



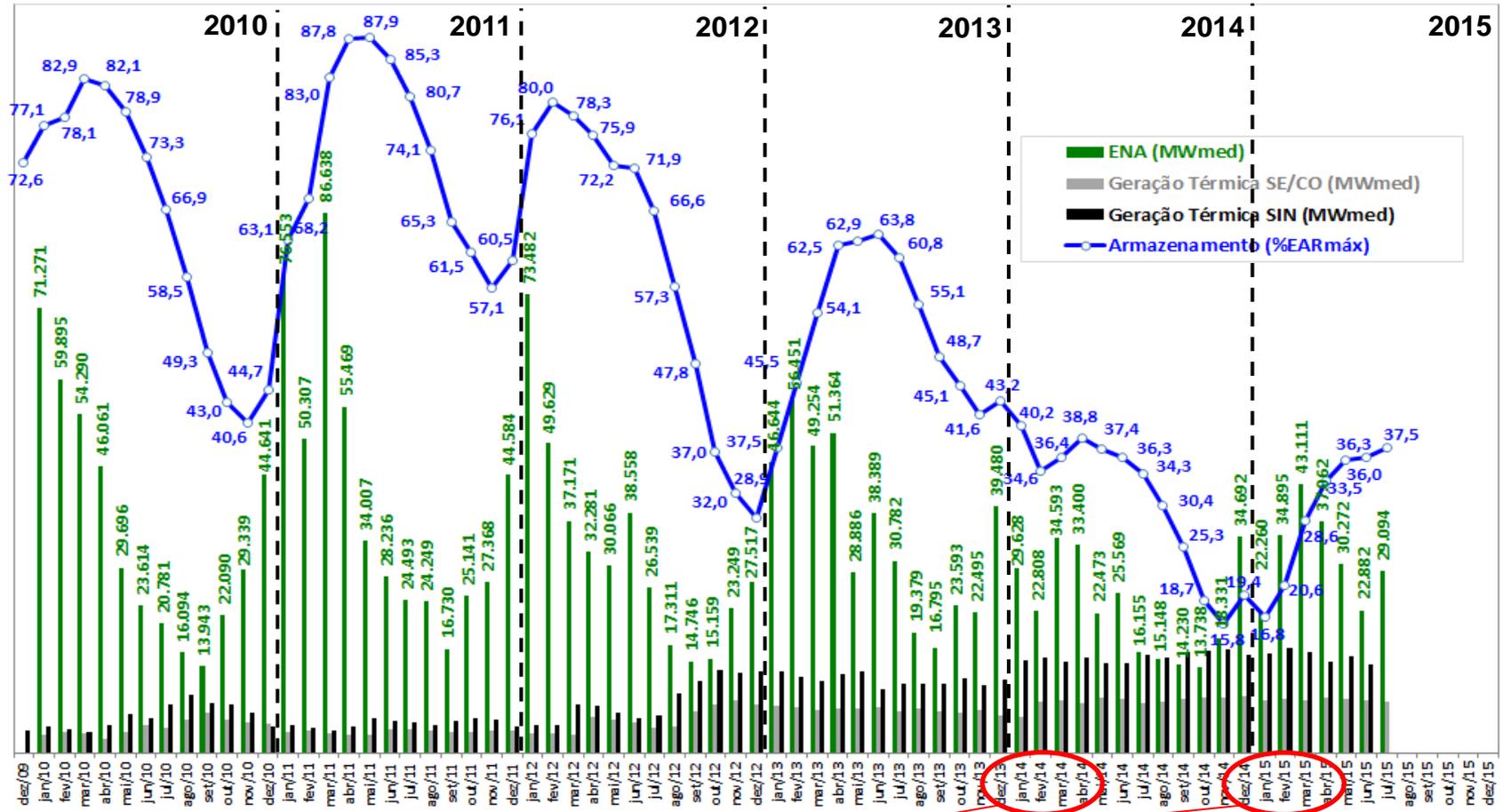
Garantia do Atendimento do SIN Visões de Curto (2015-2016) e Médio Prazos (2017-2019)

Hermes Chipp
Diretor Geral

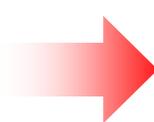
FGV
Rio de Janeiro, 17/08/2015

Condições Hidroenergéticas de 2010 a 2015

Região SE/CO



Condições hidroenergéticas extremamente rigorosas nos períodos úmidos 2013/2014 e 2014/2015



Manutenção do despacho pleno de geração térmica como parte da política de priorização dos estoques nas usinas de cabeceira



Avaliação do Atendimento Energético em 2015-2016

Principais Condicionantes do Atendimento Energético em 2015

Melhoria das condições hidroenergéticas no período seco de 2015

Afluências verificadas entre abril e julho (% da MLT)

SE/CO	abr	mai	jun	jul
2014	80%	74%	99%	83%
2015	89%	100%	90%	133%

NE	abr	mai	jun	jul
2014	41%	41%	42%	47%
2015	56%	60%	63%	50%

Previsões indicam que não deve haver mudanças nessa tendência

Níveis de Armazenamento mais elevados (%EAR_{máx} em 31/julho)

	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí
2014	34,3	90,5	31,8	84,9	91,8
2015	37,4	97,5	22,3	75,1	93,5

- Na região NE, em função das condições mais desfavoráveis, foi implementada redução adicional na defluência mínima no rio São Francisco (UHEs Sobradinho e Xingó), de 1.100 m³/s para 900 m³/s a partir de junho/2015;

Principais Condicionantes do Atendimento Energético em 2015

Redução da Carga de Energia Verificada

Acompanhamento da Carga de Energia (MWmed)

Período	2014 verificado (A)	2015 verificado (B)	Variação (B/A)	2015 Previsto no PEN/ 1ª e 2ª Rev. Quad. (C)	Desvio (B/C)
Janeiro	67.944	69.606	2,4%	67.792	2,7%
Fevereiro	69.870	68.064	-2,6%	69.854	-2,6%
Março	66.355	66.647	0,4%	69.876	-4,6%
Abril	64.900	63.861	-1,6%	67.599	-5,5%
Mai	62.938	60.909	-3,2%	63.294	-3,8%
Junho	61.510	59.871	-2,7%	62.557	-4,3%
Julho	61.528	60.083	-2,3%	62.621	-4,1%
Agosto	63.168	61.162 ⁽¹⁾	-3,2%	61.288 ⁽²⁾	-0,2%
Janeiro-Agosto	64.727	63.738	-1,5%	65.562	-2,8%

(1) Estimativa da 2ª Revisão Semanal do PMO de Agosto/2015, com base nos valores verificados até dia 12/08.

(2) Previsão da 2ª Revisão Quadrimestral.

A variação prevista no Planejamento Anual da Operação Energética – PEN, no período janeiro-agosto, foi de 1,3% enquanto a verificada foi de -1,5%, ou seja, aproximadamente 2,8% inferior ao valor do PEN: valor original do PEN (janeiro a abril), 1ª Revisão Quadrimestral (maio a julho) e 2ª Revisão Quadrimestral (agosto).

Principais Condicionantes do Atendimento Energético em 2015

Redução da Previsão de Carga 2015-2019

Comparação das previsões:

2014	2015	Variação	
		%	MWmédio
65.202	64.017	-1,8	-1.185

SIN. Carga de energia (MWmédio)



Principais Condicionantes do Atendimento Energético em 2015

Acréscimo de Nova Oferta de Energia

- Na região Nordeste e no Sul, entram em operação novos parques eólicos.
- Aumenta a oferta de energia do Complexo do Madeira com a entrada em operação do primeiro polo do 2º Bipolo de CC.

Efeito Conjugado dos Principais Condicionantes

Região NE

	2014	2015	Delta
Defluência	1100	900	-550 MWmed
S. Francisco (m ³ /s)	(3.025 MWmed)	(2.475 MWmed)	
Eólicas	1.380 MWmed	2.648 MWmed	1.269 MWmed
Carga	10.199 MWmed	10.304 MWmed	105 MWmed
Balanco NE			614 MWmed

Regiões SE/CO, Sul e Norte

	2014	2015	Delta
Carga	55.311 MWmed	53.457 MWmed	- 1.853 MWmed
Geração Complexo Madeira	1.577 MWmed	2.410 MWmed	833 MWmed
Balanco SE			2.686 MWmed

Balanco SIN (2015 - 2014): 3.300 MWmed

Resultados da Análise ago-nov/2015

Armazenamentos ao final de novembro (%EARmáx)

Região SE/CO

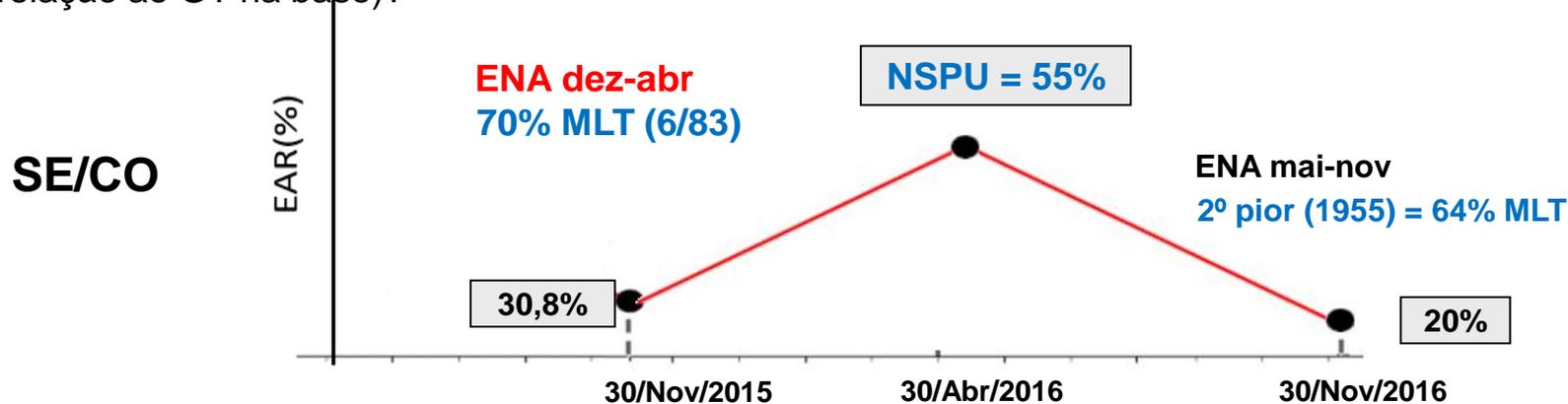
	Até R\$ 420,40/MWh (UTE Mario Lago)	Até R\$ 600,00/MWh	Até R\$ 800,00/MWh	Até R\$ 1.000,00/MWh	Acima de R\$ 1.000,00/MWh
Valor Esperado	26,6	30,8	32,8	33,5	33,9
Limite Inferior	15,4	19,6	21,6	22,3	22,7

Região NE

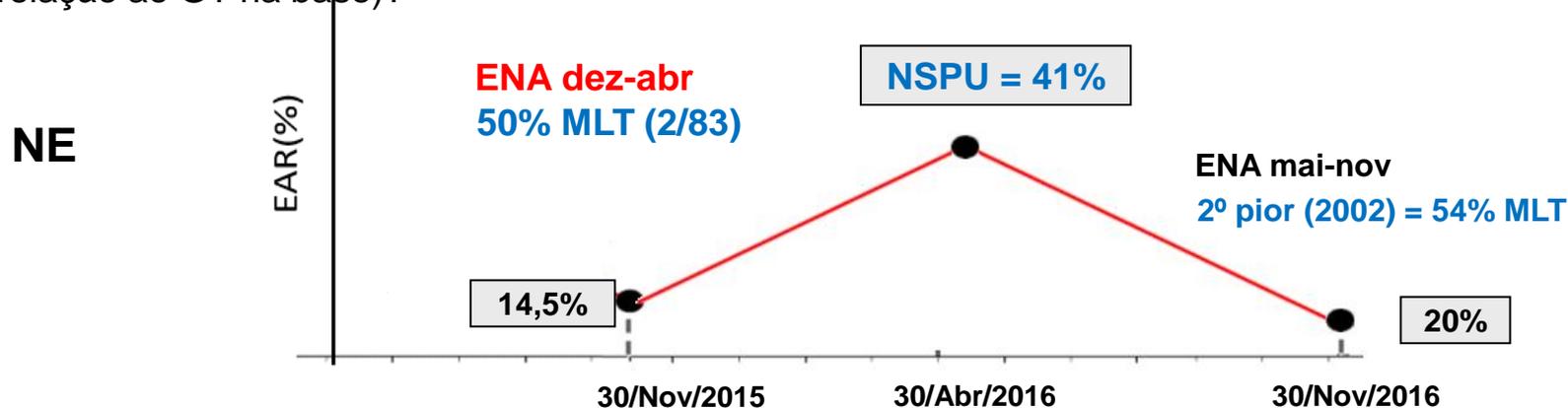
	Até R\$ 420,40/MWh (UTE Mario Lago)	Até R\$ 600,00/MWh	Até R\$ 800,00/MWh	Até R\$ 1.000,00/MWh	Acima de R\$ 1.000,00/MWh
Valor Esperado	14,5	14,5	14,5	14,6	14,6
Limite Inferior	9,3	9,3	9,4	9,4	9,4

NSPU e ENA dez/15-abr/16 Necessários

Qual o NSPU necessário para atingir 20% no final de nov/16 considerando a 2ª pior ENA mai/16-nov/16 e qual a respectiva ENA dez/15-abr/16 para atingi-lo, partindo de 30,8% no final de nov/15, com GT dez/15-nov/16 limitado ao CVU de 600 R\$/MWh (disponibilidade térmica = 7.816 MWmed; redução de 714 MWmed em relação ao GT na base)?

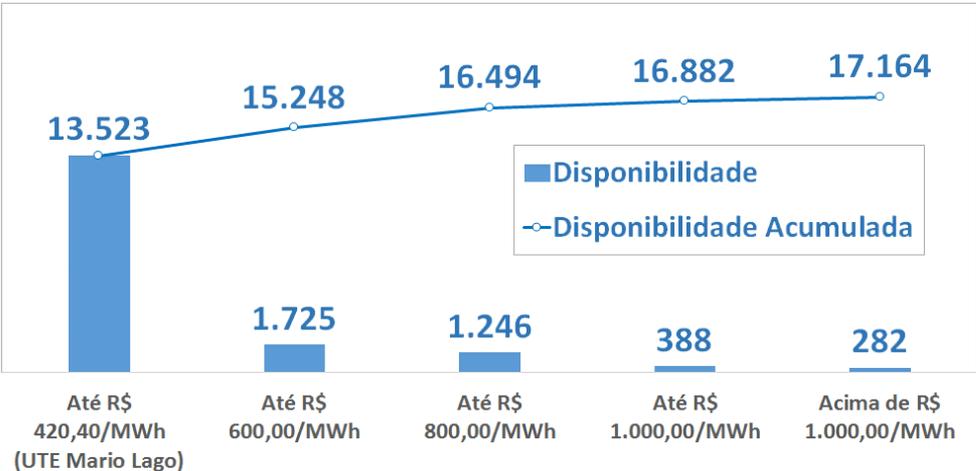


Qual o NSPU necessário para atingir 20% no final de nov/16 considerando a 2ª pior ENA mai/16-nov/16 e qual a respectiva ENA dez/15-abr/16 para atingi-lo, partindo de 14,5% no final de nov/15, com GT dez/15-nov/16 limitado ao CVU de 600 R\$/MWh (disponibilidade térmica = 3.667 MWmed; redução de 1.198 MWmed em relação ao GT na base)?



Análise Prospectiva Ago-Nov/2015

Disponibilidade de Geração Térmica (MWmed)



Custo de Operação (Milhões R\$)	Até R\$ 420,40/MWh (UTE Mario Lago)	Até R\$ 600,00/MWh	Até R\$ 800,00/MWh	Até R\$ 1.000,00/MWh	Acima de R\$ 1.000,00/MWh
	1.610	564	668	256	224

Despacho Térmico

Em função da influência desses condicionantes no atendimento eletroenergético, em agosto/2015, o CMSE, com base em proposta do ONS, decidiu:

- **Efetuar o desligamento de 2.660 MW de Geração Térmica com CVU superior a 600 R\$/MWh. Sua produção de energia, cerca de 2.000 MWmed, equivale a 3,1% do armazenamento máximo do SE/CO. A redução no custo mensal de operação é de R\$ 1,1 bi.**
- **O ONS continuará monitorando as condições hidroenergéticas do SIN, e poderá propor ao CMSE ajustes dessa decisão, se necessário.**



Análise do Atendimento 2017-2019

Riscos de Déficit

1 Patamar de Déficit, Sem Racionamento Preventivo, Sem Tendência Hidrológica,
Defluência de Três Marias 300 m³/s e Sobradinho 900 m³/s (Agosto a Dezembro)

Séries Sintéticas

SubSistema	2016	2017	2018	2019
SUDESTE/CENTRO-OESTE				
PROB (Qualquer Déficit)	1,1	0,8	0,4	0,5
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,6	0,5	0,1	0,3
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,1	0,1	0,1	0,0
SUL				
PROB (Qualquer Déficit)	1,4	1,3	0,9	0,2
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,8	0,5	0,4	0,2
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,1	0,1	0,2	0,1
NORDESTE				
PROB (Qualquer Déficit)	0,4	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,1	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0
NORTE				
PROB (Qualquer Déficit)	0,1	0,1	0,1	0,1
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit > 5% Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0



Novos Paradigmas para a Operação do SIN

A Matriz de Energia Elétrica de 2014 e 2019

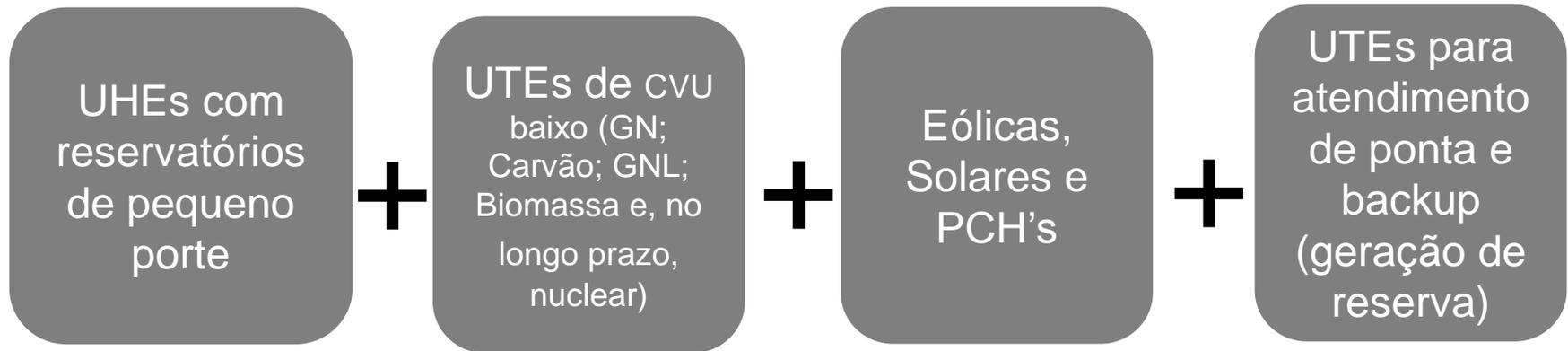
Base: PMO maio/15

Tipo	2014		2019		Crescimento 2014-2019	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	94.375	73,7	113.086	68,0	18.711	19,8
Nuclear	1.990	1,6	3.395	2,0	1.405	70,6
Gás / GNL	11.625	9,1	15.477	9,3	3.852	33,1
Carvão	3.210	2,5	3.550	2,1	340	10,6
Biomassa	6.428	5,0	7.969	4,8	1.541	24,0
Outras ⁽¹⁾	1.021	0,8	1.649	1,0	628	61,5
Óleo / Diesel	4.628	3,6	4.731	2,8	103	2,2
Eólica	4.759	3,7	15.567	9,4	10.808	227,1
Solar	8	0,0	898	0,5	890	-
Total	128.044	100,0	166.322	100,0	38.853	30,0

- O parque gerador brasileiro está passando por um processo de transformação e transição. A hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do SIN será reduzida de 73,7% em 2014 para 68,0% em 2019.
- As novas hidroelétricas serão majoritariamente do tipo a fio d'água e, conseqüentemente, a capacidade de regularização do SIN diminuirá gradativamente, tornando o sistema cada vez mais dependente de geração complementar à hídrica, sobretudo durante a estação seca.

O Futuro do SIN com a Nova Matriz Elétrica

Expansão ótima possível no médio prazo



+ Ampliação dos grandes troncos de transmissão, em especial entre regiões, considerando o critério de confiabilidade N-2 como forma de mitigar a ocorrência de grandes perturbações

Montantes adequados, considerando custos e segurança energética, devem ser determinados permanentemente por estudos de planejamento da expansão, com apoio do planejamento da operação.



Principais desafios do setor

LEILÕES DE GERAÇÃO

- **Aprimoramentos necessários:**
 - **Leilões por tipo de fonte e por região, em casos especiais.**
 - **Critérios de ordenação por custo-benefício devem considerar atributos: disponibilidade para despacho, atendimento à ponta, confiabilidade, preço, etc.**
 - **A “matriz energética desejada” deve resultar de estudos/análises, e não como resultado do leilão apenas por preço.**

ATENDIMENTO À PONTA

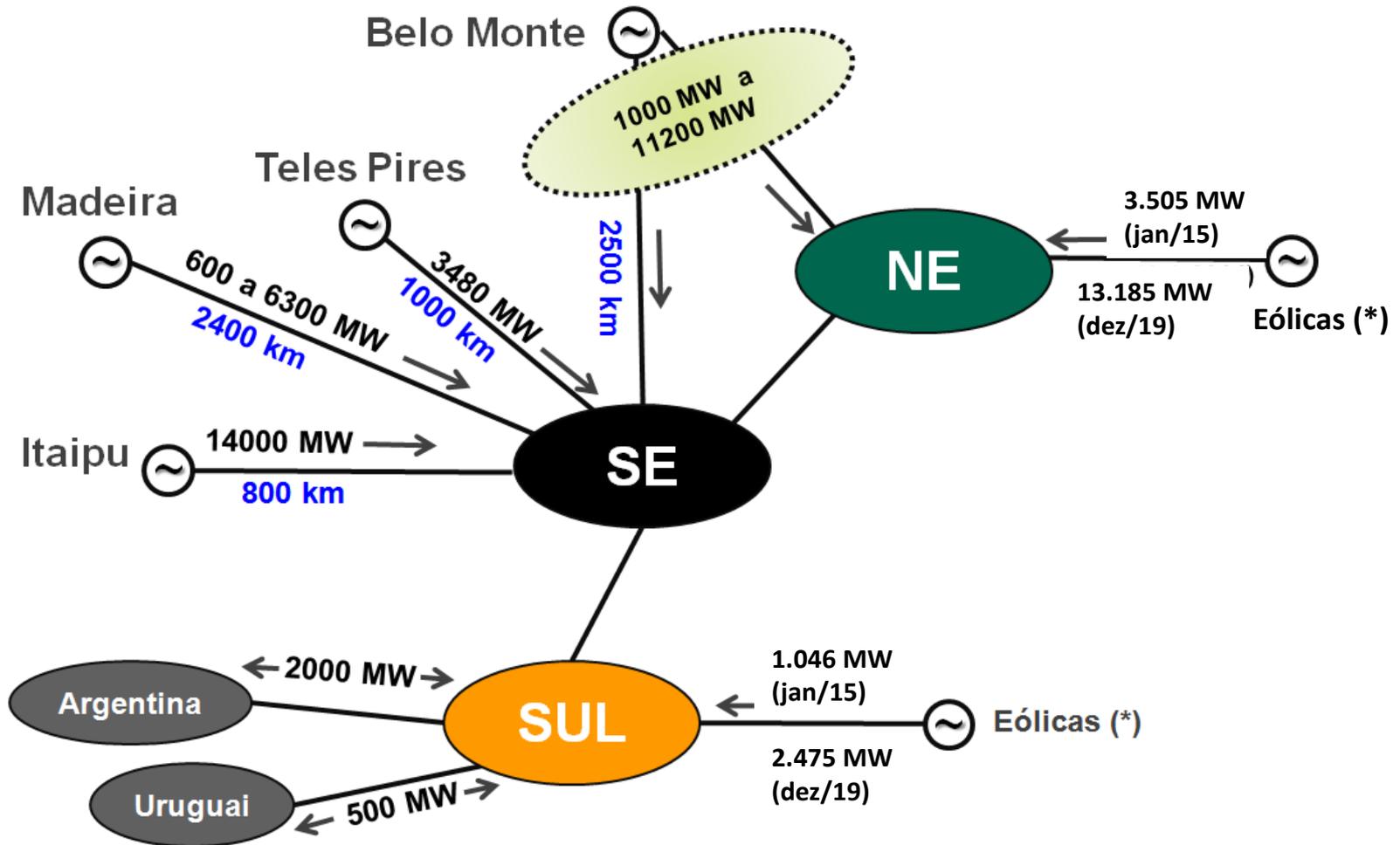
- **Adoção de mecanismos regulatórios com sinais econômicos para a implantação de potência.**
- **Avaliar a utilização dos poços existentes nas usinas hidrelétricas, com potencial de cerca de 5.200 MW.**

LEILÕES E IMPLANTAÇÃO DE TRANSMISSÃO

- **O problema já vem sendo tratado por GT criado pelo MME para eliminar atrasos de transmissão que afetem o escoamento da geração ou a confiabilidade do sistema**

Principais Desafios na Operação do SIN

Grandes usinas a fio d'água, interligações inter-regionais e internacionais e oferta com grande variabilidade e intermitência





Fim. Obrigado.