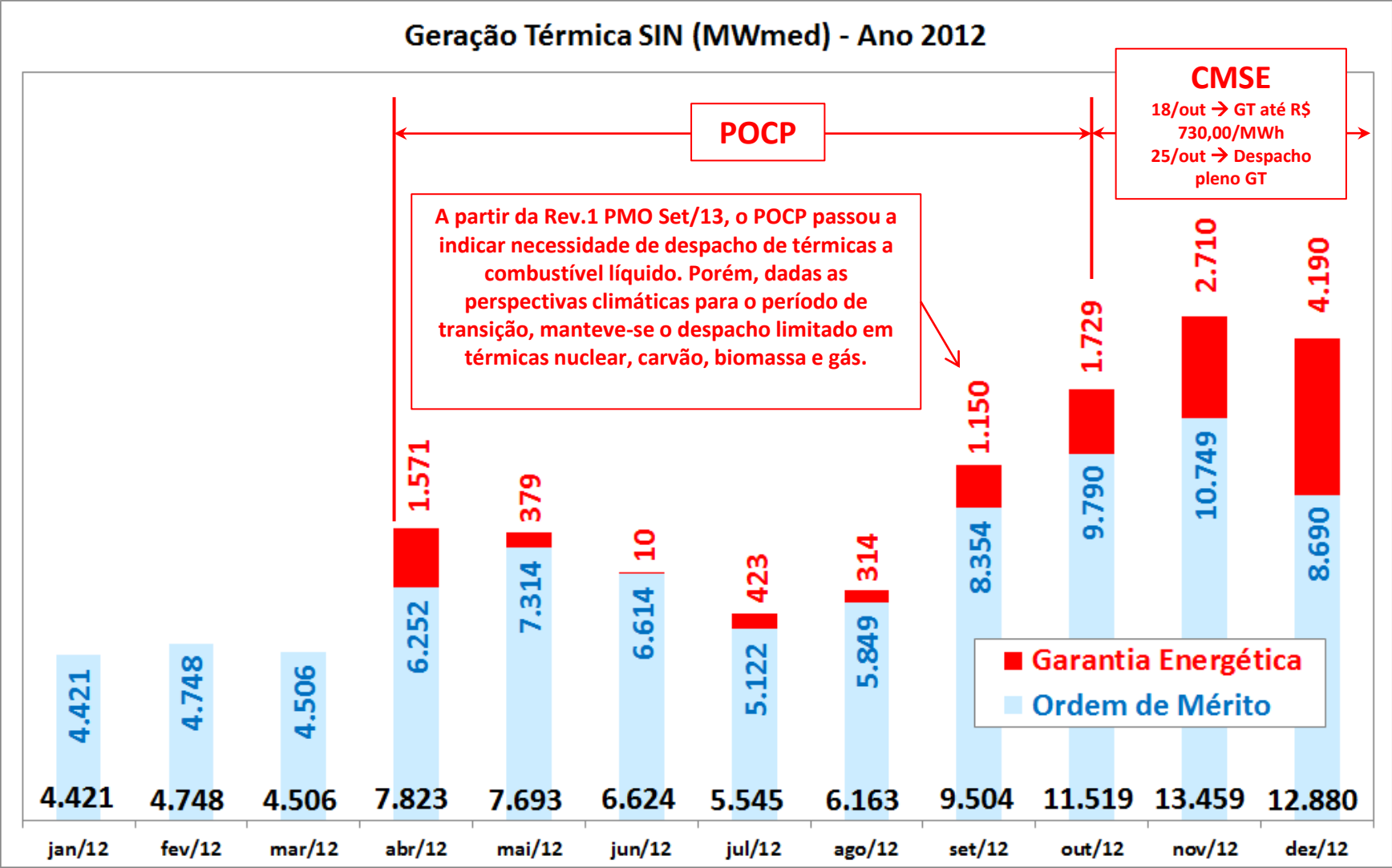
- Com base nas condições hidroenergéticas e nas previsões de afluências, a partir do dia 18/out foi implementado o despacho pleno do parque térmico do SIN (biomassa, carvão, nuclear, gás, óleo)

Armazenamento (%EAR_{máx}) em 30/nov

	30/nov	Nível Meta (30/nov)
SE/CO	31,9	41,0
NE	34,1	33,0

Atendimento 2012 – Geração Térmica Verificada

Geração Térmica SIN



2. Atendimento 2013 e Análise Prospectiva Julho – Novembro/13

Atendimento Ano 2013

Geração Verificada por Garantia Energética

Período Jan-Jul → 3.580 MWmed → 8,2 %EARmáx SIN

9,0 %EARmáx SE/CO
 10,5 %EARmáx NE

Energias Naturais Afluentes – ENAs

		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL
SE/CO	MWmed	46.643	56.450	49.254	51.363	28.885	38.385	30.000
	%MLT	83	96	89	123	96	151	142
S	MWmed	8.980	6.999	12.889	7.690	4.924	18.809	17.330
	%MLT	125	84	187	118	58	195	161
NE	MWmed	4.552	10.550	5.159	7.928	4.310	3.077	2.322
	%MLT	32	71	34	65	58	63	58
N	MWmed	6.685	11.871	11.701	14.009	9.421	2.400	1.968
	%MLT	69	92	78	95	99	88	85

	SE/CO	SUL	NE	N
MLT - JAN/ABR	53.097	7.223	14.105	13.204
MLT - MAI/JUL	25.580	9.641	5.427	5.751

2013								
Sudeste			Sul		Nordeste		Norte	
	MWmed	% med.	MWmed	% med.	MWmed	% med.	MWmed	% med.
Jan-Abr	50.928	96	9.140	127	7.047	50	11.252	85
Mai-Jul	32.430	127	13.689	142	3.236	60	5.412	94

Condições Hidroenergéticas – PMO Agosto/13 Rev.1

ENAs Verificadas – Maio/13 a Julho/13

	Maio		Junho		Julho		%EARmáx (31/07/13)
	MWmed	% MLT	MWmed	% MLT	MWmed	% MLT	
SE/CO	28.885	96	38.389	151	30.844	146	60,8
SUL	4.924	58	18.816	195	16.130	150	88,8
NORDESTE	4.310	58	3.076	63	2.327	58	41,3
NORTE	9.690	100	4.177	88	2.438	86	84,9

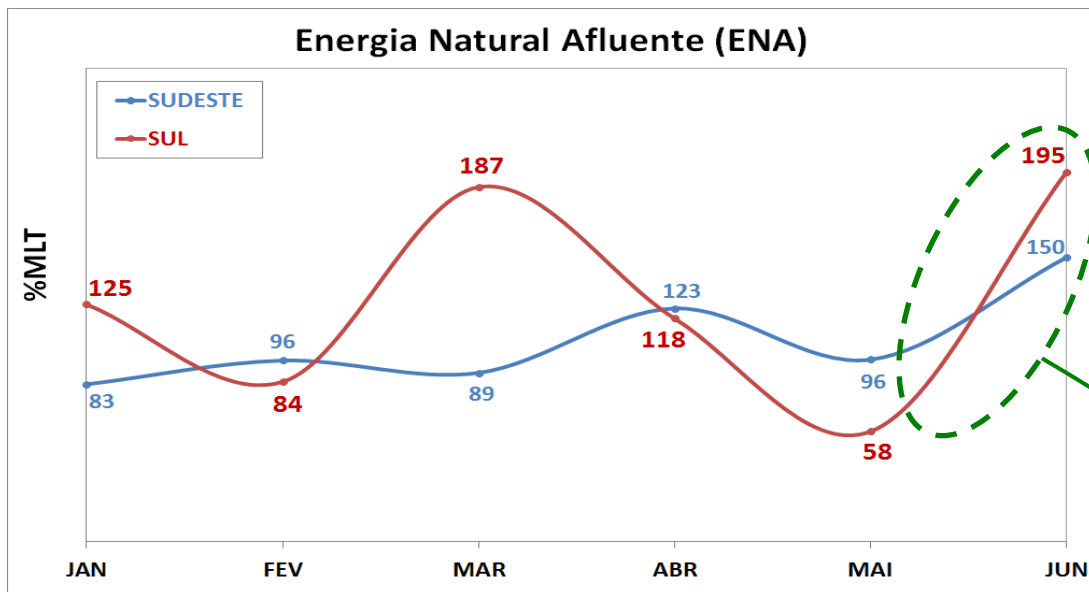
ENAs Previstas Agosto/13 – Base Mensal

	Agosto		%EARmáx (31/08/13)	GT Ordem Mérito (MWmed)	GT Garantia Energética (MWmed)
	MWmed	% MLT	PMO		
SE/CO	19.765	111	56,5	4.924	1.927
SUL	11.004	109	82,1	902	626
NORDESTE	1.843	53	36,1	1.438	534
NORTE	1.772	89	71,5	1.607	-
				8.871	3.087

Toda a Parcela GT1A

Avaliação Prospectiva Período Jul-Nov/2013

Energia Natural Afluyente (ENA) – Verificado até Junho



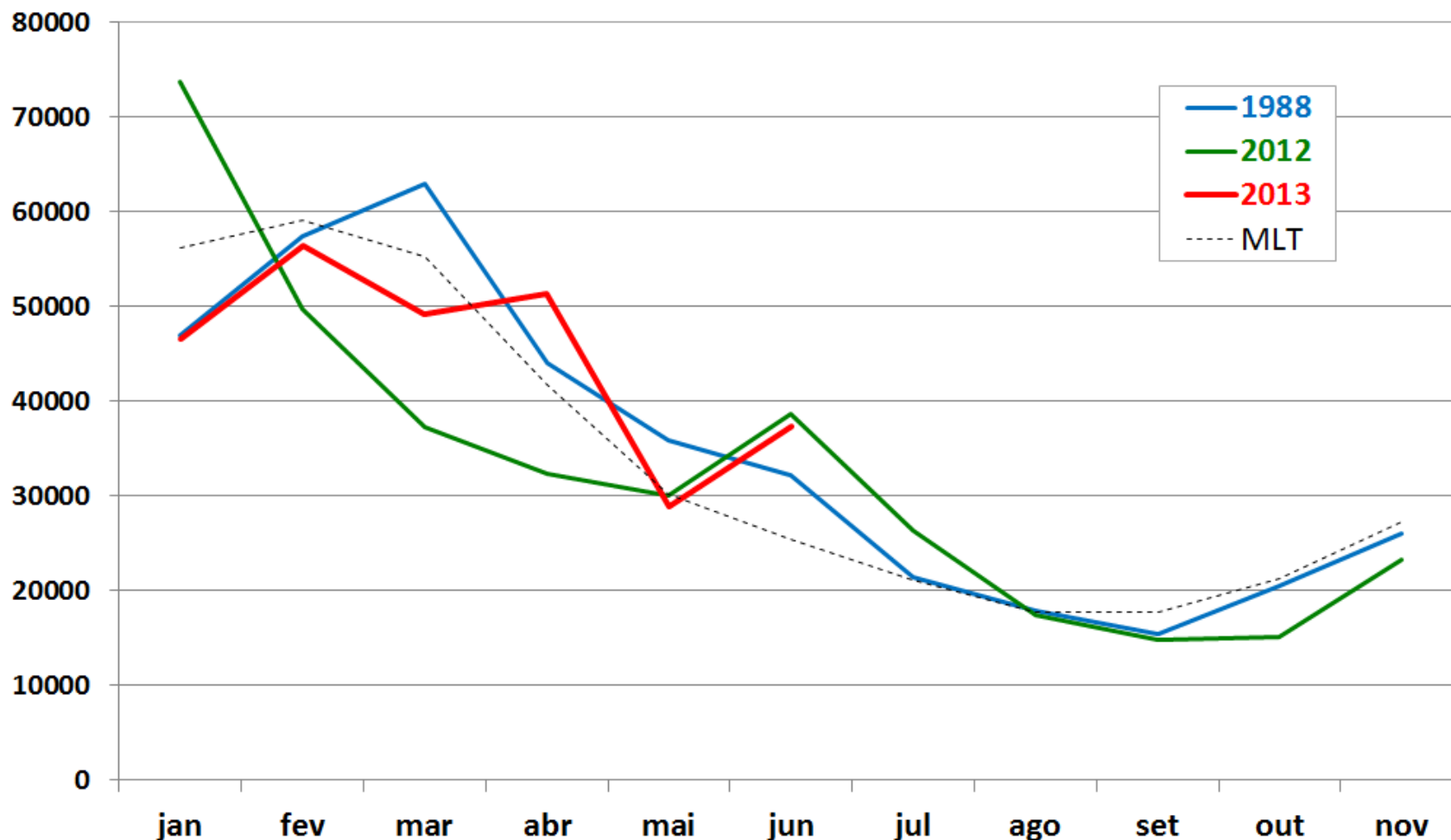
	ENA - Junho/13			
	Bruta		Armazenável	
	MWmed	%MLT	MWmed	%MLT
S	18.797	195	12.724	132
SE/CO	38.103	150	33.277	131

Aumento de precipitação ocorrido, principalmente, nas bacias dos rios Iguaçu, Paranapanema e Paraná (trecho incremental à Itaipu), conduzindo a uma significativa elevação nas afluições no mês de junho.

Avaliação Prospectiva Período Jul-Nov/2013

Energia Natural Afluyente (ENA) – Anos 1988, 2012 e 2013

Energias Naturais Afluentes Verificadas - Anos de 1988, 2012 e 2013



Avaliação Prospectiva Período Jul-Nov/2013

Premissas

Armazenamentos Iniciais (Verificado 30/Junho)

%EAR _{máx}	SE/CO	SUL	NE	NORTE
	63,8	80,8	46,5	93,6

Defl. São Francisco Jul-Nov → 1.100 m³/s

Energias Naturais Afluentes (%MLT) – Posição Histórico 82 anos

Cenário	ENA JUL - NOV (% MLT)			
	SE/CO	SUL	NE	NORTE
Valor Esperado	139 (6/82)	143 (16/82)	68 (75/82)	91 (51/82)
Ano 1988	96 (42/82)	49 (74/82)	93 (43/82)	98 (42/82)
Ano 2012	92 (53/82)	64 (64/82)	63 (78/83)	72 (71/82)

Avaliação Prospectiva Período Mai-Nov/2013

Sensibilidade em Relação à Geração Térmica

Armazenamento ao Final de Novembro (%EARMáx)

Sudeste/C.Oeste

	DESPACHO ATUAL	GERAÇÃO TÉRMICA DESCONSIDERADA				N.M.	N.M. CAR5
		A partir de 800 R\$/MWh (423 MW)	A partir de 700 R\$/MWh (934 MW)	A partir de 600 R\$/MWh (1.223 MW)	GT1B (3.853 MW)		
VE	60,7	59,8	58,6	58,0	52,1		
Ano 1988	38,5	37,6	36,4	35,8	29,9	47	51
Ano 2012	41,5	40,6	39,4	38,8	32,9		

Nordeste

	DESPACHO ATUAL	GERAÇÃO TÉRMICA DESCONSIDERADA				N.M.	N.M. CAR5
		A partir de 800 R\$/MWh (423 MW)	A partir de 700 R\$/MWh (934 MW)	A partir de 600 R\$/MWh (1.223 MW)	GT1B (3.853 MW)		
VE	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2		
Ano 1988	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	35	37
Ano 2012	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8		

Deliberações CMSE

1. Efetuar o desligamento de toda GT do grupo denominado GT1B, cerca de 3.900 MW.

- Totaliza 3.100 MWmed, que representa um $\Delta EAR_{SE/CO} \rightarrow 1,5 \% EAR_{m\acute{a}x}/ \text{mes}$;
- Redução prevista no custo mensal de operação => aprox. R\$ 1,4 bilhões.

Obs: Anteriormente o CMSE já havia deliberado pelo desligamento de 5 térmicas a óleo: UTEs Termomanaus (142,6 MW), Pauferro (94 MW), Xavantes (53,7 MW) e Potiguar (43 MW) e UTE Potiguar III (43MW).

2) Efetuar um estreito acompanhamento das condições hidroenergéticas do SIN, visando identificar evolução das afluições que possibilite redução adicional de GT

3. Avaliação Energética de Médio Prazo

2014 – 2017*

** Plano da Operação Energética 2013/2017 – “PEN 2013”*

Ações para Garantia do Atendimento

Ações para garantia do atendimento:

Ação de Longo / Médio Prazo:

- Leilões de Energia Nova – LENs com antecedência de 3 e de 5 anos
- Leilões de Reserva – LER (Fontes Alternativas: Eólicas, Biomassa e PCHs)
- Leilões de Transmissão

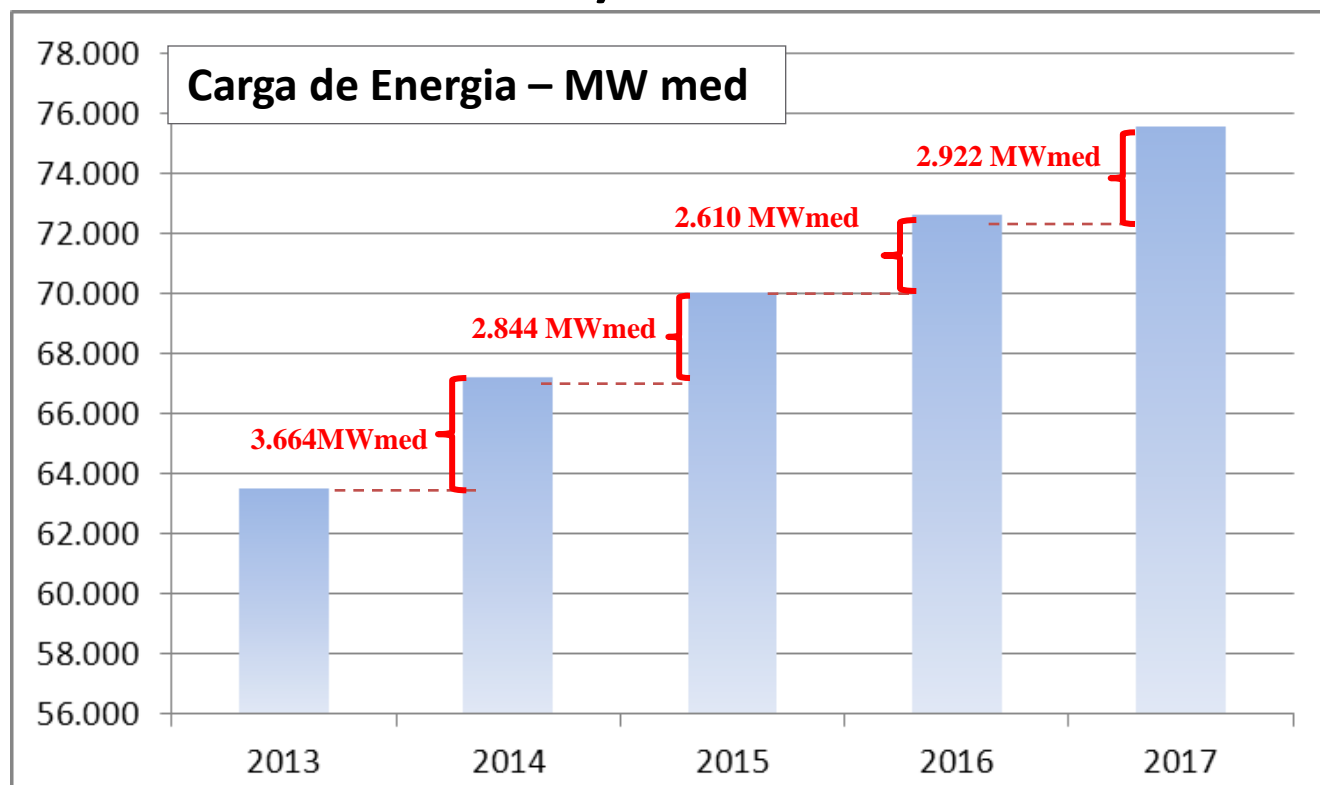
Ação de Curto Prazo:

- Estratégia de Operação
 - Procedimentos Operativos
 - Indicadores de Segurança (em desenvolvimento)

Projeção de Carga de Energia no SIN (revisão EPE e ONS em maio de 2013)*

Crescimento no
período: 4,4% a.a.

PIB 2013/2017:
4,5% a.a.



PEN 2013	2013	2014	2015	2016	2017
SIN – MWmed	63.528	67.192	70.037	72.646	75.569
Crescimento - MWmed	-	3.664	2.844	2.610	2.922
Taxa crescimento	4,8%	5,8%	4,2%	3,7%	4,0%

*** Próxima revisão em setembro de 2013**

A Expansão da Oferta entre 2012 e 2017*

PEN 2013 – Participação por Fonte (MW) e (%)

TIPO	31/12/2012		31/12/2017		CRESCIMENTO 2013-2017	
	MW	%	MW	%	MW	%
HIDRÁULICA(1)	89.521	77,9	107.495	73,3	17.974	20,1
NUCLEAR	1.990	1,7	3.395	2,3	1.405	70,6
GÁS/GNL	9.808	8,5	12.706	8,7	2.898	29,5
CARVÃO	2.125	1,9	3.205	2,2	1.080	50,8
BIOMASSA(2)	4.948	4,3	5.875	4,0	927	18,7
OUTROS(3)	749	0,7	749	0,5	0	0,0
ÓLEO	4.048	3,5	4.672	3,2	624	15,4
EÓLICA	1.762	1,5	8.477	5,8	6.715	381,1
TOTAL	114.951	100,0	146.574	100,0	31.623	27,5

(1) Considera a participação da UHE Itaipu e PCHs ; (2) Inclui PCTs; (3) Outras usinas térmicas com CVU

* Não considera o próximo LER de agosto/2013

Desafio com a expansão hidráulica

TIPO	31/12/2012		31/12/2017		CRESCIMENTO 2013-2017	
	MW	%	MW	%	MW	%
HIDRÁULICA	89.521	77,9	107.495	73,3	17.974	20,1

17.294 MW (96%) – UHEs sem Reservatório

UHE Madeira 6.275 MW

UHE Belo Monte 6.955 MW

UHE Teles Pires 1.820 MW

Outras 2.244 MW

680 MW (4%) - UHEs com Reservatório

Desafio com a expansão hidráulica já contratada

- ✓ Novos projetos não possuem reservatórios
- ✓ Dificuldade crescente de licenciamento ambiental de novos projetos hidrelétricos (região da Amazônia)
- ✓ Perda da capacidade de regularização plurianual



Produção hidrelétrica se torna cada vez mais dependente das afluências, que resultam das chuvas

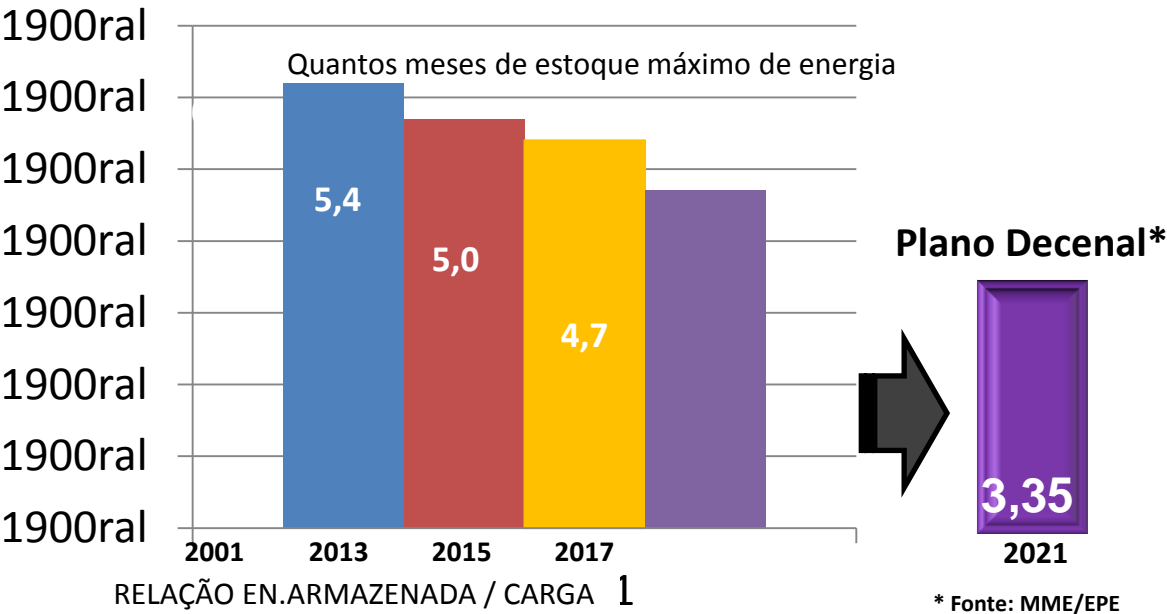


Necessidade de alterar perfil da Matriz de Energia Elétrica



Necessidade de contratação de expansão termelétrica para garantir o atendimento de energia e ponta

Redução gradativa da regularização plurianual



* Fonte: MME/EPE

PEN 2013 – Riscos de Déficit (%)

SUBSISTEMA	2014	2015	2016	2017
Sudeste/Centro-Oeste	EAR de partida: 62% EARmax			
Qualquer Déficit	3,8	3,1	2,8	4,2
>1% da Carga	3,2	2,5	2,3	3,7
Sul	EAR de partida: 64% EARmax			
Qualquer Déficit	3,9	3,0	3,2	3,6
>1% da Carga	3,1	2,3	2,2	3,1
Nordeste	EAR de partida: 48% EARmax			
Qualquer Déficit	0,8	0,5	0,5	0,9
>1% da Carga	0,1	0,2	0,1	0,3
Norte	EAR de partida: 97% EARmax			
Qualquer Déficit	0,8	0,6	0,4	0,4
>1% da Carga	0,6	0,5	0,1	0,3

Valores inferiores a 5% ao longo de todo horizonte de análise, estando, dessa forma, de acordo com o critério de garantia postulado pelo CNPE (risco máximo de 5%)

PEN 2013 - Custos Marginais de Operação - CMO (R\$/MWh)*

SUBSISTEMA	2014	2015	2016	2017
Sudeste/C. Oeste	285,74	239,59	231,44	220,83
Sul	281,46	237,45	230,83	220,74
Nordeste	183,54	149,13	143,87	118,74
Norte	183,42	149,58	143,37	111,46

* médias anuais de 2.000 séries sintéticas

Diferenças de CMO entre SE/CO/S e N/NE indicam a necessidade de avaliações de reforços nas interligações entre essas regiões

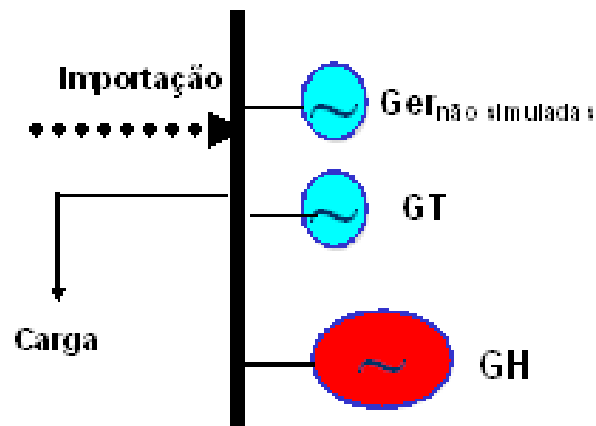
Principais Recomendações do PEN 2013

- ✓ **Aumentar o atual nível de energia de reserva do SIN através de novas usinas térmicas, em leilões ainda em 2013, em especial na Região Sul.**
- ✓ **Avaliar novos reforços (e/ou antecipações) nas interligações SE/CO/S – N/NE e na exportação do Nordeste.**
- ✓ **Dar continuidade nos esforços regulatórios para reduzir a necessidade de despacho de geração térmica para atendimento à demanda máxima.**

Balanço Estático de Garantias Físicas SUL (2013 a 2017)

OFERTA PEN 2013 -(MWmed)	2013	2014	2015	2016	2017
UHE TOTAL	6.961	6.971	7.041	7.119	7.247
UTE TOTAL	1.739	1.293	1.293	1.293	1.293
PCHs, PCTs e UEEs	982	1.138	1.279	1.319	1.330
OFERTA TOTAL	9.682	9.402	9.613	9.731	9.870
CARGA	10.627	11.019	11.423	11.845	12.288
BALANÇO	(945)	(1.617)	(1.810)	(2.114)	(2.418)
LER (1º,2º,3º e 4º)	52	86	115	115	115
BALANÇO COM LER	(893)	(1.531)	(1.695)	(1.999)	(2.303)

Balanco Estático da Região Sul em condições críticas



(MWmed)	2014	2015	2016	2017
Carga	11.019	11.423	11.843	12.290
G Tmax	1.460	1.460	1.460	1.460
Intercâmbio	5.300	5.800	5.800	7.700
Não simuladas	1.224	1.394	1.434	1.445
ENA necessária ^a	3.035	2.769	3.149	1.685
% MLT	33%	30%	34%	18%

^a Necessária para fechar o balanço (MWmed/% MLT)

Obs.1: Pior EHA do histórico = 34% MLT.

Obs.2: Cerca de 21% MLT no período abr - junho em 2006 e 2009.

Obs.3: Considera-se a LT 500 kV Itatiba – Bateias a partir do primeiro semestre de 2017.

Em situações especiais, a ocorrência de indisponibilidade de elementos de transmissão, concomitante com afluências críticas na Região Sul, indica a necessidade de realização de leilão regional por tipo de fonte.

Leilões de Energia Nova em 2013

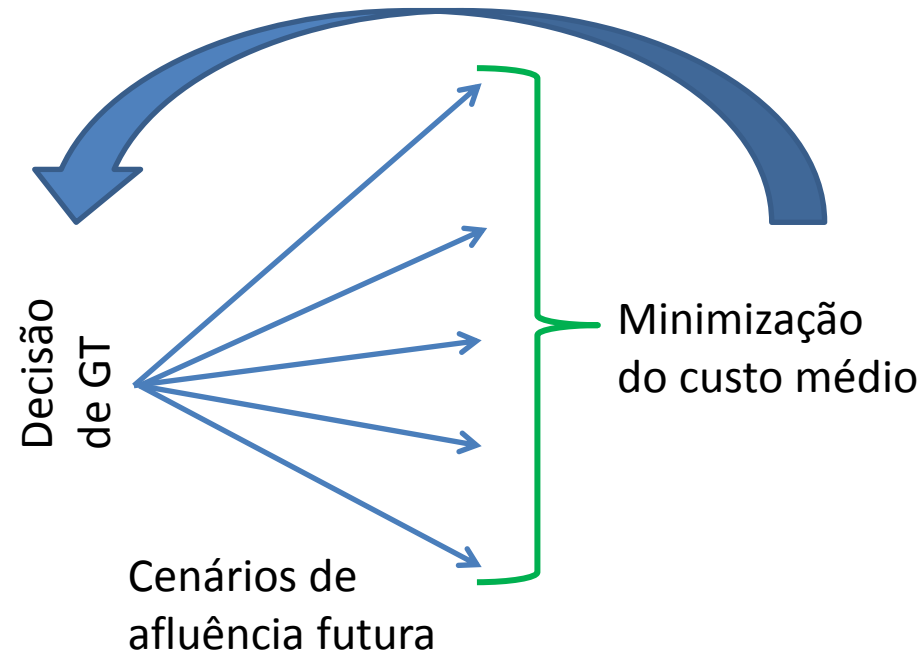
Tipo de Leilão	Características			
LER Eólicas	23/08/2013, para entrega da energia em 01/09/2015, com preço-teto = R\$117/MWh.			
A-3	25/10/2013, para entrega da energia em 01/01/2016: Art. 5º No Leilão "A-3", de 2013, não será habilitado tecnicamente pela EPE: I - o empreendimento de geração por fonte eólica ou solar cujo CVU seja superior a zero; II - o empreendimento termelétrico cujo CVU seja superior a R\$ 105,00/MWh; III - o empreendimento a gás natural cuja inflexibilidade operativa seja superior a cinquenta por cento; e IV - empreendimento solar com potência inferior a 5 MW.			
1º A-5	29/08/2013 para entrega da energia em 01/01/2018: Art. 4º Não serão habilitados tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração: I - empreendimento termelétrico cujo CVU, calculado nos termos do art. 5º da Portaria MME nº 46, de 9 de março de 2007, seja superior a R\$ 105,00/MWh; e II - empreendimento a carvão ou a gás natural em ciclo combinado cuja inflexibilidade comercial de geração seja superior a cinquenta por cento. Art. 5º Poderá ser habilitado tecnicamente pela EPE empreendimento a gás natural liquefeito com despacho antecipado de dois meses, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 282, de 1º de outubro de 2007.			
	Rio Grande do Sul	Termelétricas a Carvão	2	1.250
		Termelétricas a Gás Natural	1	1.238
2º A-5	13/12/2013 para entrega da energia em 01/01/2018: Art. 4º Não serão habilitados tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração: I - empreendimento termelétrico cujo CVU, calculado nos termos do art. 5º da Portaria MME nº 46, de 9 de março de 2007, seja superior a R\$ 105,00/MWh; e II - empreendimento a carvão ou a gás natural em ciclo combinado cuja inflexibilidade comercial de geração seja superior a cinquenta por cento. Art. 5º Poderá ser habilitado tecnicamente pela EPE empreendimento a gás natural liquefeito com despacho antecipado de dois meses, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 282, de 1º de outubro de 2007.			

4. Evolução metodológica

Implantação do CVAR nos modelos computacionais

CVAR (Valor condicionado a um dado risco)

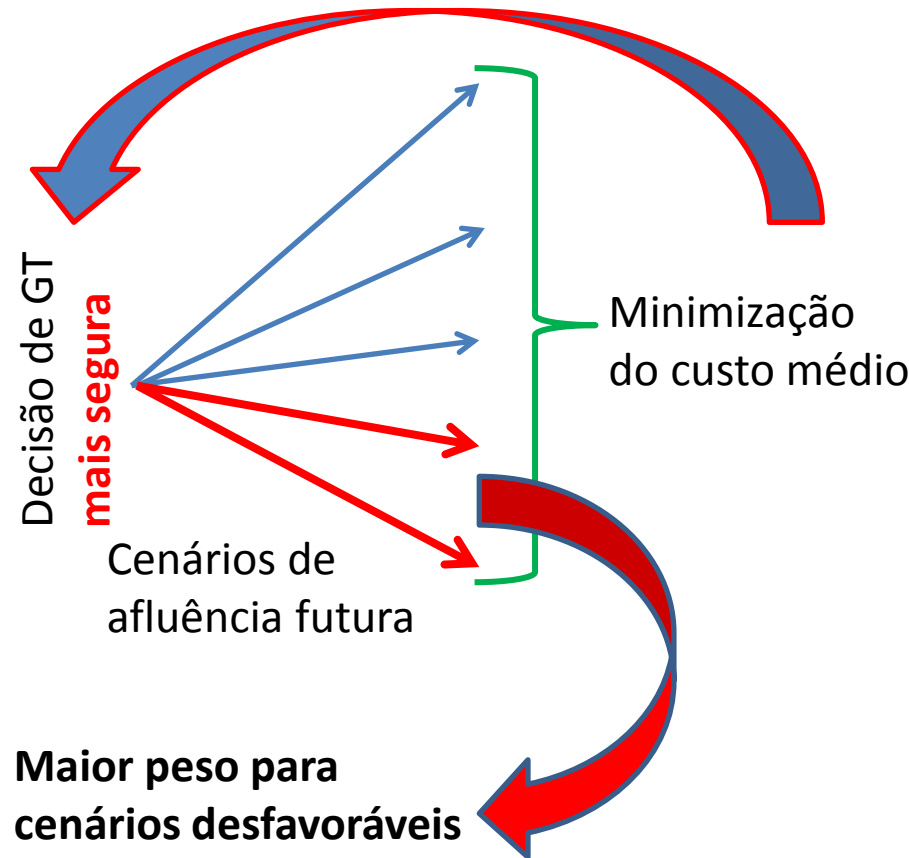
Otimização sem aversão a risco



Sinalização do modelo é insuficiente para a segurança energética

→ uso de Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP).

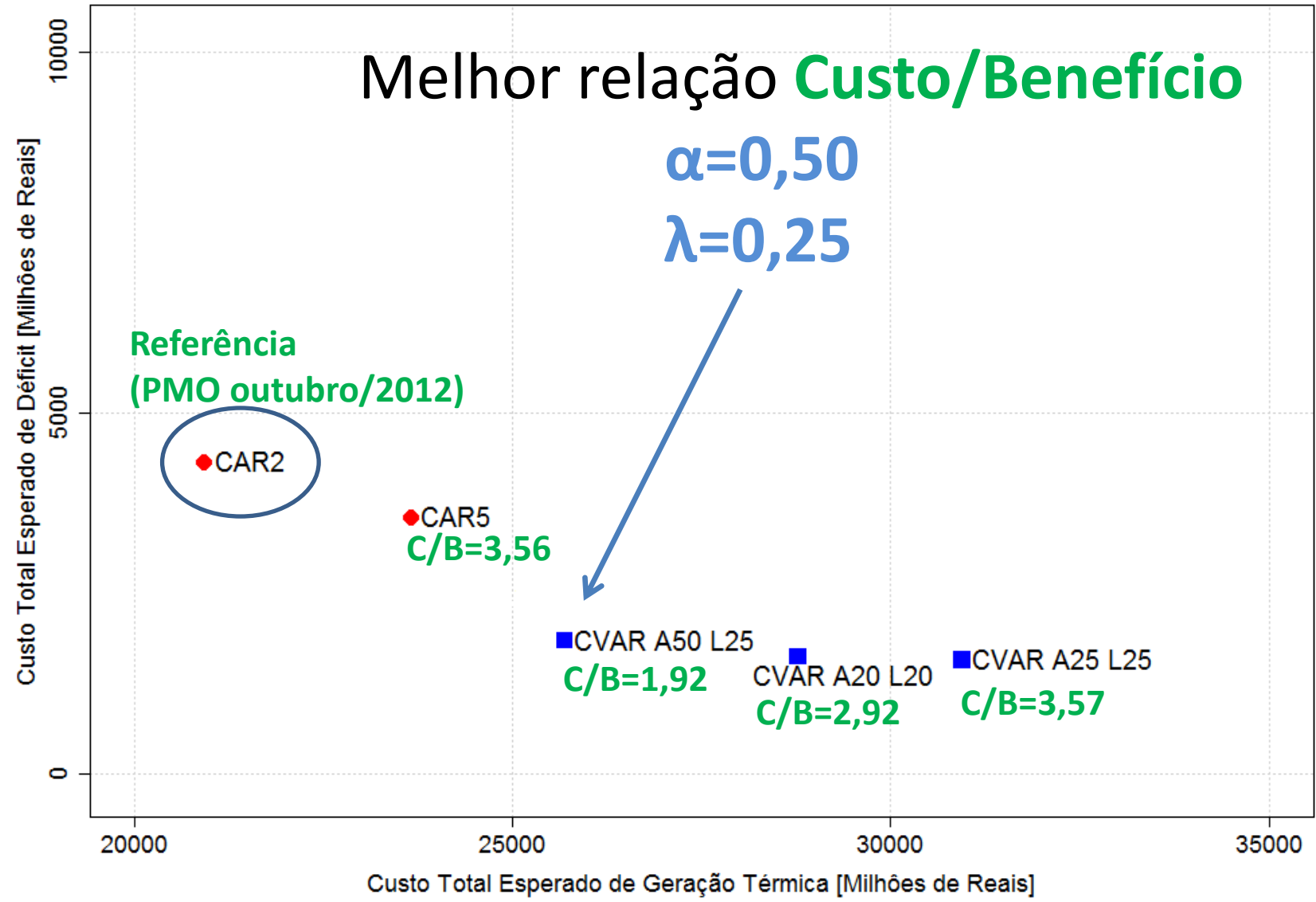
Otimização com CVAR



Questões? (α) Quantos cenários ponderar?
 (λ) Com que peso?

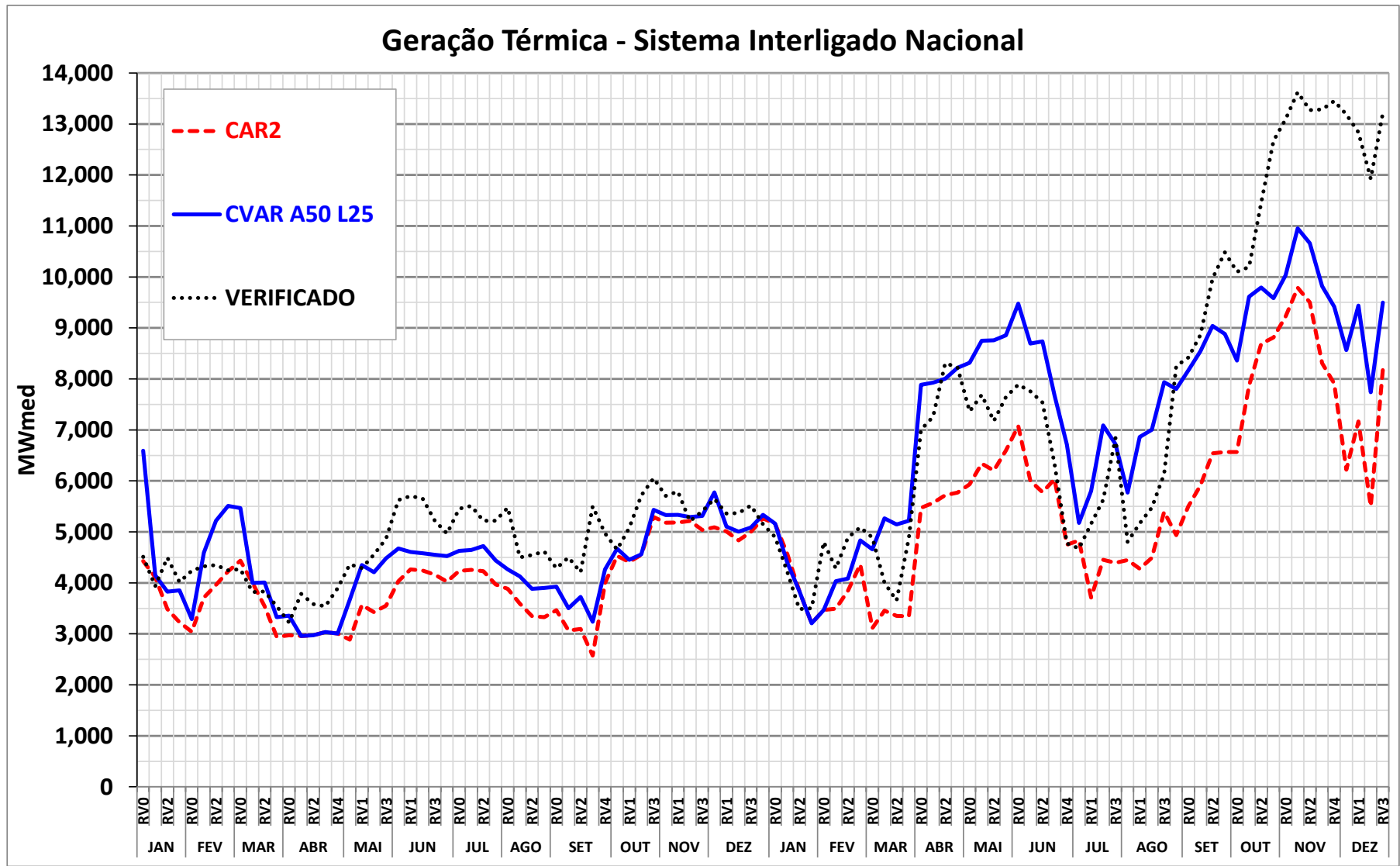
CVAR – escolha da parametrização (α e λ)

Critério: Aumento do Custo de GT/Redução do Custo do Déficit.



CVAR – consequência do uso no PMO/DECOMP

(janeiro de 2011 a dezembro de 2012)



CVAR – consequência do uso no PMO/DECOMP

(janeiro de 2011 a dezembro de 2012)

