

A long-exposure photograph of a city street at night. The street is filled with light trails from cars, creating streaks of red and white light. The street is marked with yellow and white lines. In the background, there are buildings, streetlights, and a traffic light. A sign on the left reads 'Lgo. Rosário Rosário Sq.'. The sky is dark blue.

Investor Education

Formação de Preço de Energia

Maio/2024



Objetivos do dia

- ✓ Discutir os pontos mais relevantes sobre a formação de preço de energia
- ✓ Orientar na interpretação de dados
- ✓ Orientar analistas que precisam construir seus modelos
- ✓ Indicar os principais riscos a serem considerados na atividade de comercialização de energia
- ✓ **Não vamos** discutir resultados e valores específicos da CPFL Energia, mas apenas sinalizar os temas que são de maior relevância para os nossos negócios

Caso haja dúvidas sobre a performance da CPFL Energia, o time de Relações com Investidores está à disposição para um *call*

Fale com RI:  ri@cpfl.com.br

Agenda



01 Preços de Energia no Brasil e o PLD

02 Principais Fatores de Impacto

03 Modelos de Formação de PLD

04 Ambientes de Comercialização e
Perspectivas de Mercado

05 Novos Desafios

Tarifa

É o preço da energia estabelecido pelas distribuidoras para o **consumidor cativo**, sob regulação da ANEEL

Companhia Paulista de Força e Luz
Uma empresa do Grupo CPFL Energia

Rod. Eng. Miguel Noel N. Burnier km 2,5
Campinas - SP - 13088-900
Inscrição Estadual: 244.163.955.115
Inscrição no CNPJ: 33.050.196/0001-88

36700005
NOME COMPLETO DO CLIENTE
ENDERECO DO CLIENTE, 00
BAIRRO
CEP | CIDADE | ESTADO

R.E.PTA.XX.XXXXXXXX.XX
Nota Fiscal
Conta de Energia Elétrica
Nº 00000000 série L2
Data de Emissão: DIAMÊS/ANO
Data de Apresentação: DIAMÊS/ANO
Pág. 01 de 01
Conta Contrato nº 00000000000

Lote Roteiro de Leituras Medidor Cliente
Reservado ao Fisco
SCEE.E886.6606.60F4.EE08.668C.2245.2033

PREZADO(A) CLIENTE
Mantenha seus dados sempre atualizados, alguns itens determinam a tarifa e tributação de sua fatura de energia elétrica. Solicite os serviços disponíveis em nosso site com rapidez e segurança e reserve mais tempo para você em seu dia a dia. Para mais informações, acesse o endereço que consta no verso de sua conta.

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA
NOME COMPLETO DO CLIENTE
ENDERECO DO CLIENTE, 00
BAIRRO | CEP | CIDADE | ESTADO

ATENDIMENTO PN SEU CÓDIGO CONTA MÊS VENCIMENTO TOTAL A PAGAR

0800 0 00 00 00
www.cpfl.com.br
123456789 1234567890

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CRIMINAÇÃO D. N.º	DESCRIÇÃO DA COOPERAÇÃO	MÊS	QUANT. FATURADA	UNID. MÊS	TARIFA COM TAXA DE OPERAÇÃO	VALOR ITEM DE OPERAÇÃO	IMPOSTO ICMS R\$	IMPOSTO ICMS %	IMPOSTO ICMS %	IMPOSTO ICMS %	IMPOSTO ICMS %	IMPOSTO ICMS %	IMPOSTO ICMS %	IMPOSTO ICMS %
0000	Consumo Luz Sistema (SVM) TUSD	Mar 20	000,000	1000	0,0000000	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00
0000	Consumo Bandeira Verde - TE	Mar 20	000,000	1000	0,0000000	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00
0000	Indicador de Bandeira Verde	Mar 20	000,000	1000	0,0000000	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00
0000	Indicador de Bandeira Verde - Total Distribuição	Mar 20	000,000	1000	0,0000000	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00	00,00
0000	DEBITOS DE OUTROS SERVIÇOS													
0000	Contribuição Contrato IP-CP					00,00								

Preço de Liquidação de Diferenças - PLD

É utilizado para valorar exposições energéticas na liquidação de contratos da CCEE

É definido com base no custo marginal da operação, ou seja, representa o preço do último recurso de geração no atendimento da demanda

São definidos para **períodos passados**

Influencia os preços de mercado

Preço de Liquidação das Diferenças

	PLD Horário	Média Diária
SE/CO SUDESTE	611,04	583,88
S SUL	611,04	583,88
NE NORDESTE	611,04	583,88
N NORTE	611,04	583,88

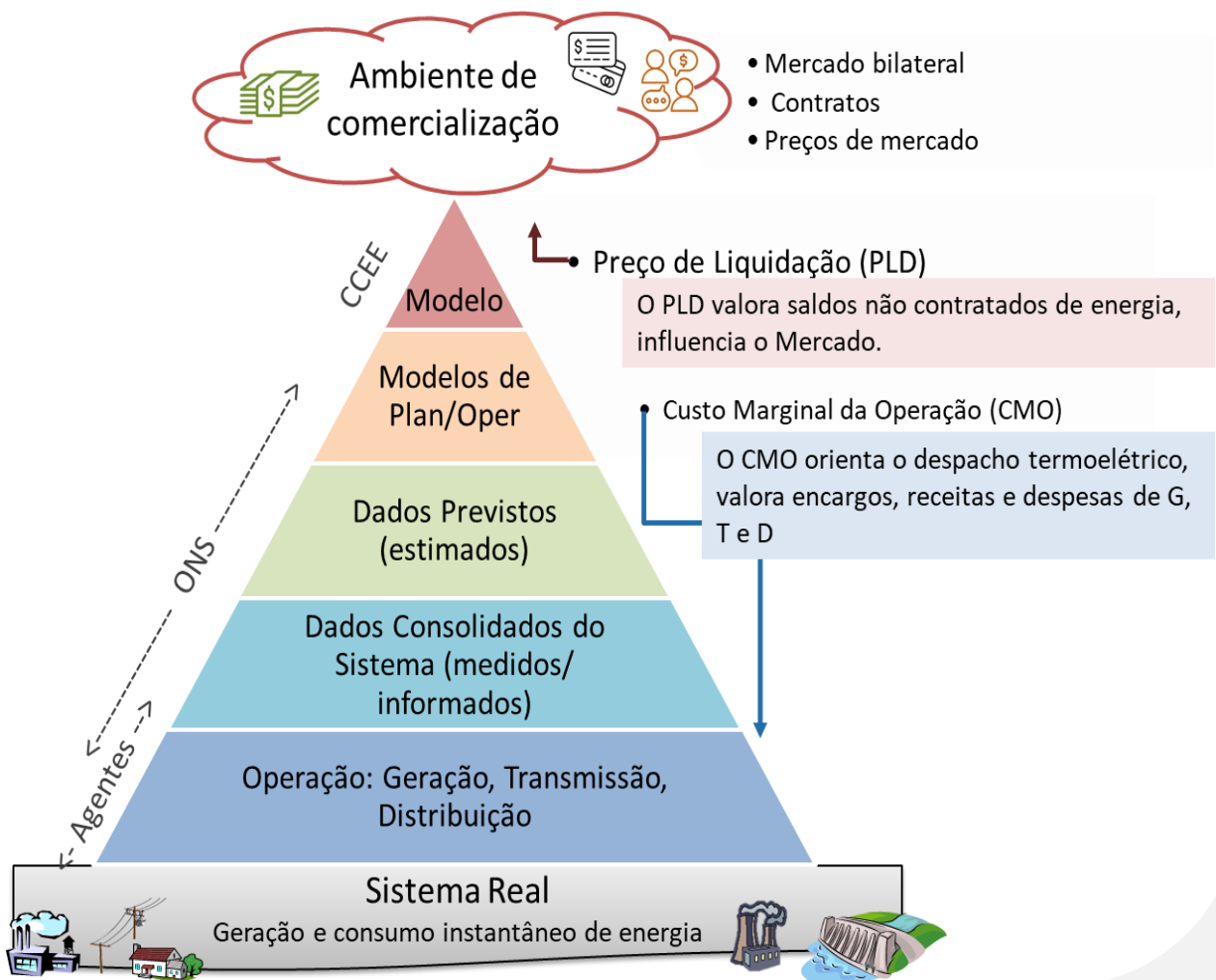
(Valores em R\$/MWh)
19:00 as 19:59 - 19/07/2021 Hoje [Ver mais](#)

Preço Foward

É o preço cobrado em negociações bilaterais de energia (compra/venda) no mercado livre

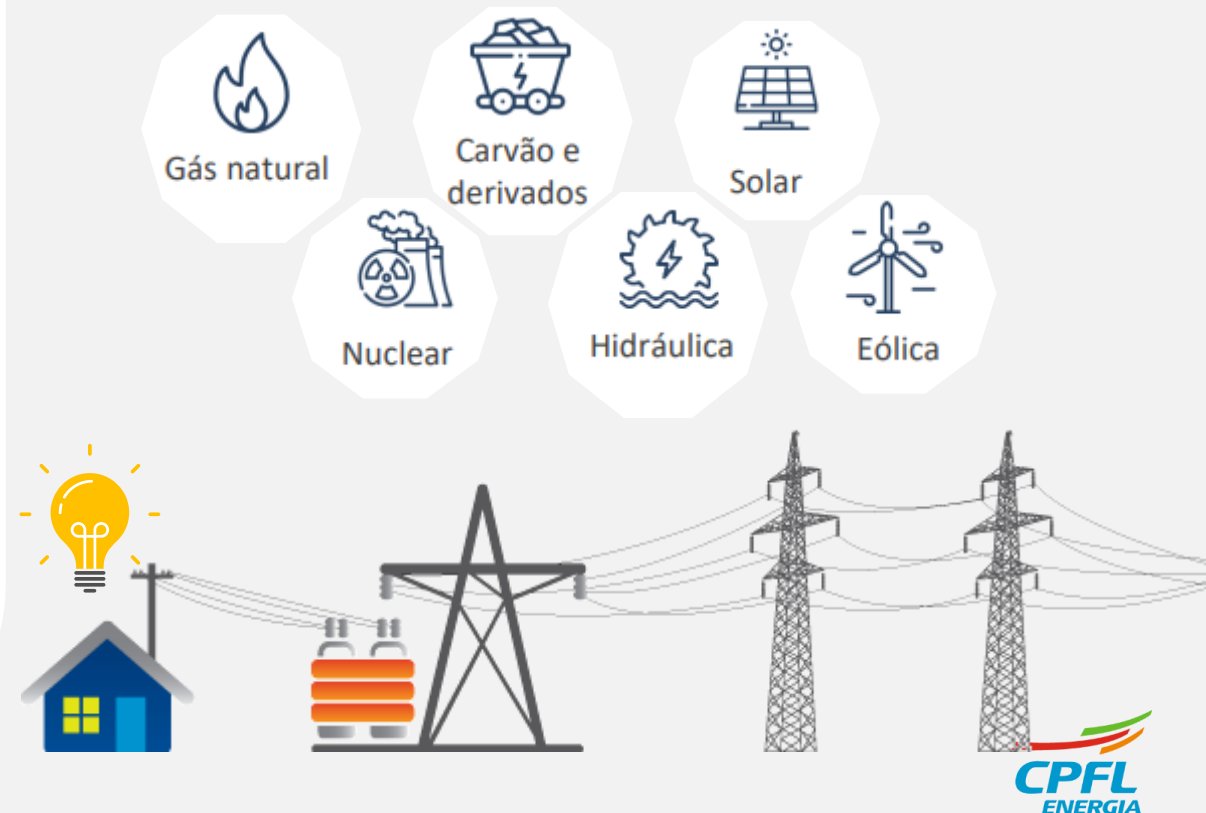
São definidos para um conjunto de **períodos futuros**, geralmente relacionados a vigência dos contratos e consideram a fonte geradora (convencional ou incentivada)

São influenciados pelo PLD, mas também consideram aspectos de mercado como fonte geradora, liquidez e risco



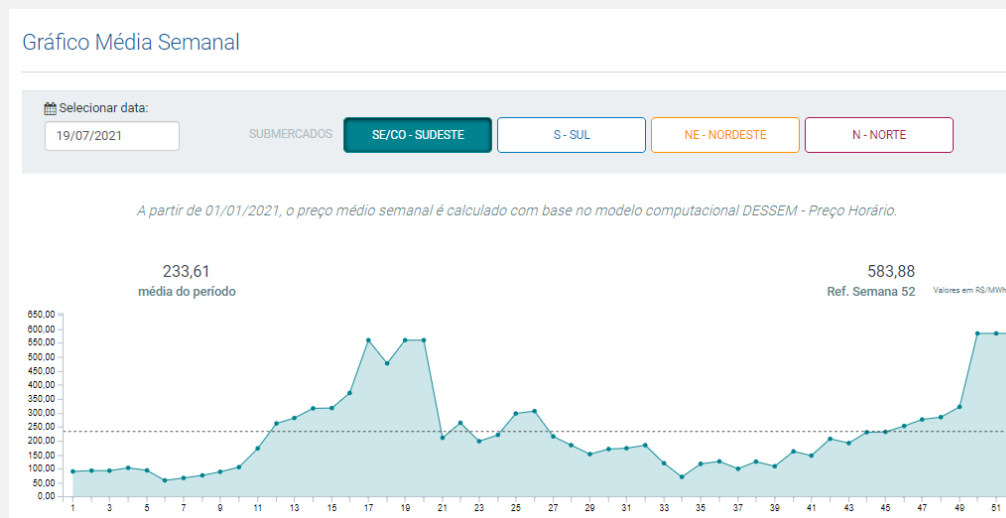
O CMO é o Custo Marginal da Operação

- Qual o **mínimo** custo para adicionar a próxima unidade de energia no sistema?
- Nem sempre é simples definir esse custo!



PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

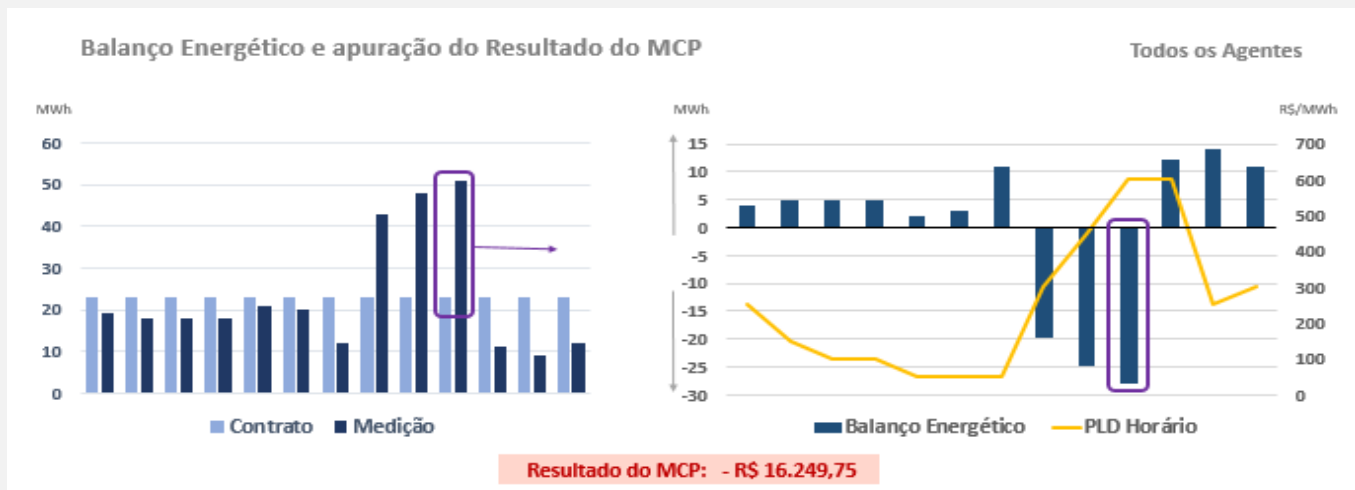
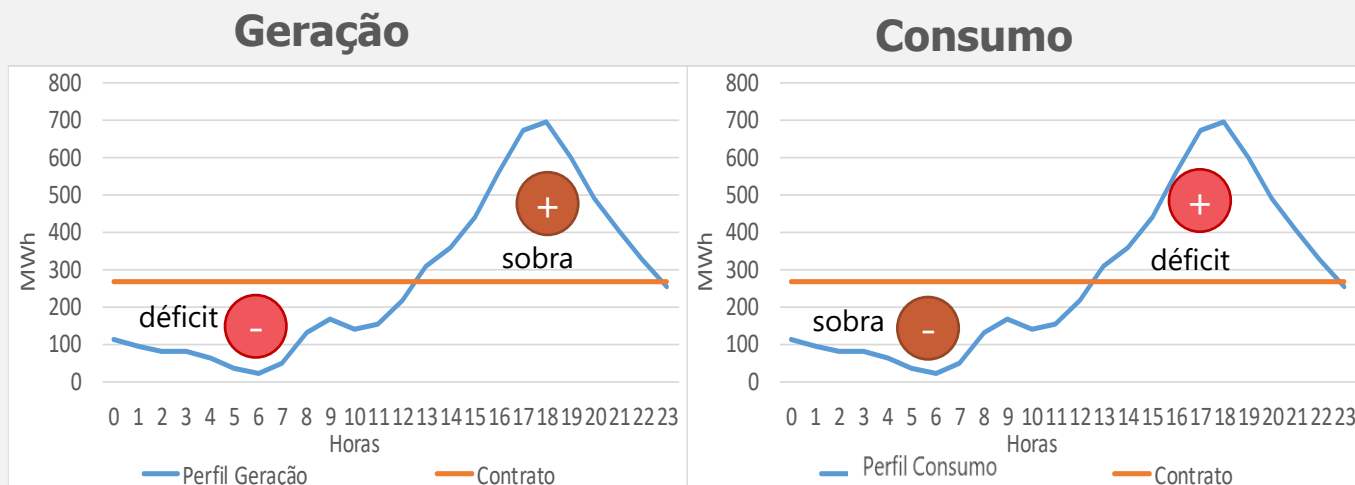
É definido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE: <https://www.ccee.org.br/>
Desde Jan/21 os PLDs são publicados diariamente, sempre para o dia seguinte, em base horária



Para que serve o PLD?

O PLD valora a liquidação de contratos na CCEE no Mercado de Curto Prazo (MCP)

- As exposições energéticas são calculadas pela diferença entre a medição e o contrato e valoradas a PLD
- O cálculo é feito hora a hora: (Sobra ou Deficit)* PLD, mas a liquidação é mensal!



Agenda



01 Preços de Energia no Brasil e o PLD

02 Principais Fatores de Impacto

03 Modelos de Formação de PLD

04 Ambientes de Comercialização e
Perspectivas de Mercado

05 Novos Desafios

Principais Fatores que Impactam o PLD

Principal fator que impacta o PLD, único que tem sua variabilidade modelado por cenários



Hidrologia e Armazenamento

49% da Matriz Elétrica



Recursos Renováveis

34% da Matriz Elétrica*

Participação cada vez maior na matriz energética, efeitos no PLD mais relevantes nos preços horários

Interferências externas ou operativas

Limitação da rede de transmissão
Despacho termelétrico indisponibilidades, autorização para geração fora do mérito, outorgas, custos de combustíveis...

Regras operativas



Disponibilidade de Geração

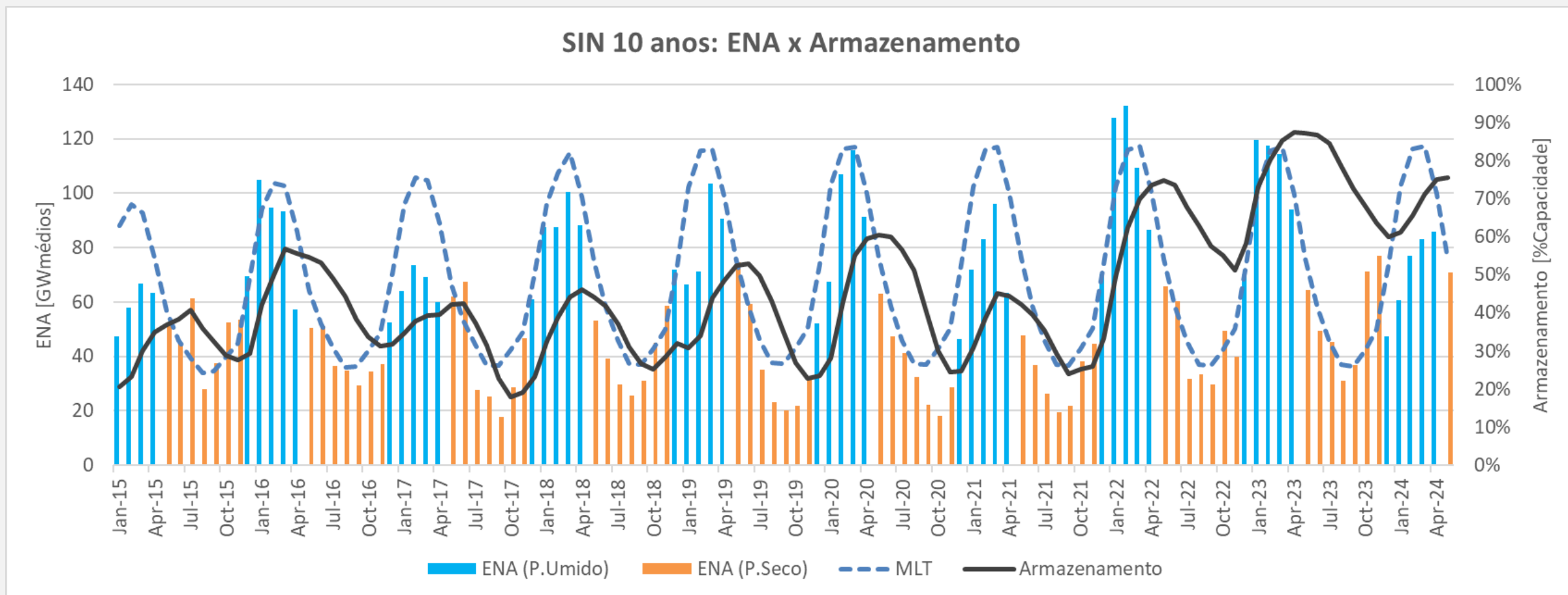


Carga/Consumo

Possui um padrão histórico bem conhecido, mas que tem sido **perturbado pela inserção de geração distribuída**

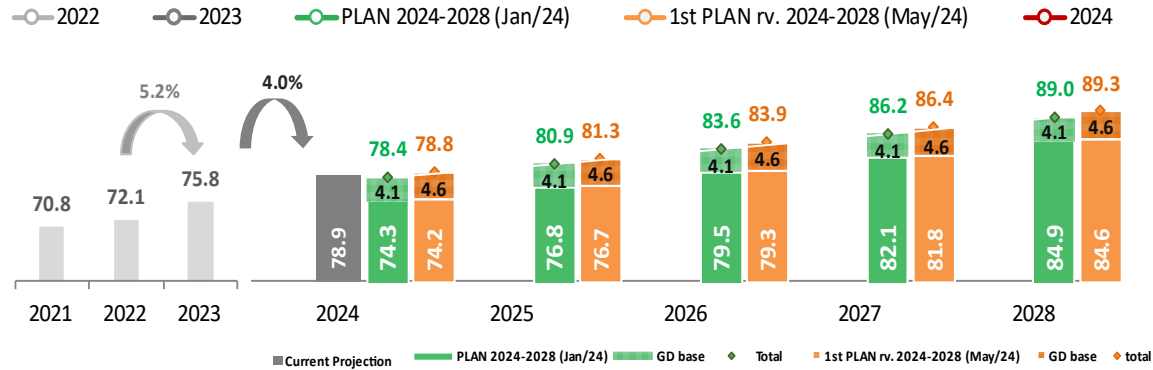
A grandeza mais influente no sistema

- Modelos meteorológicos de chuva são usados para prever a vazão, que é convertida em ENA (Energia Natural Afluente)
- No médio prazo, 2000 cenários sintéticos de ENA são gerados para construir uma política operativa robusta

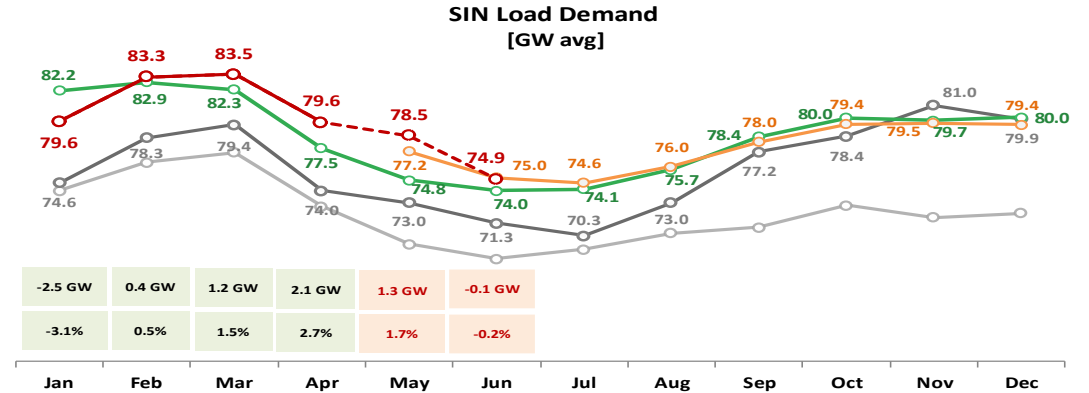


A projeção de carga se dá em 4 escopos temporais:

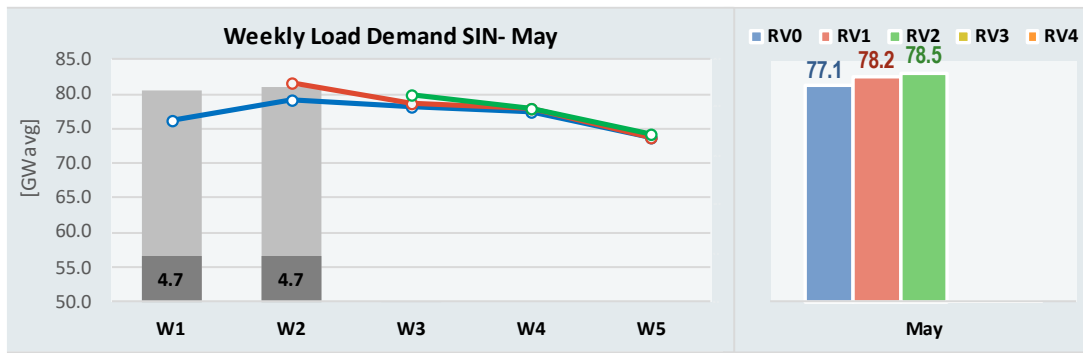
1. PLAN (Plano Nacional de Energia): projeção 5 anos, 3 vezes ao ano (janeiro, maio e setembro). Modelo baseado em variáveis econômicas, ignora fatores espúrios (calendário, temperatura, etc...)



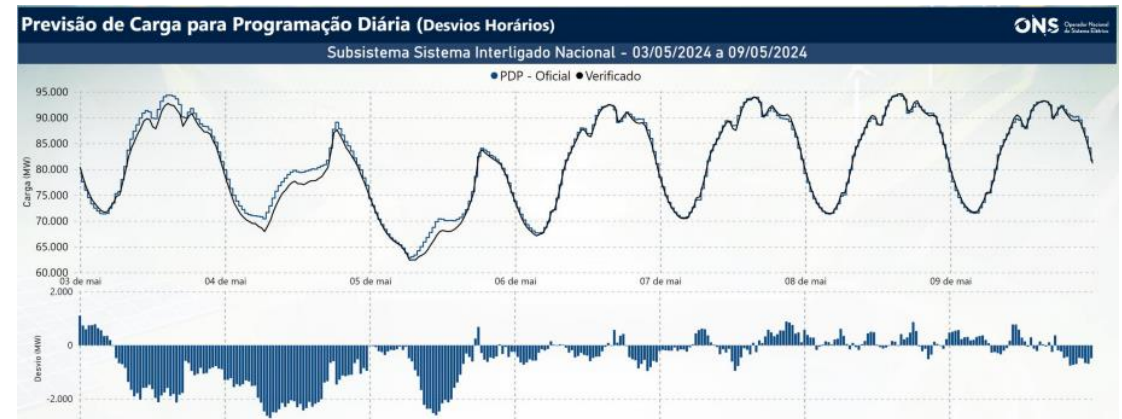
2. PMO (Programa de Operação Mensal): projeção de 2 meses, mensalmente (última quinta-feira do mês). Considera efeitos de temperatura por tendências climáticas e movimentos recentes na carga



3. Revisão do PMO: projeção para as semanas seguintes no mês atual, semanalmente (quarta-feira). Considera previsão de temperatura e mudanças operativas ocorridas dentro do mês

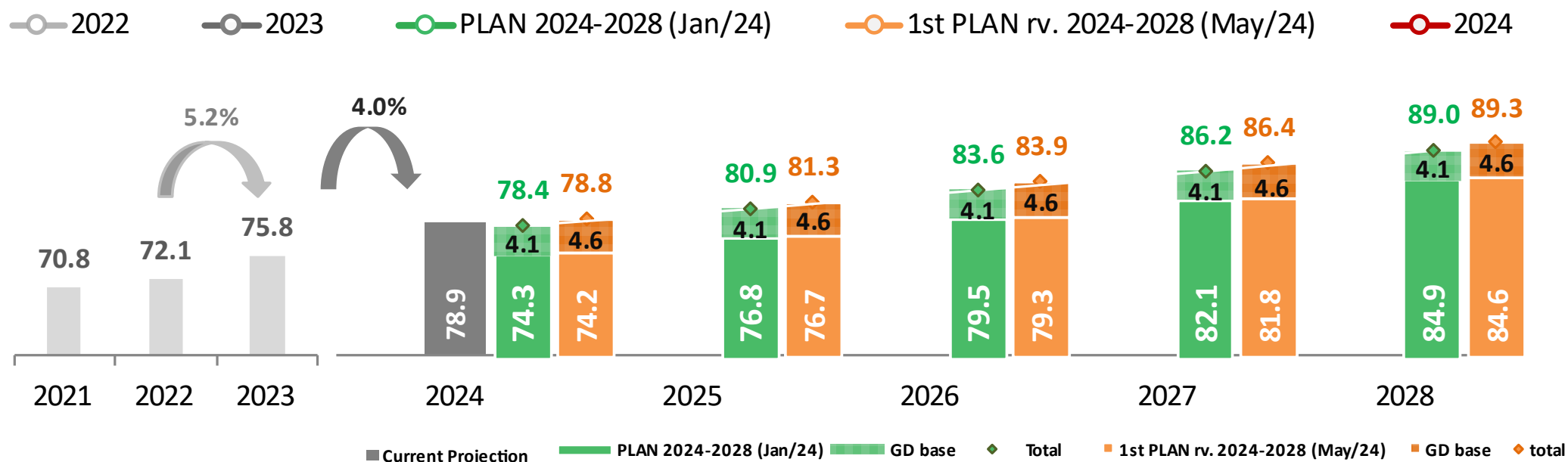


4. Programação diária: foco no dia seguinte, rodado diariamente, em base semi-horária. Considera previsão de temperatura, eventos fortuitos e informações do tempo real



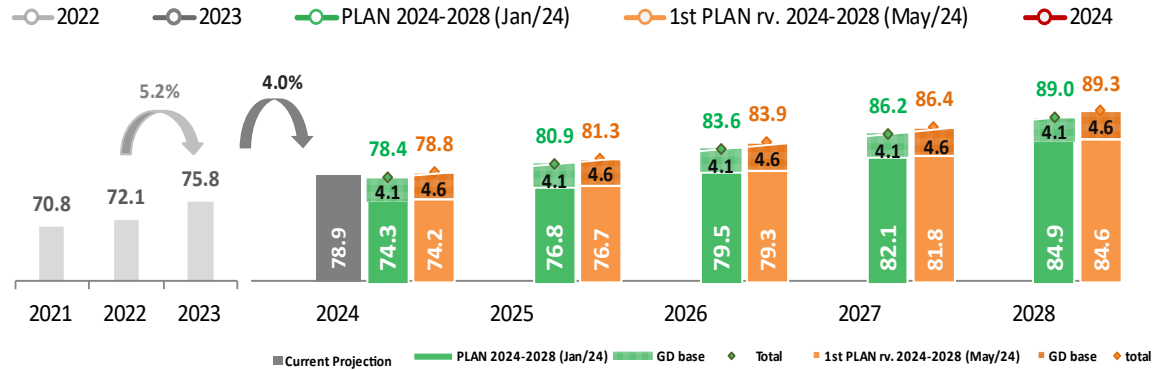
A projeção de carga se dá em 4 escopos temporais:

1. PLAN (Plano Nacional de Energia): projeção 5 anos, 3 vezes ao ano (janeiro, maio e setembro). Modelo baseado em variáveis econômicas, ignora fatores espúrios (calendário, temperatura, etc...)

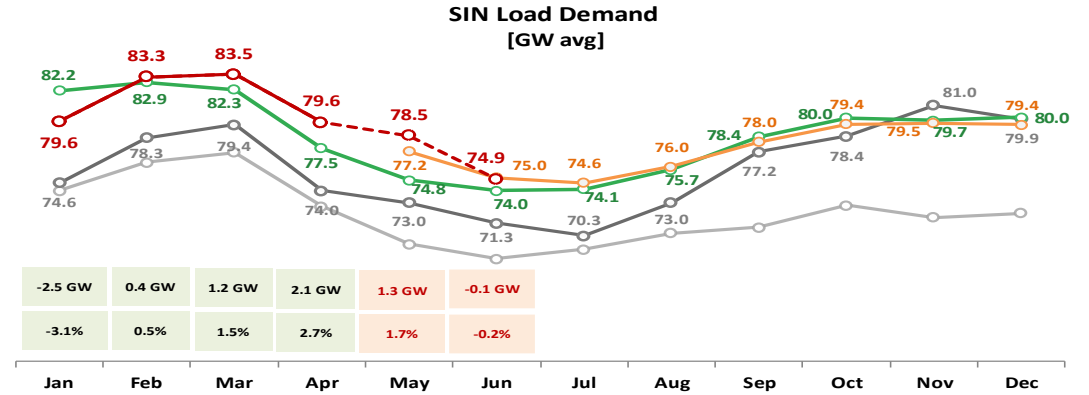


A projeção de carga se dá em 4 escopos temporais:

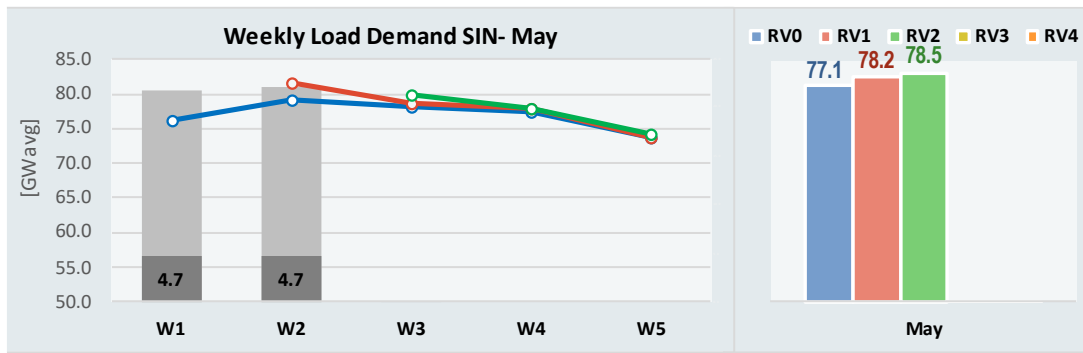
1. PLAN (Plano Nacional de Energia): projeção 5 anos, 3 vezes ao ano (janeiro, maio e setembro). Modelo baseado em variáveis econômicas, ignora fatores espúrios (calendário, temperatura, etc...)



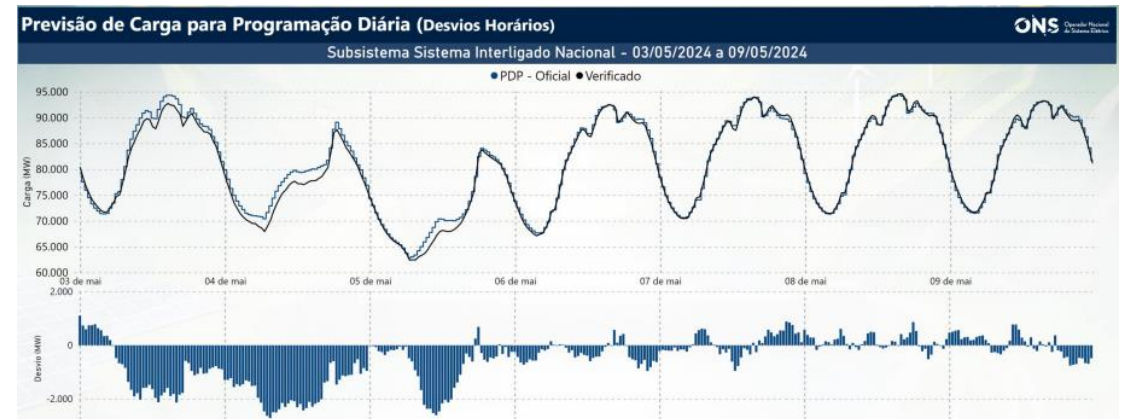
2. PMO (Programa de Operação Mensal): projeção de 2 meses, mensalmente (última quinta-feira do mês). Considera efeitos de temperatura por tendências climáticas e movimentos recentes na carga



3. Revisão do PMO: projeção para as semanas seguintes no mês atual, semanalmente (quarta-feira). Considera previsão de temperatura e mudanças operativas ocorridas dentro do mês

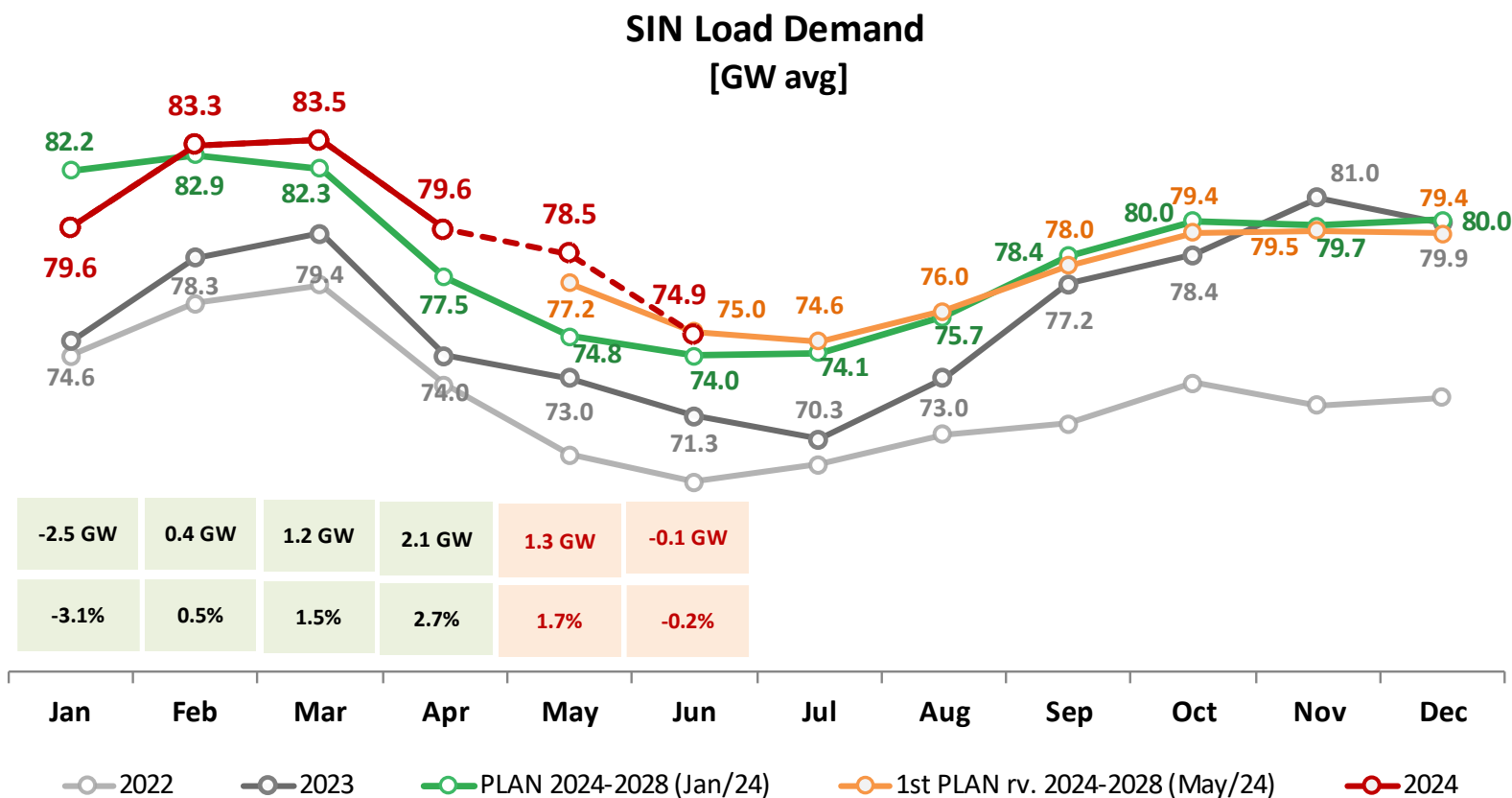


4. Programação diária: foco no dia seguinte, rodado diariamente, em base semi-horária. Considera previsão de temperatura, eventos fortuitos e informações do tempo real



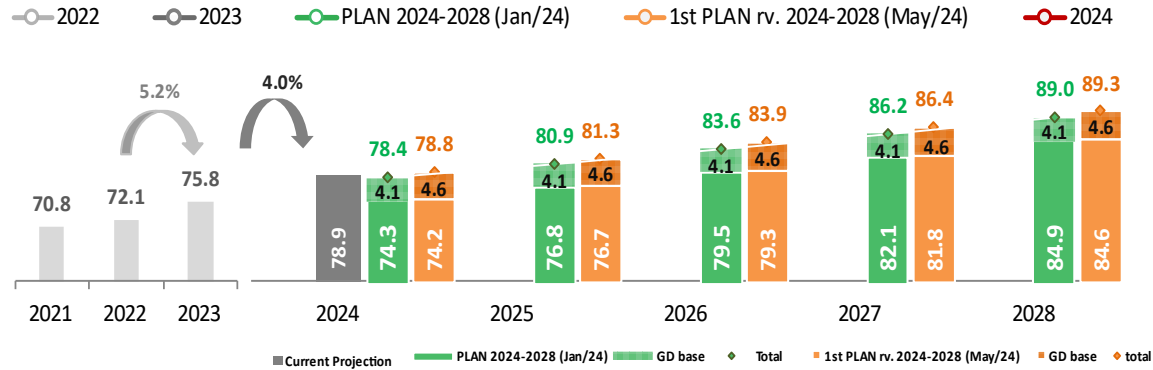
A projeção de carga se dá em 4 escopos temporais:

2. PMO (Programa de Operação Mensal): projeção de 2 meses, mensalmente (última quinta-feira do mês). Considera efeitos de temperatura por tendências climáticas e movimentos recentes na carga.

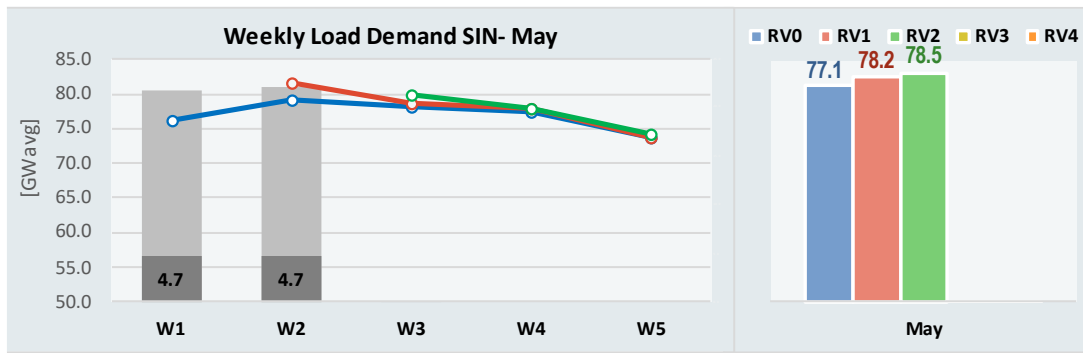


A projeção de carga se dá em 4 escopos temporais:

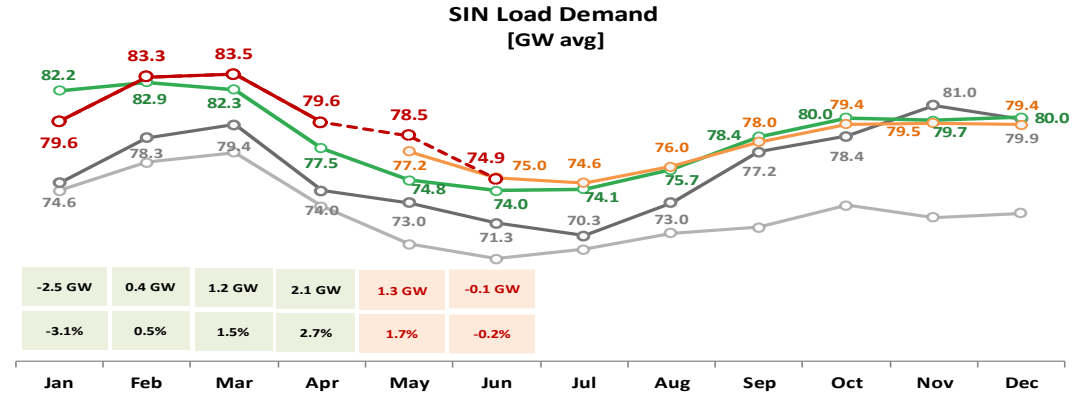
1. PLAN (Plano Nacional de Energia): projeção 5 anos, 3 vezes ao ano (janeiro, maio e setembro). Modelo baseado em variáveis econômicas, ignora fatores espúrios (calendário, temperatura, etc...)



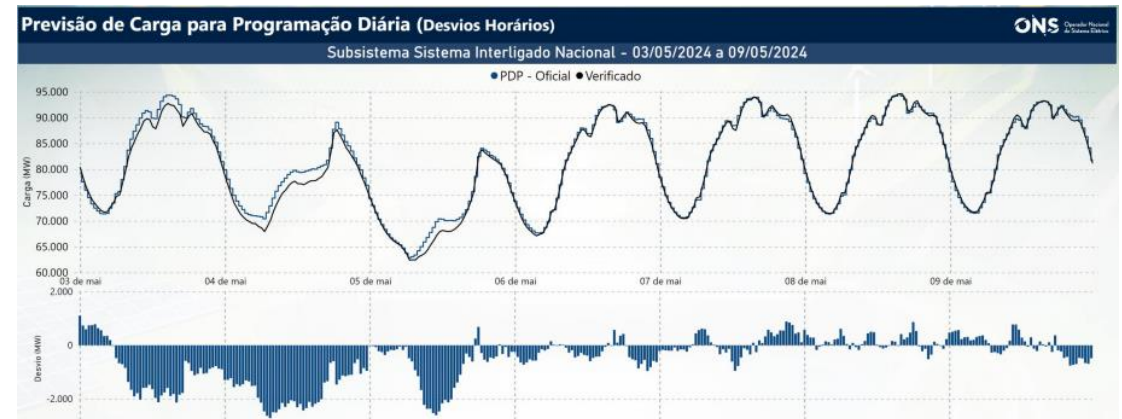
3. Revisão do PMO: projeção para as semanas seguintes no mês atual, semanalmente (quarta-feira). Considera previsão de temperatura e mudanças operativas ocorridas dentro do mês



2. PMO (Programa de Operação Mensal): projeção de 2 meses, mensalmente (última quinta-feira do mês). Considera efeitos de temperatura por tendências climáticas e movimentos recentes na carga

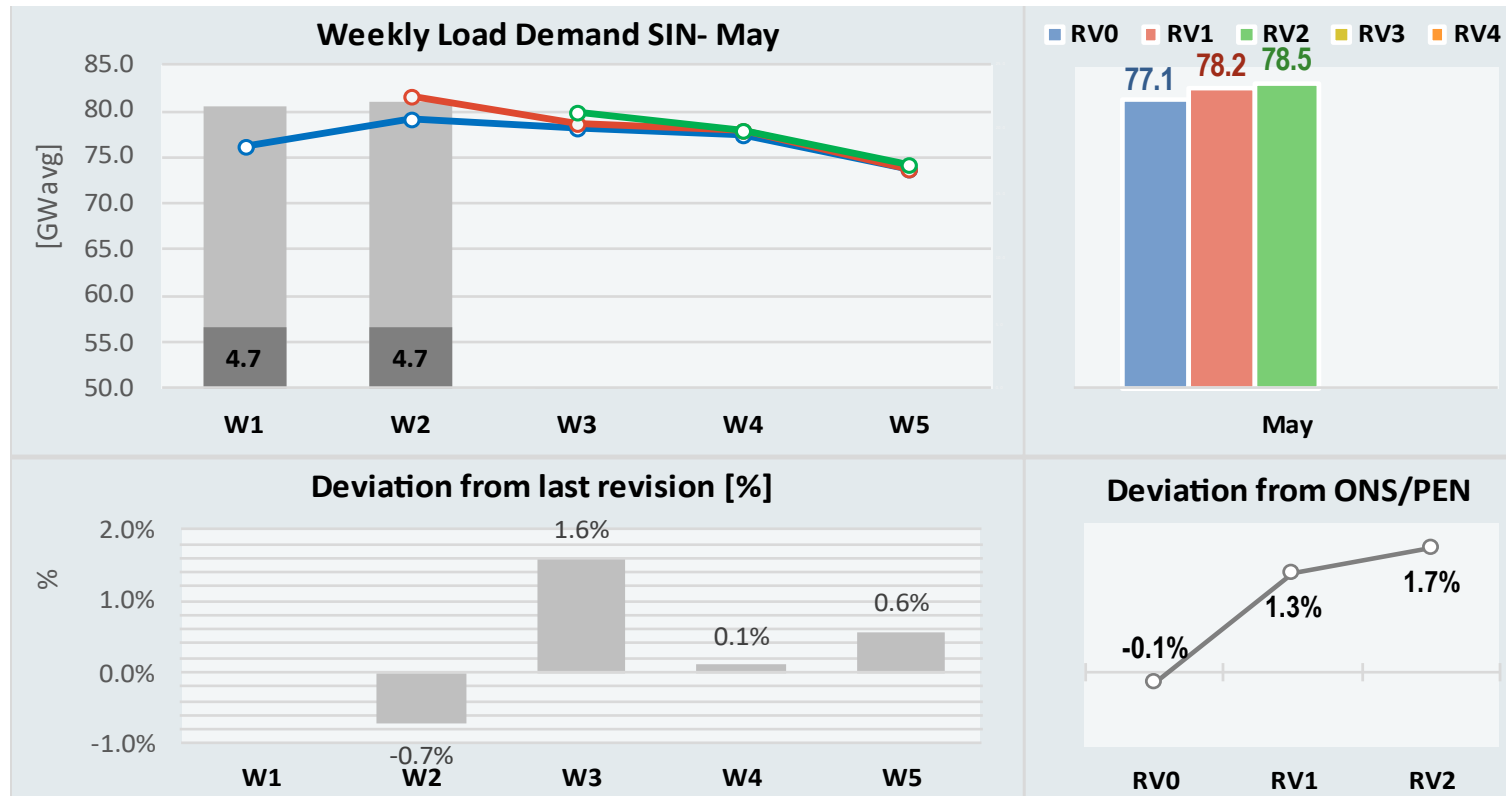


4. Programação diária: foco no dia seguinte, rodado diariamente, em base semi-horária. Considera previsão de temperatura, eventos fortuitos e informações do tempo real



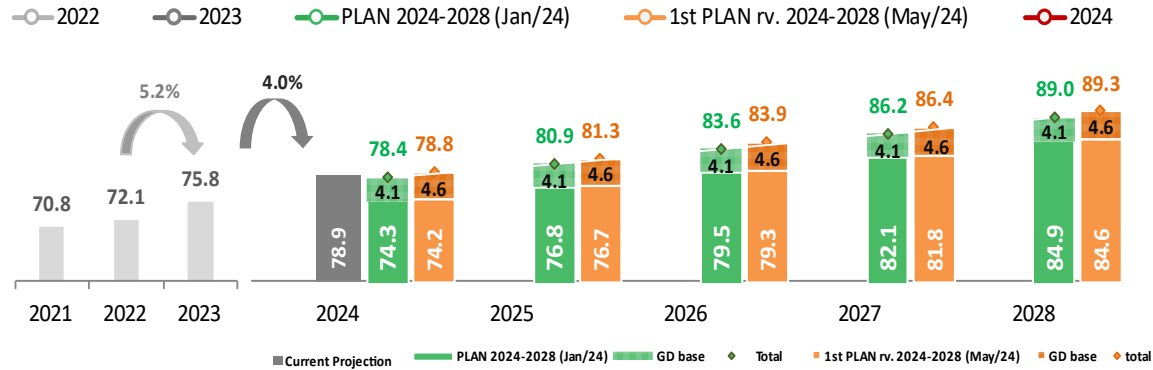
A projeção de carga se dá em 4 escopos temporais:

3. Revisão do PMO: projeção para as semanas seguintes no mês atual, semanalmente (quarta-feira). Considera previsão de temperatura e mudanças operativas ocorridas dentro do mês

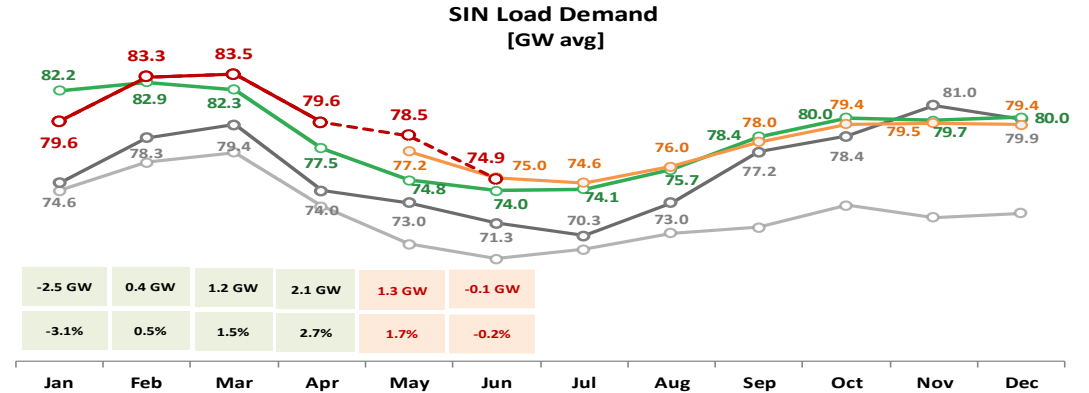


A projeção de carga se dá em 4 escopos temporais:

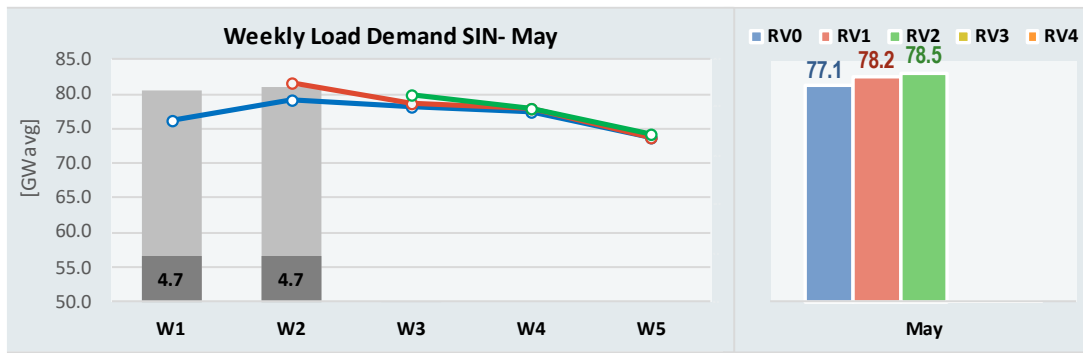
1. PLAN (Plano Nacional de Energia): projeção 5 anos, 3 vezes ao ano (janeiro, maio e setembro). Modelo baseado em variáveis econômicas, ignora fatores espúrios (calendário, temperatura, etc...)



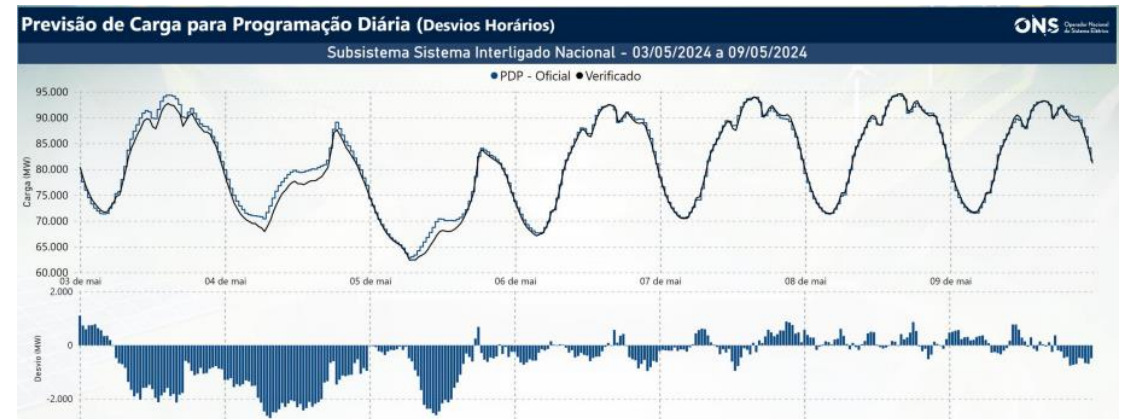
2. PMO (Programa de Operação Mensal): projeção de 2 meses, mensalmente (última quinta-feira do mês). Considera efeitos de temperatura por tendências climáticas e movimentos recentes na carga



3. Revisão do PMO: projeção para as semanas seguintes no mês atual, semanalmente (quarta-feira). Considera previsão de temperatura e mudanças operativas ocorridas dentro do mês

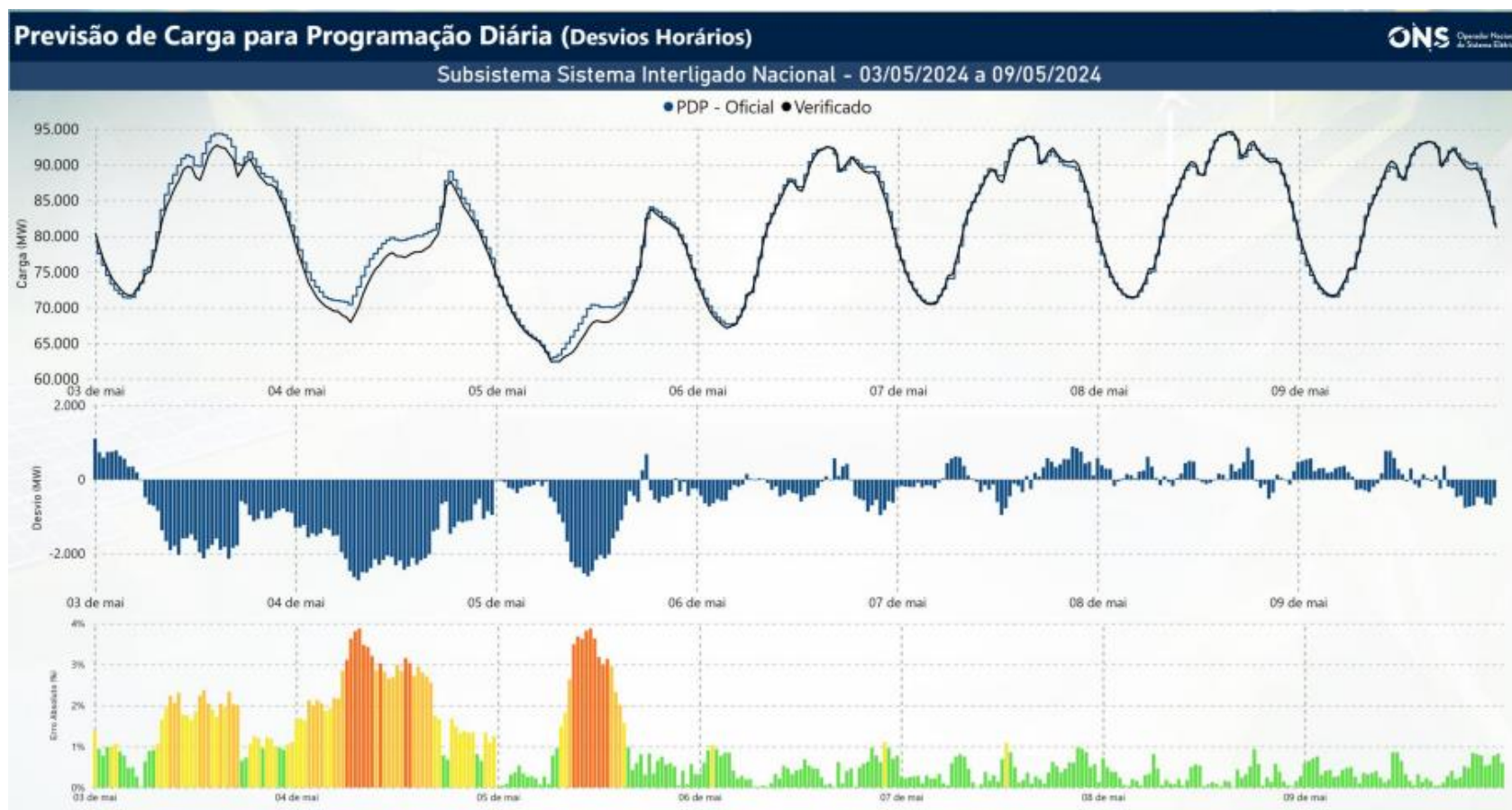


4. Programação diária: foco no dia seguinte, rodado diariamente, em base semi-horária. Considera previsão de temperatura, eventos fortuitos e informações do tempo real



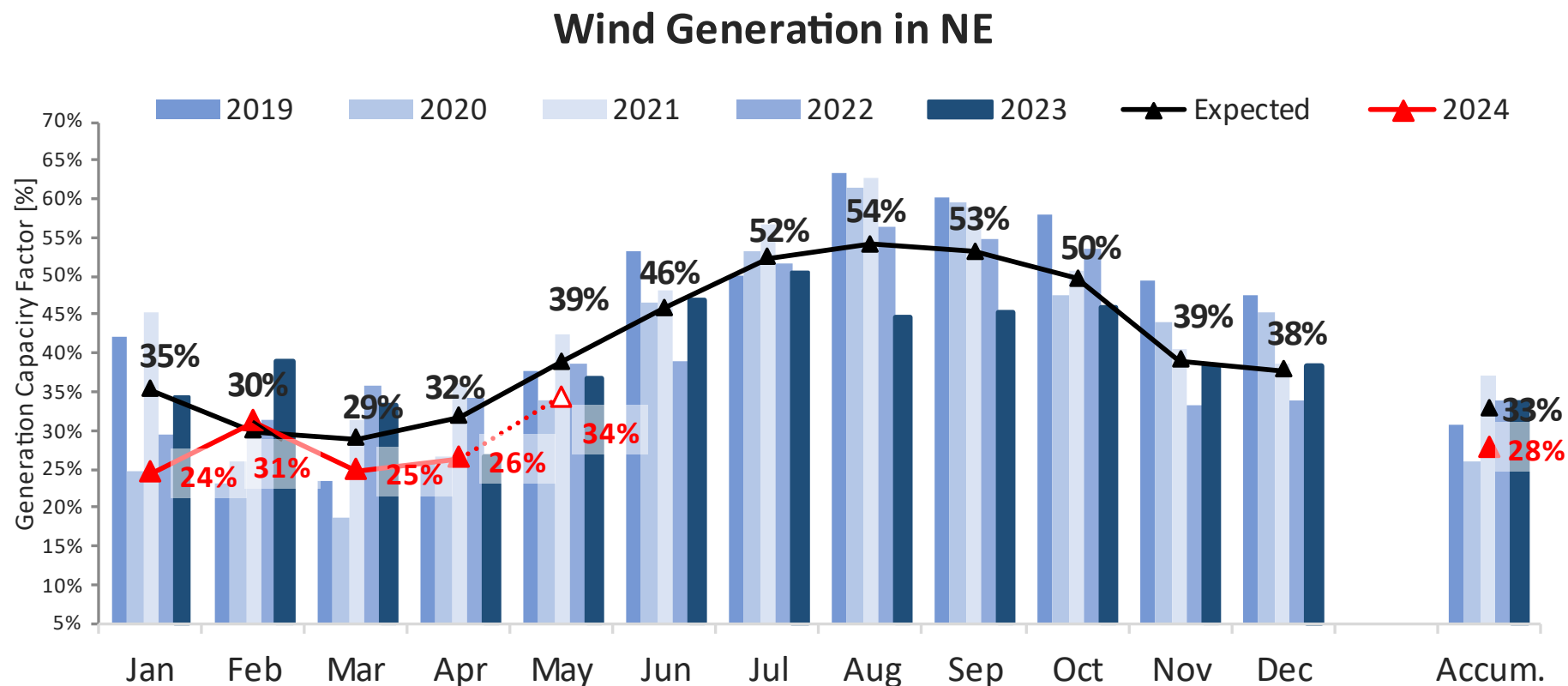
A projeção de carga se dá em 4 escopos temporais:

4. Programação diária: foco no dia seguinte, rodado diariamente, em base semi-horária. Considera previsão de temperatura, eventos fortuitos e informações do tempo real





A geração eólica fornece uma geração de energia significativa para o SIN, principalmente no subsistema NE, onde já pode fornecer a maior parte do consumo em alguns meses.



Fonte: ONS - Capacidade instalada NE 24,4 GW.

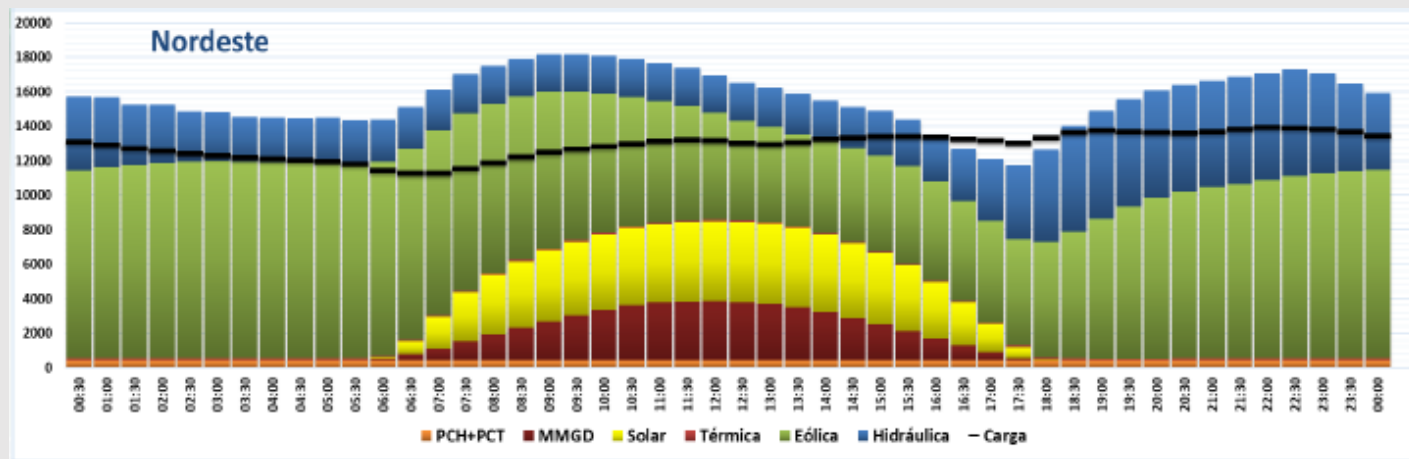
Recursos Renováveis



É um recurso não controlável (a geração é de acordo com a disponibilidade do vento/sol) e altamente variável, incluindo grande aumento/redução em minutos

Inserção crescente de novas fontes de geração distribuída faz com que a carga percebida pelo operador tenha um perfil horário mais variável

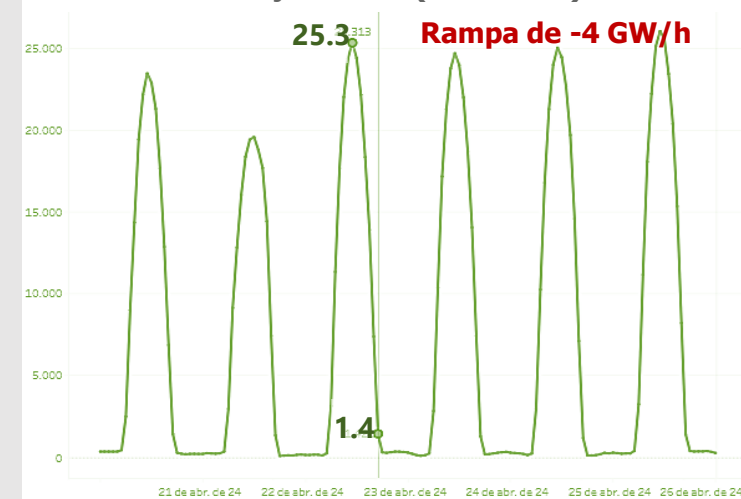
Balço Energético da Programação Semanal – 20 a 26 Abr 2024



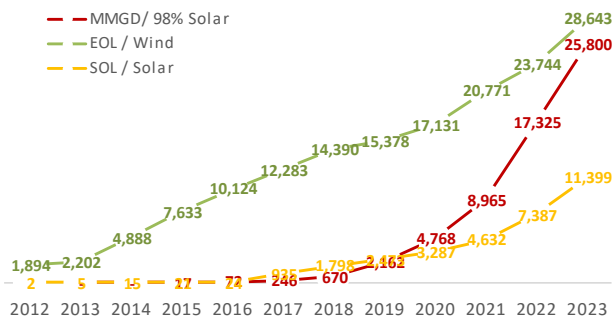
Geração Eólica (Mwmédio)



Geração Solar (Mwmédio)

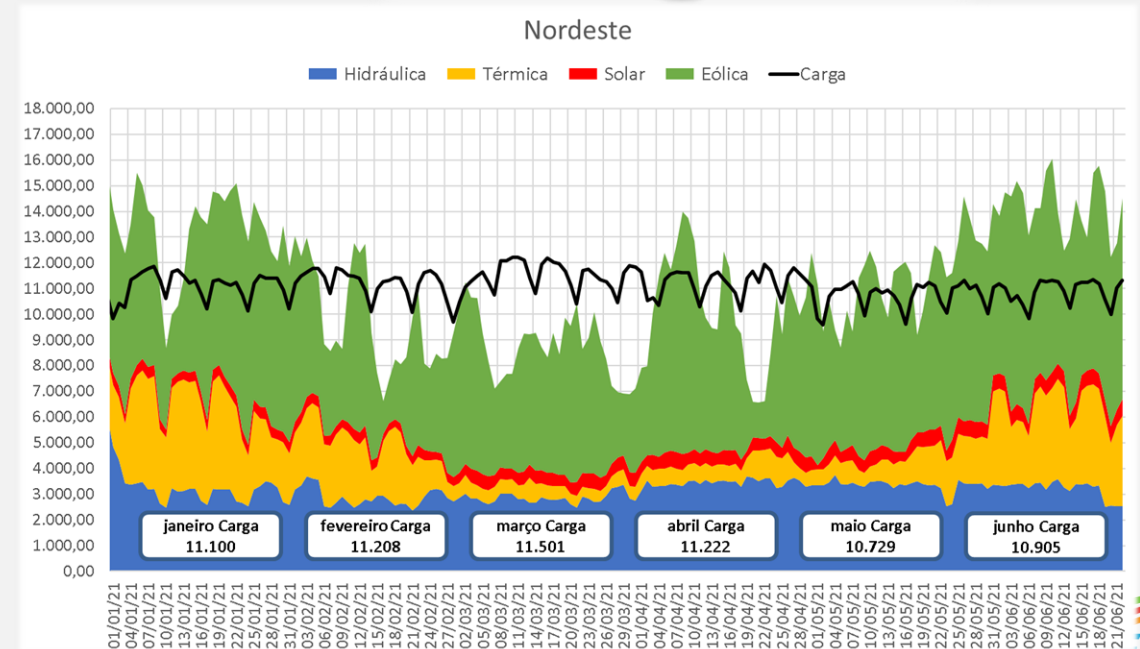
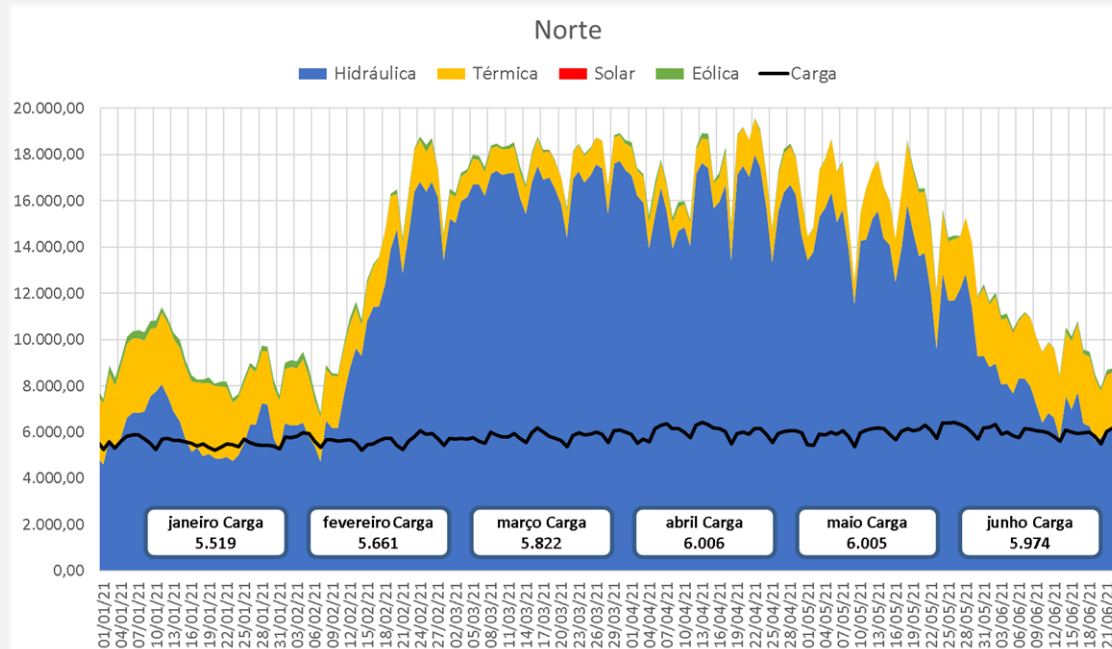


CAPACIDADE INSTALADA [MW]



Transmissão e Interferências Externas

- O Brasil tem características de geração de energia distintas entre as regiões: no NE predominam usinas eólicas e no NO grandes hidrelétricas a fio d'água, com acentuada sazonalidade de vazões
- As mudanças na política de água podem impactar a operação e os impactos nos preços da energia só não são maiores devido à intervenção da CCEE



Agenda



01 Preços de Energia no Brasil e o PLD

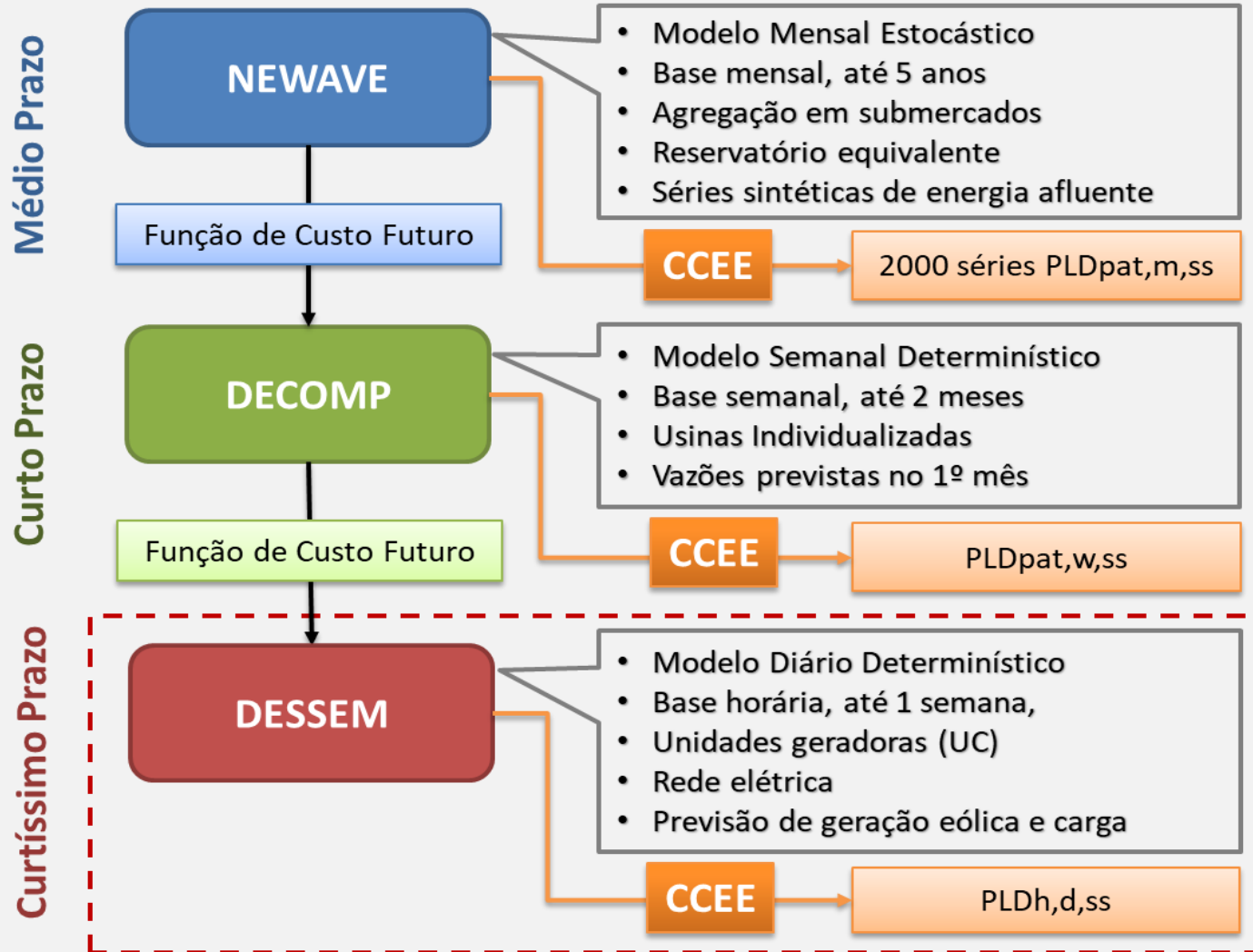
02 Principais Fatores de Impacto

03 Modelos de Formação de PLD

04 Ambientes de Comercialização e
Perspectivas de Mercado

05 Novos Desafios

Modelos de Planejamento e Programação da Operação



Em cada etapa do planejamento utiliza-se um modelo de otimização próprio, com características mais ajustadas ao objetivo do horizonte em que atua



Novo modelo em base horária, adotado na formação de PLD a partir de Jan/21

Modelos de Planejamento e Programação da Operação

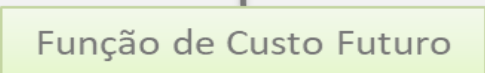
Médio Prazo



- Modelo Mensal Estocástico
- Base mensal, até 5 anos
- Agregação em submercados
- Reservatório equivalente
- Séries sintéticas de energia afluyente



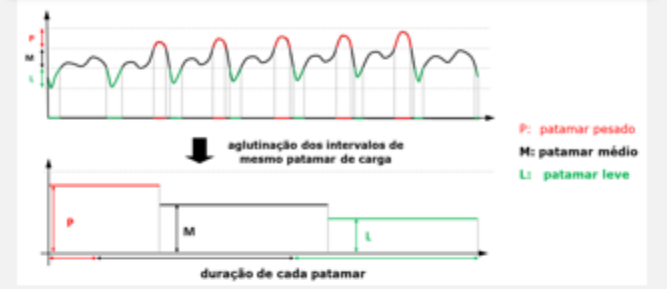
Curto Prazo



Curtíssimo Prazo



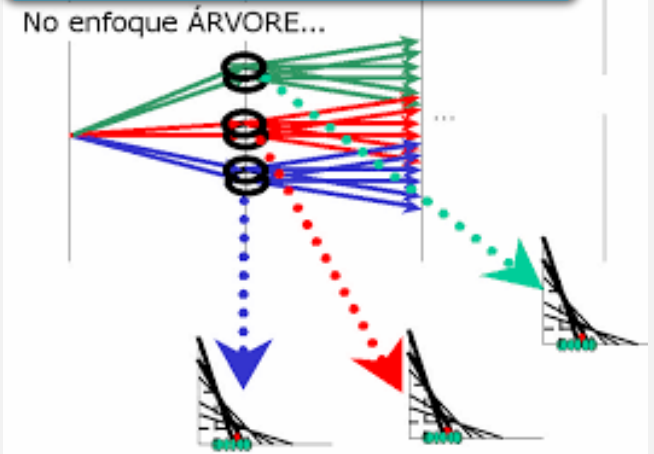
Agregação temporal em patamares



Agregação espacial



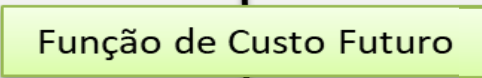
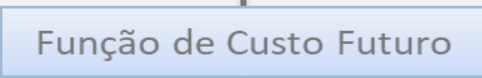
2000 Cenários de Vazão



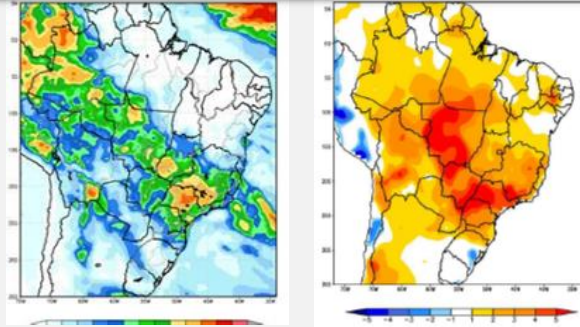
Médio Prazo

Curto Prazo

Curtíssimo Prazo



Previsão de Carga e Vazões*



Hidrelétricas Individualizadas

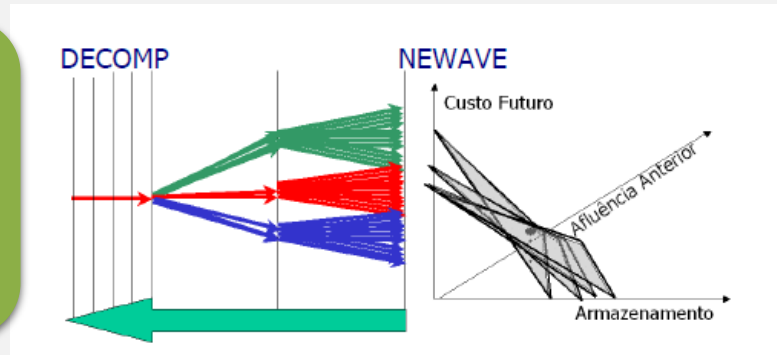


- Modelo Semanal Determinístico
- Base semanal, até 2 meses
- Usinas Individualizadas
- Vazões previstas no 1º mês

Até 2020, este era o PLD utilizado



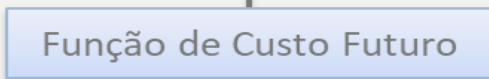
1º Mês determinístico, 2º mês por cenários, então acopla-se ao Newave



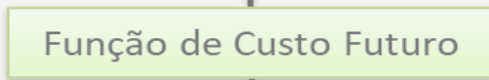
* Estudos para a inclusão de previsão de geração eólica estão adiantados. Mudança exige ajuste regulatório, que já foi publicado e estará vigente a partir de junho/24

Modelos de Curtíssimo Prazo

Médio Prazo



Curto Prazo



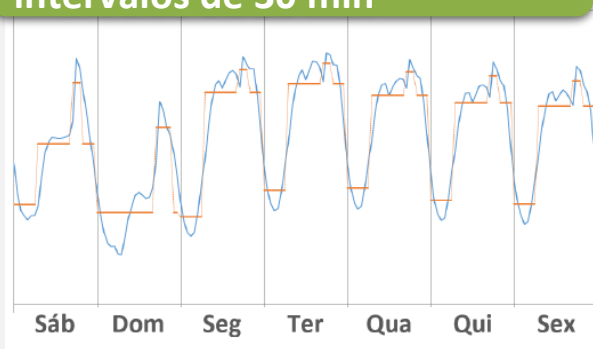
Curtíssimo Prazo



- Modelo Diário Determinístico
- Base horária, até 1 semana,
- Unidades geradoras (UC)
- Rede elétrica
- Previsão de geração eólica e carga

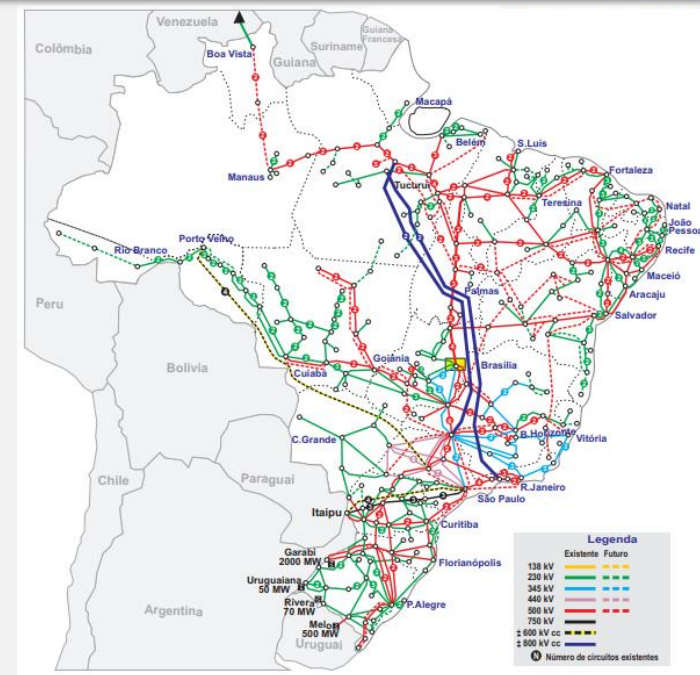


Representação temporal em intervalos de 30 min



Modelos de previsão para carga, vazão, geração eólica e solar+

Sistema detalhado, inclui rede elétrica*

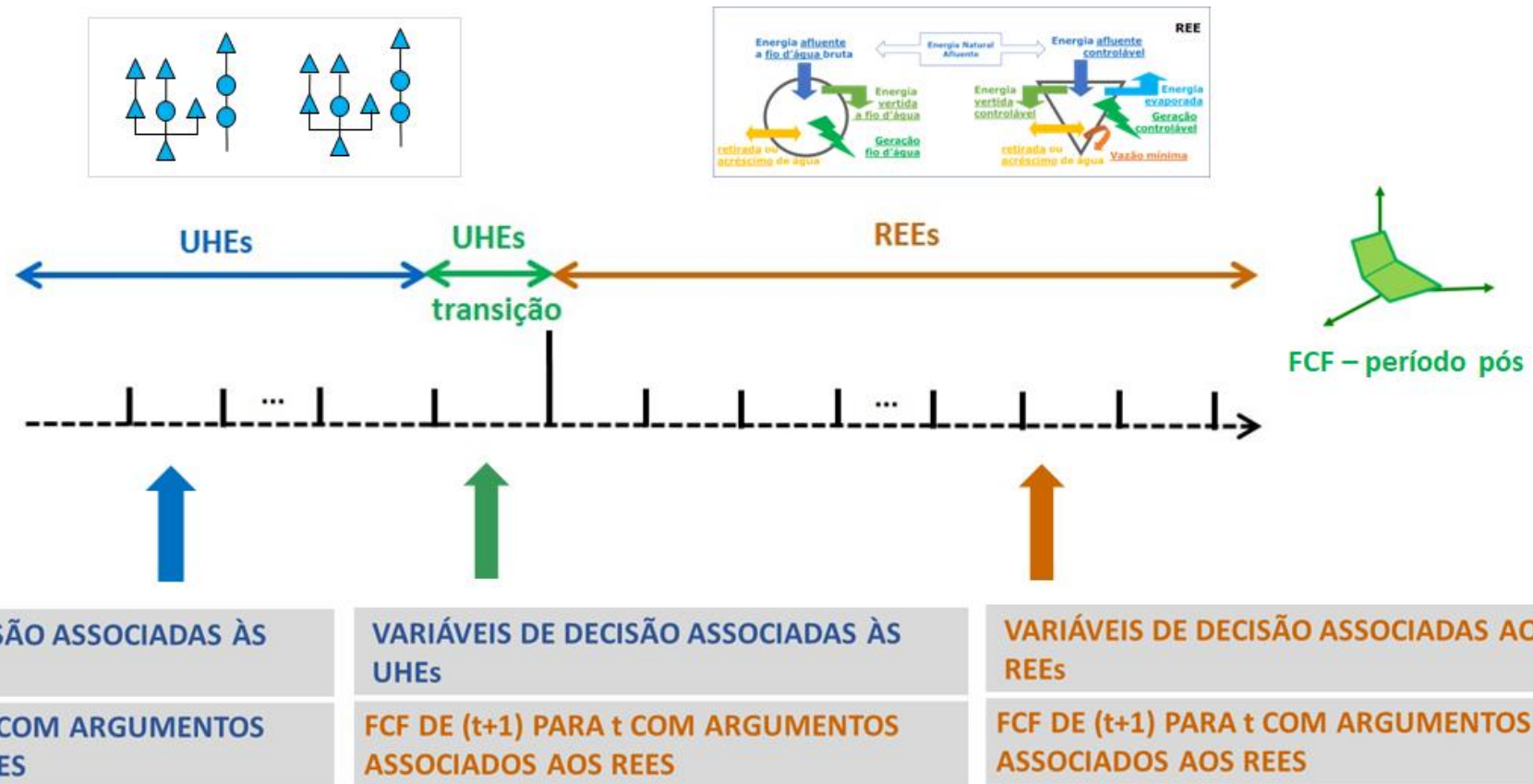


Como o modelo de otimização leva em conta amplas variações de oferta e demanda intra-diárias, é de se esperar uma maior flutuação dos PLDs em comparação ao modelo anterior

* Representação inclui barras elétricas a partir de 138 kv +Ajuste da curva típica por índices de radiação

NEWAVE Híbrido ou Individualizado

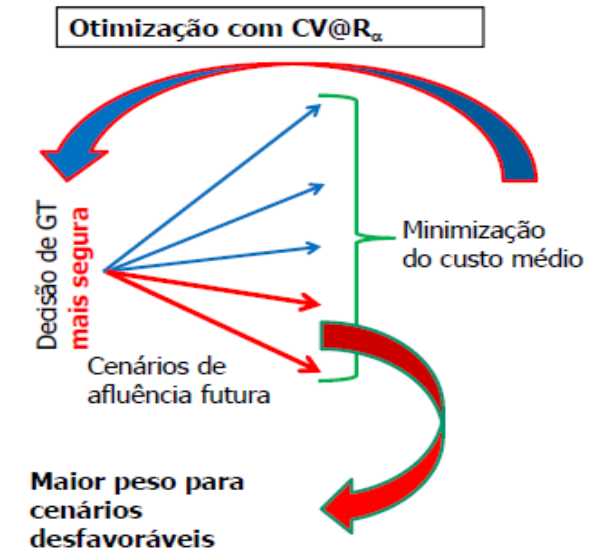
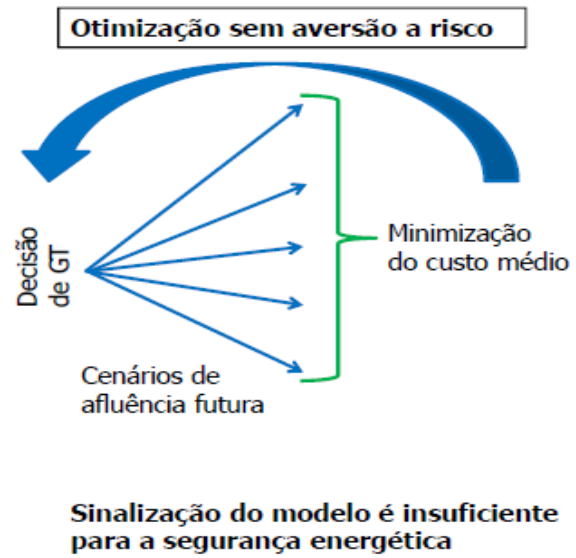
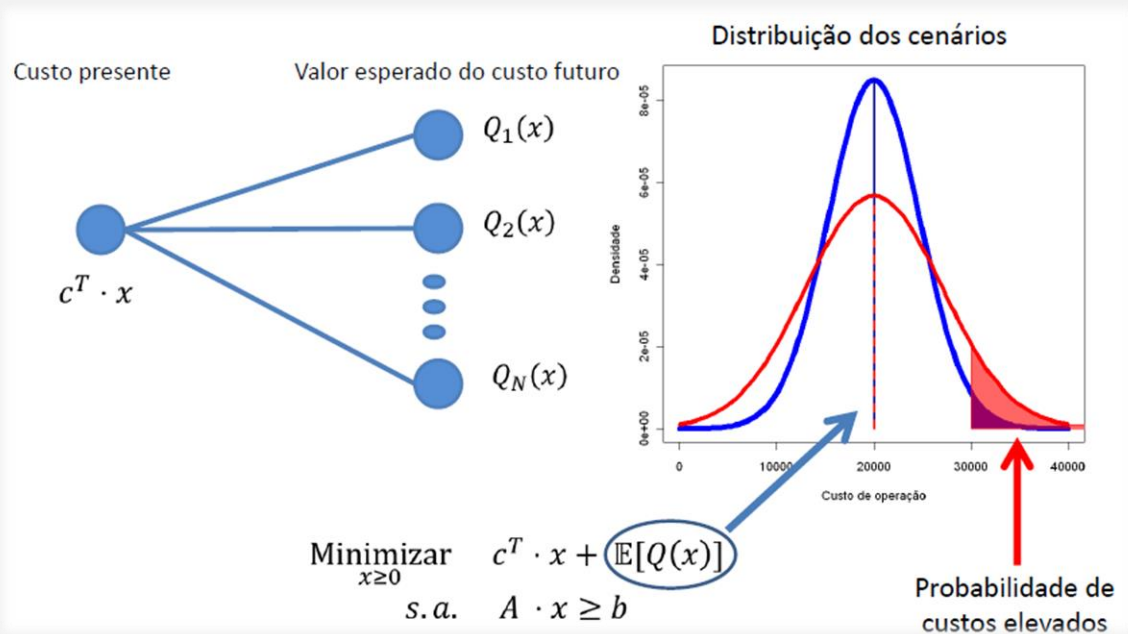
- Modelagem de usinas hidrelétricas individualizadas nos primeiros meses do estudo (proposta: 12 meses)
- Problemas de alto tempo computacional



Conditioned Value at Risk (CVaR ou CV@R)

Metodologia aplicada no custo futuro, que aplica um peso λ aos α cenários de maior custo

Atualmente os parâmetros utilizados são $(\alpha, \lambda) = (25, 35)$



Todos os cenários tem o mesmo peso

$$\min_{x_1} \left[c_1 x_1 + \underbrace{(1-\lambda)}_{\text{Peso para o valor esperado}} E \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right] + \underbrace{\lambda}_{\text{Peso para o CVaR}} CVaR_{\alpha} \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right] \right]$$

Nível de proteção α



Agenda

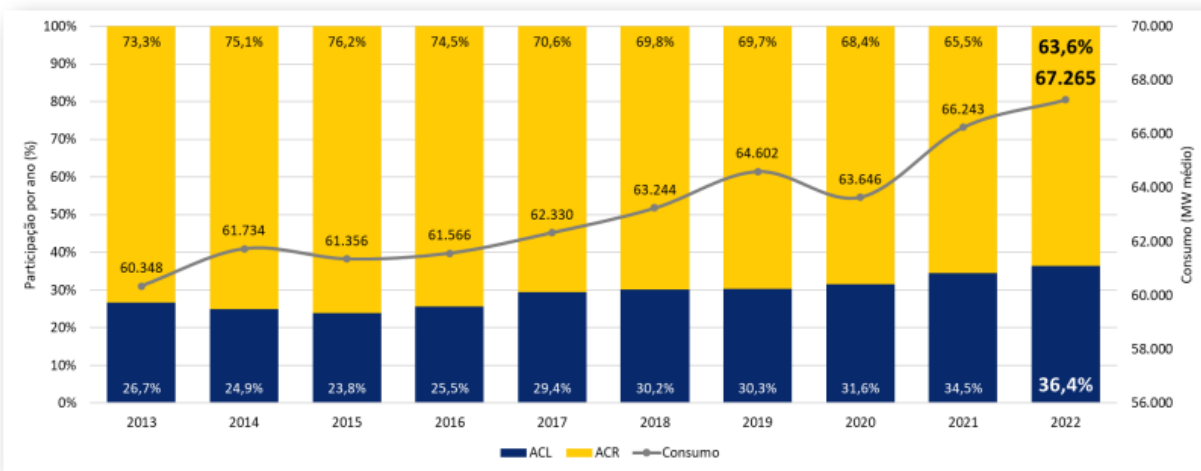
- 01** Preços de Energia no Brasil e o PLD
- 02** Principais Fatores de Impacto
- 03** Modelos de Formação de PLD
- 04** **Ambientes de Comercialização e Perspectivas de Mercado**
- 05** Novos Desafios

ACR

Ambiente Regulado: 63%

- Leilões, distribuidoras, transmissoras, consumidor cativo, longo prazo, grandes projetos

Consumo | Representatividade por Ambiente



ACL

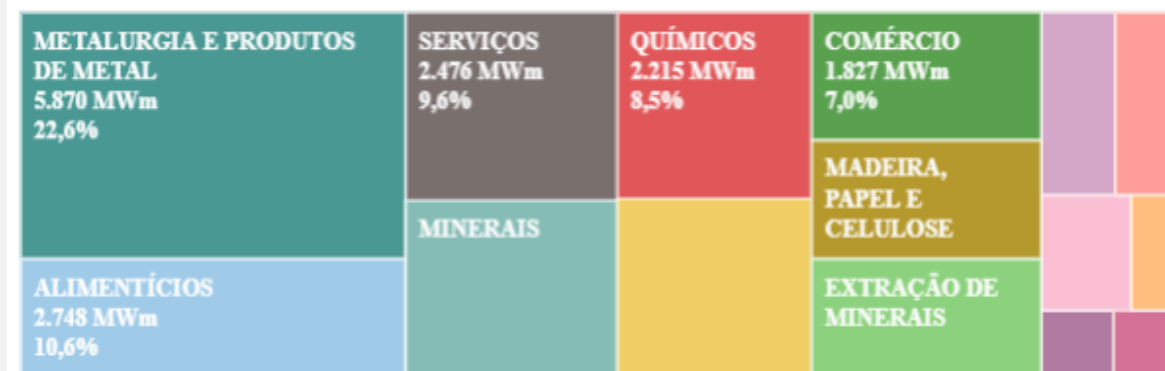
Ambiente Livre: 37%

- Contratos bilaterais, comercializador, consumidor livre, curto e médio prazo, projetos pequenos/renováveis

Ramo de atividade:



participação por ramos no ACL

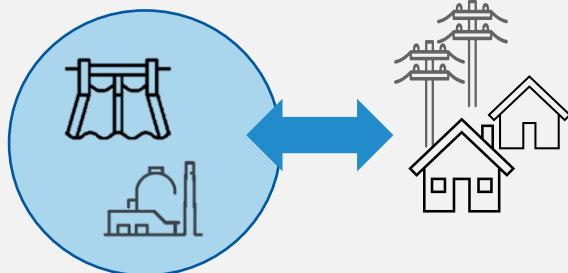


Planejamento da Expansão



Em 2004...

Ambiente Regulado



Geração / Transmissão /
Distribuição

A necessidade energética é definida pelas
distribuidoras e pelo planejador!



...2024

Ambiente Regulado



Energia Nova
Energia Existente

Energia de Reserva
Projetos estruturantes
Capacidade

Geração
Transmissão
Distribuição



Ambiente Livre



Energia Nova
Energia Existente

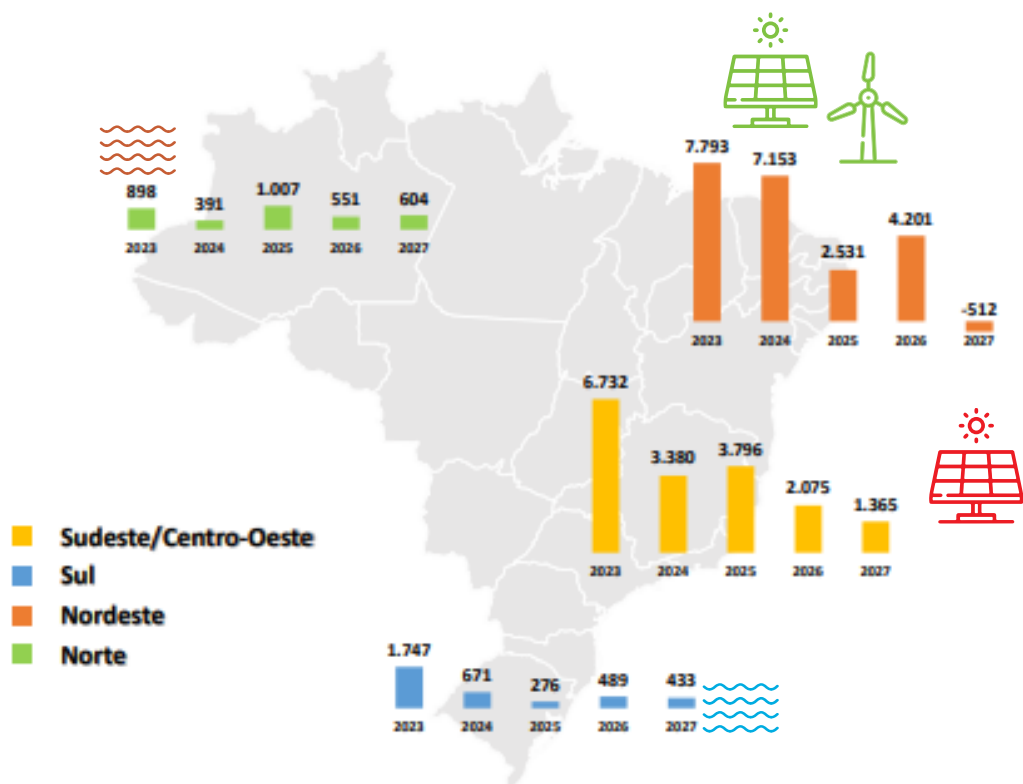
Geradores
Comercializadores
Clientes Livres

O volume contratado
é definido pelo apetite
do mercado!

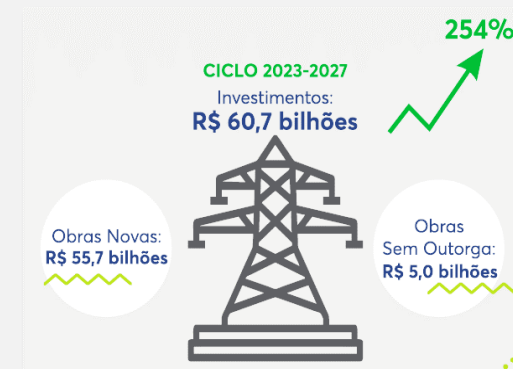
Crescimento acelerado de fontes renováveis não controláveis, principalmente **através do mercado livre***, com empreendimentos localizados majoritariamente no NE e SE/CO

Perspectivas de forte investimento para expansão do sistema de transmissão para permitir o escoamento energético entre regiões e segurança operativa

INCREMENTO ANUAL POR SUBSISTEMA (MW)



Tipo	2023	2024	2025	2026	2027
Hidráulica	101.187	101.187	101.217	101.217	101.217
Térmica ⁽¹⁾	28.281	28.298	26.915	27.545	26.337
PCH	7.288	7.398	7.598	7.774	7.889
MMGD	28.022	30.265	33.808	38.762	39.520
Biomassa	15.504	16.347	16.630	16.693	16.713
Eólica	27.428	32.405	34.427	34.737	34.737
Solar	10.754	15.747	18.627	20.224	20.424
Total	214.442	229.623	239.842	244.952	246.837
		251.254	266.708	274.668	276.816



Potencial para ir de 38 GW para 82 GW em 5 anos (+216%)

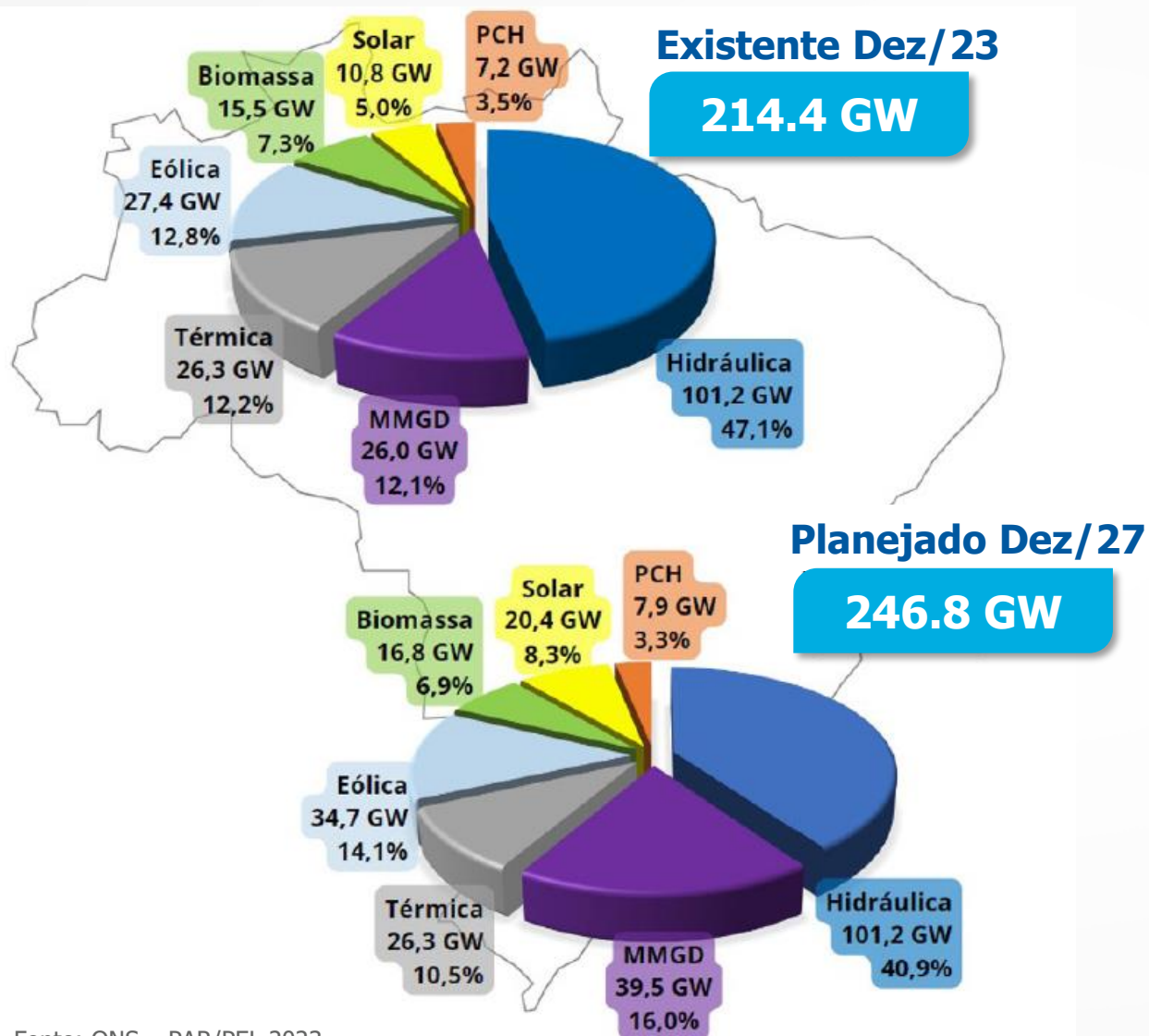
⁽¹⁾ Geração considerada no PAR/PEL 2023 que contempla CUST assinado.

⁽²⁾ Previsão de MMGD informada pelas distribuidoras para o PAR/PEL 2023 (Maio/2023).

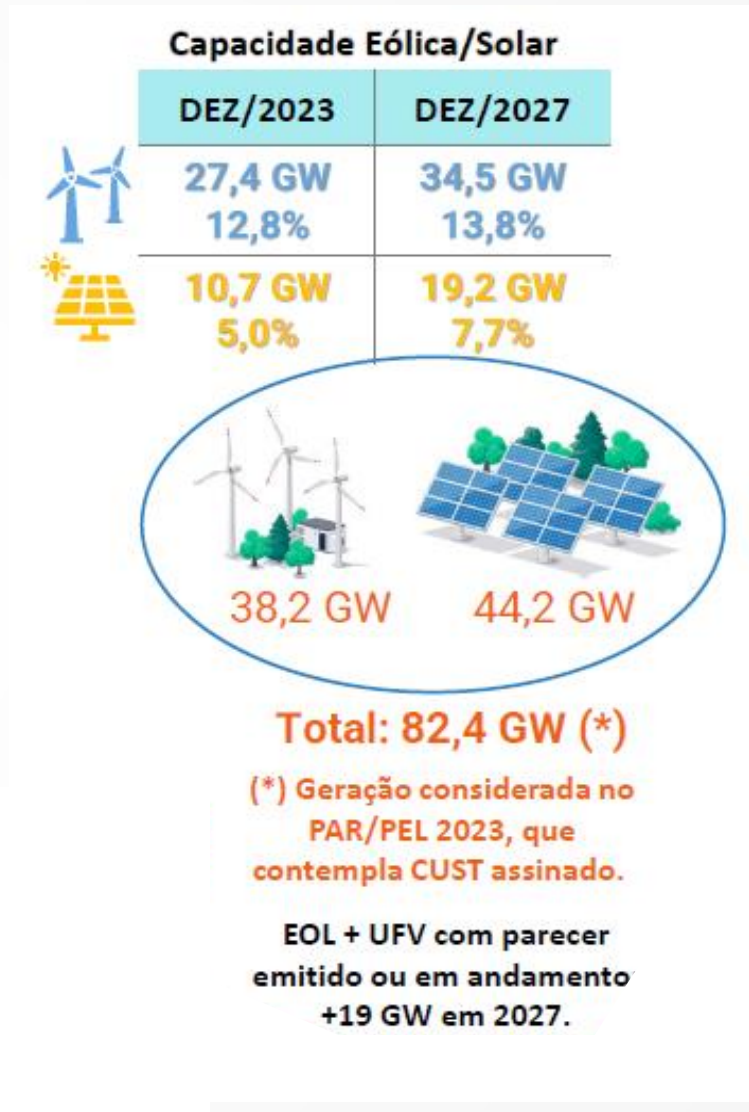
⁽³⁾ EOL + UFV com parecer emitido ou em andamento: +19 MW em 2027.

⁽⁴⁾ Estão sendo desconsideradas as gerações das usinas termelétricas que não possuem Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e excluídas as gerações a partir da data de término dos respectivos contratos

Evolução da Capacidade Instalada (GW)¹



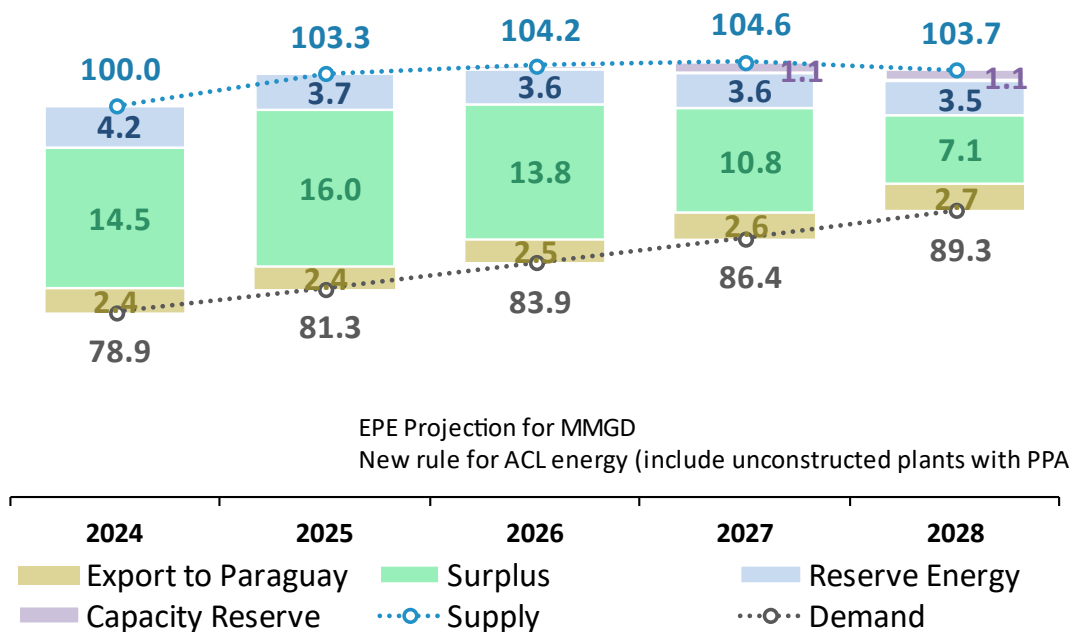
Fonte: ONS – PAR/PEL 2023



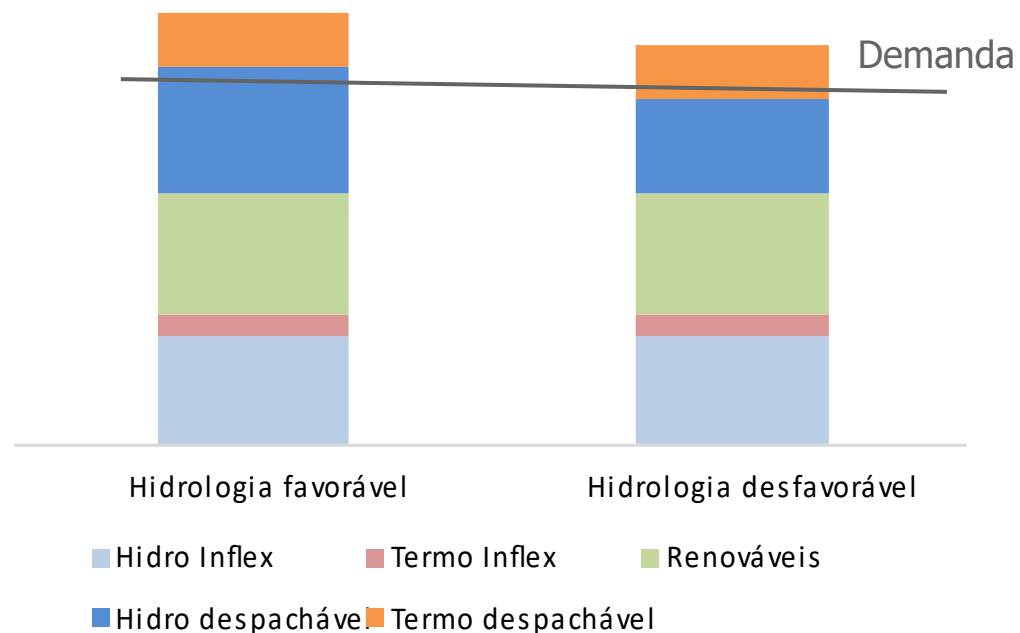
Equilíbrio entre oferta e demanda

- Para o médio prazo (até 5 anos à frente), grande parte da expansão da oferta já foi contratada, portanto os preços tendem a refletir o balanço de energia do SIN
- O primeiro ano é influenciado pela condição hidrológica desfavorável do ano anterior
- A partir do segundo ano, o nível de preços reflete o balanço de energia e o custo das fontes

Actual SIN "Physical" Energy Balance [GWavg]



A tendência hidrológica ainda é um fator muito relevante





Agenda

01 Preços de Energia no Brasil e o PLD

02 Principais Fatores de Impacto

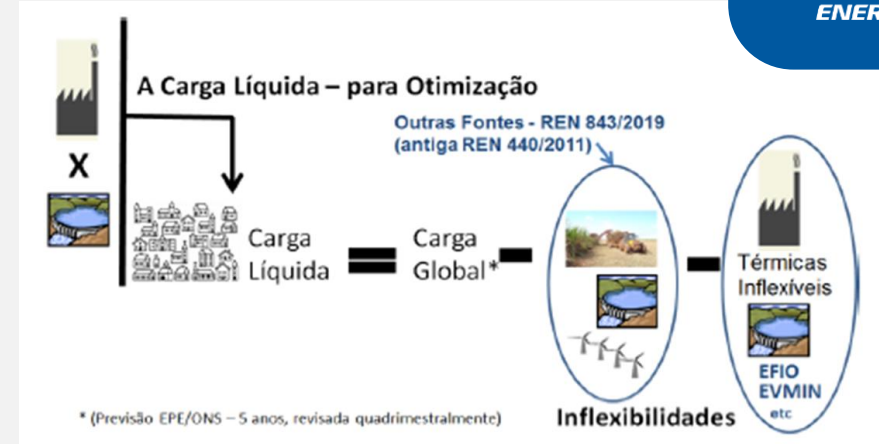
03 Modelos de Formação de PLD

04 Ambientes de Comercialização e
Perspectivas de Mercado

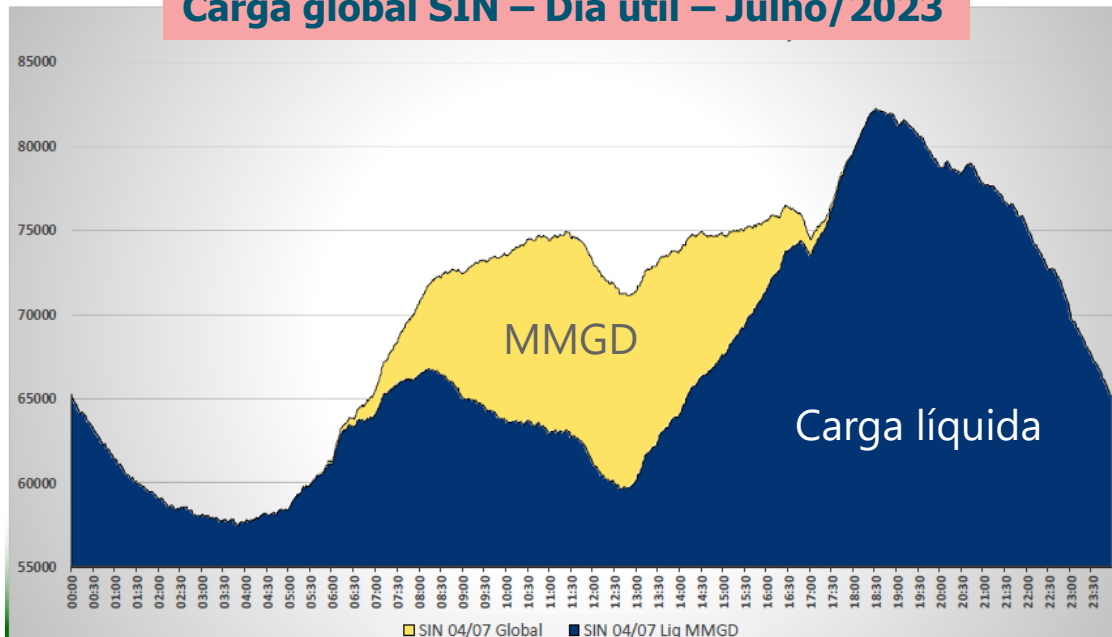
05 Novos Desafios

Impactos da Inserção de Solar na Matriz

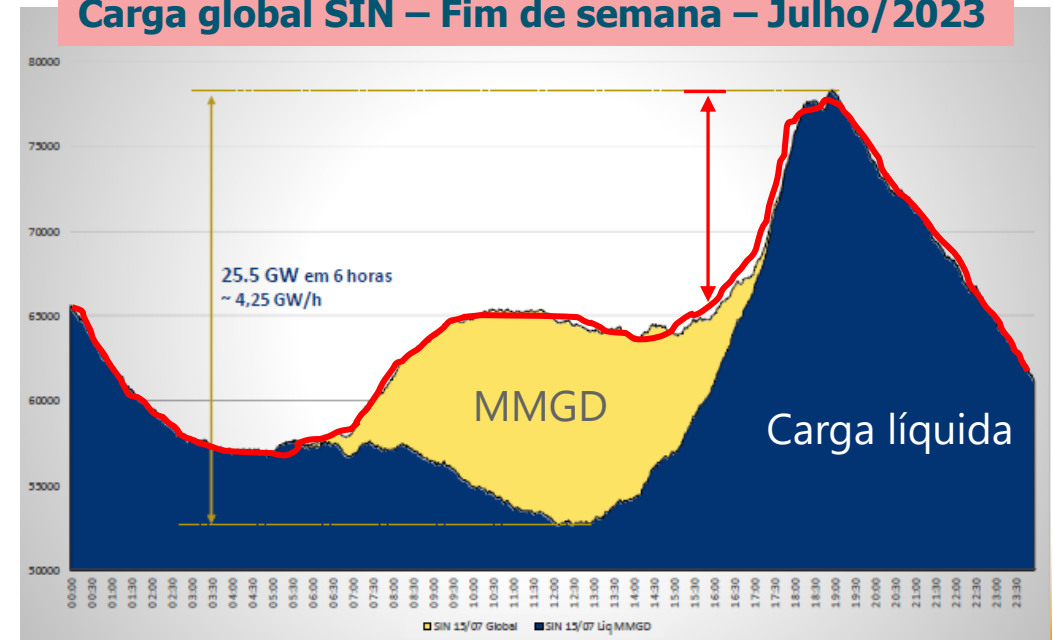
- Fonte solar tem um perfil bem definido (diurno)
- A carga líquida desses recursos deve ser atendida pelas demais fontes despacháveis e a intensidade dessa elevação no tempo é a rampa de carga
- Hidráulicas são as fontes mais usadas, mas tem restrições de rampa. Térmicas rápidas podem ser acionadas para completar
- O PLD segue a carga líquida (custo das fontes acionadas)



Carga global SIN – Dia útil – Julho/2023

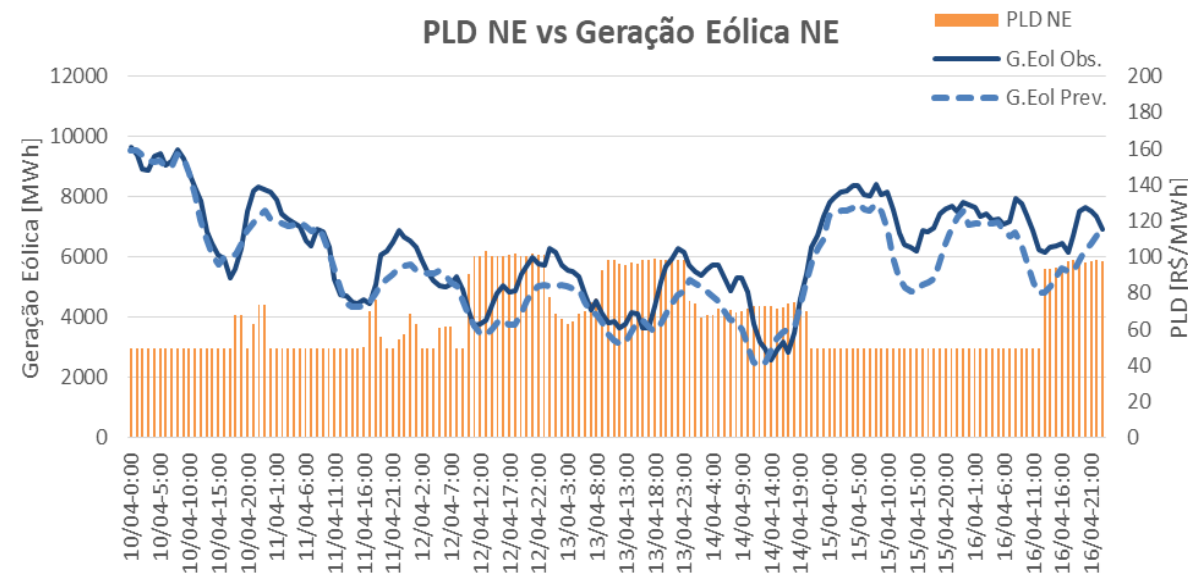
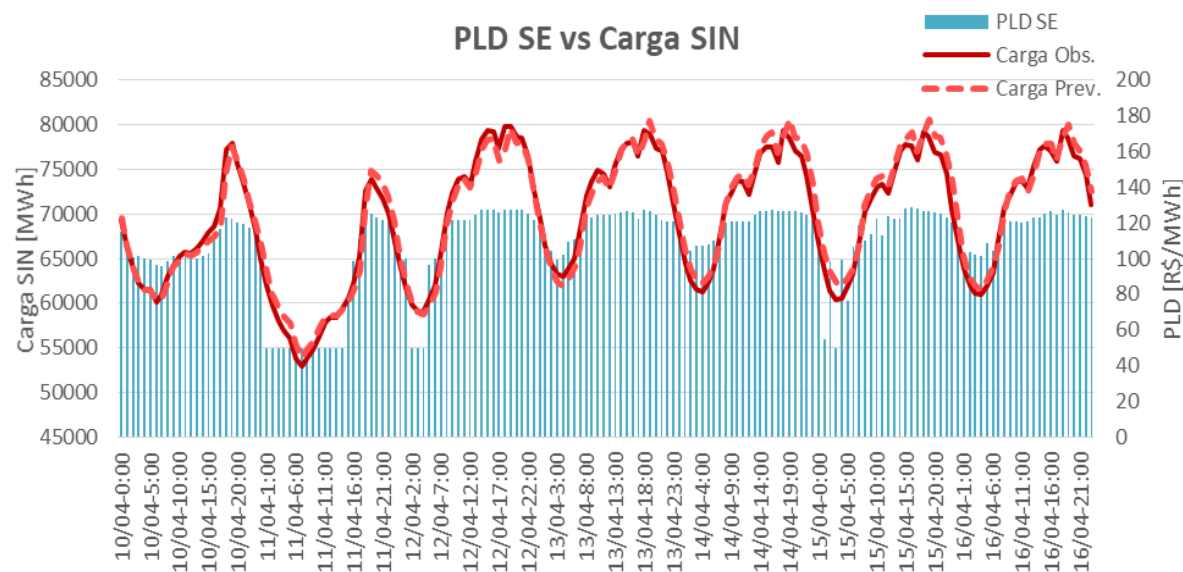


Carga global SIN – Fim de semana – Julho/2023



PLD Horário

- Preços horários respondem rapidamente a variações de carga, geração eólica e hidrologia, cujos valores são previstos pelos modelos de previsão.
- SE/CO é o submercado com maior carga (quase 60% do SIN) e possui oferta diversificada de maioria hidráulica: o PLD acompanha o perfil da carga
- PLD NE possui grande correlação com o perfil de geração eólica (prevista) uma vez que essa fonte responde por maior parte da oferta, considerando as frequentes restrições hidráulicas.



Diferenças de PLD entre submercados com novos drivers

- Intercâmbios dinâmicos
- Influência de modelos de previsão para carga, vazão e geração eólica

▶ Análise do Preço Horário – 1ª Semana – Maio

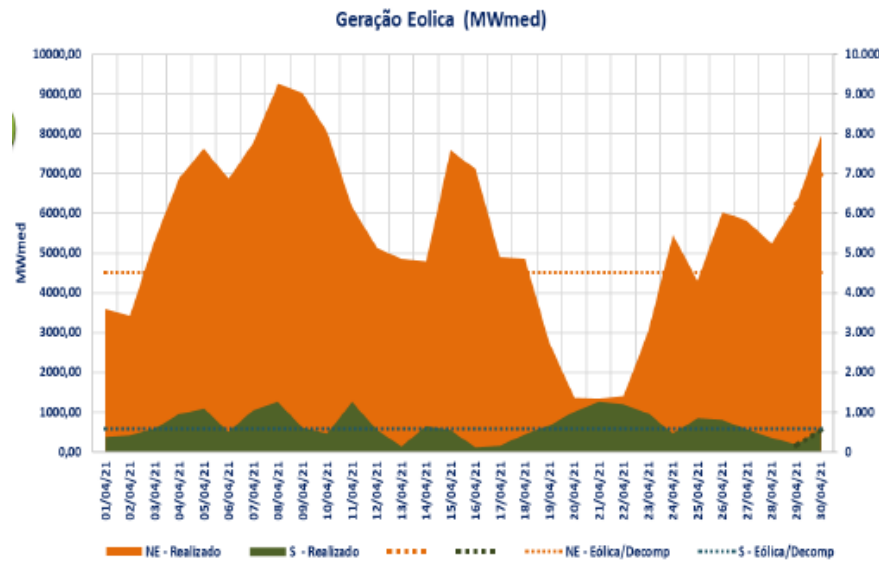
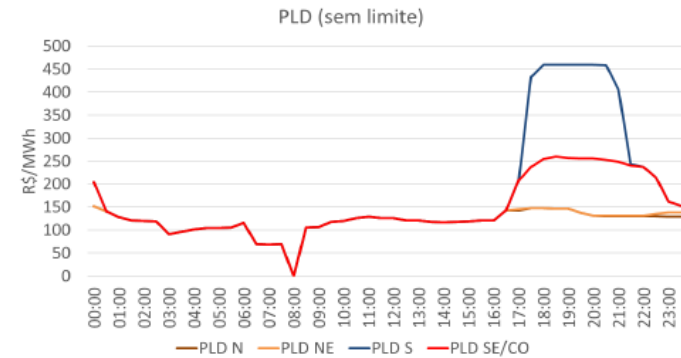
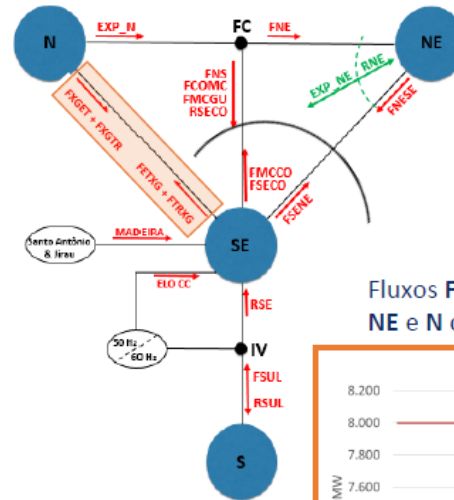
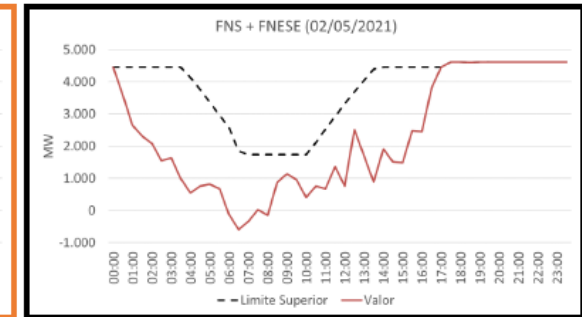
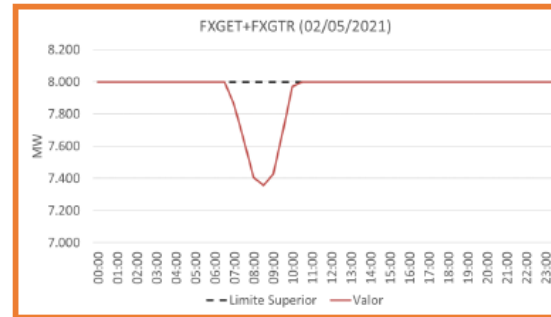


Diagrama de Intercâmbio (02/mai)

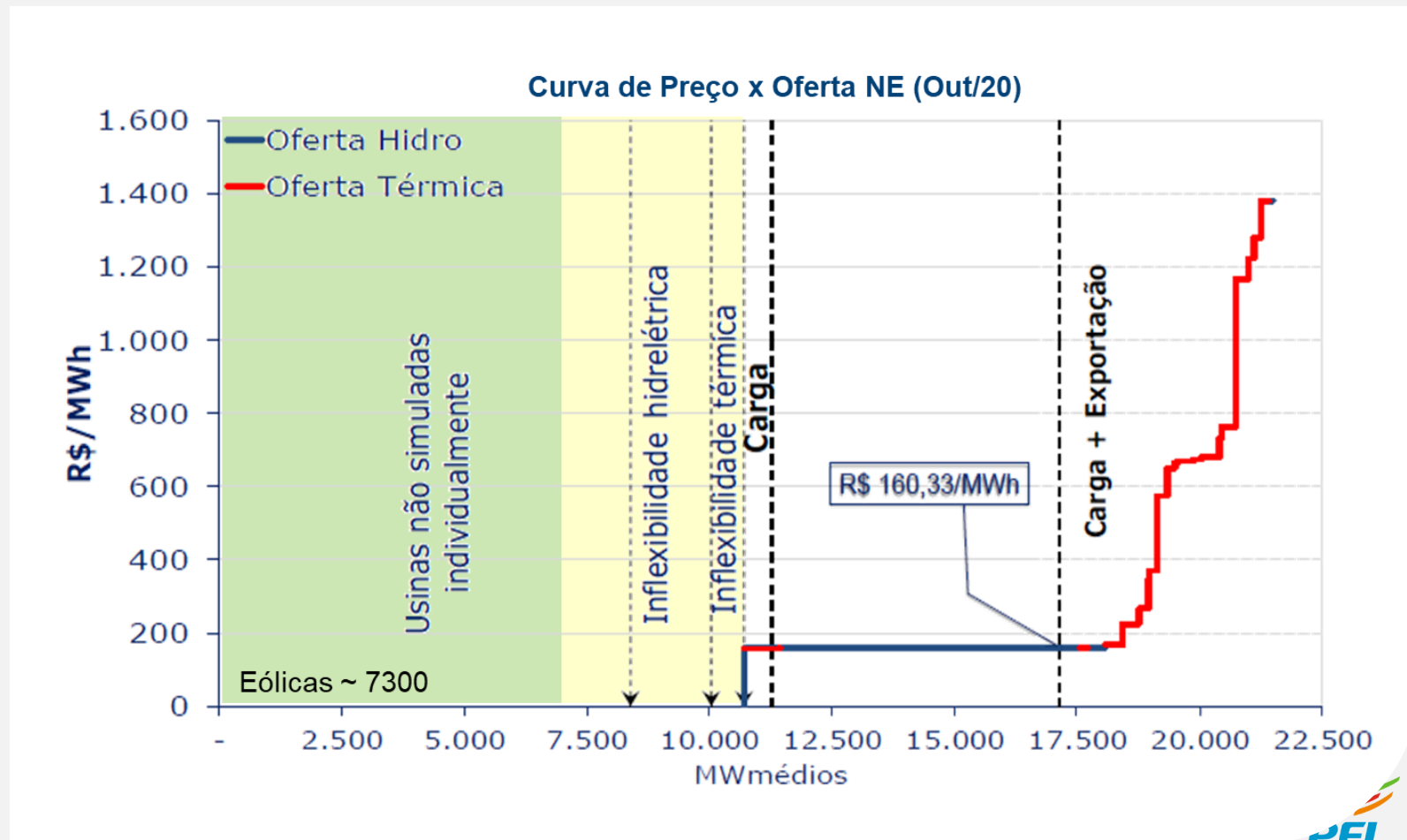


Fluxos FXGET+FXGTR e FNS+FNESE com limite atingido, causando o descolamento dos submercados NE e N com SE/CO e S



Formação do Preço Horário

- Para atendimento a carga com critério econômico as fontes de geração com menor custo são priorizadas e depois vão se adicionando demais fontes por **ordem de mérito** de custo (do menor para o maior)
- Nos modelos de planejamento e programação **fontes renováveis tem custo zero** (hidráulicas, eólicas, solar, biomassa)
- A parcela de geração térmica mínima, que é dada por declaração de inflexibilidade também é **abatida da carga**
- A expressiva participação de fontes renováveis (eólica e solar), torna ainda mais evidente a importância de refinar os modelos e utilizar previsões para essa fonte de geração



Custos compartilhados por todos os consumidores

- Encargos são valores destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços auxiliares, decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito

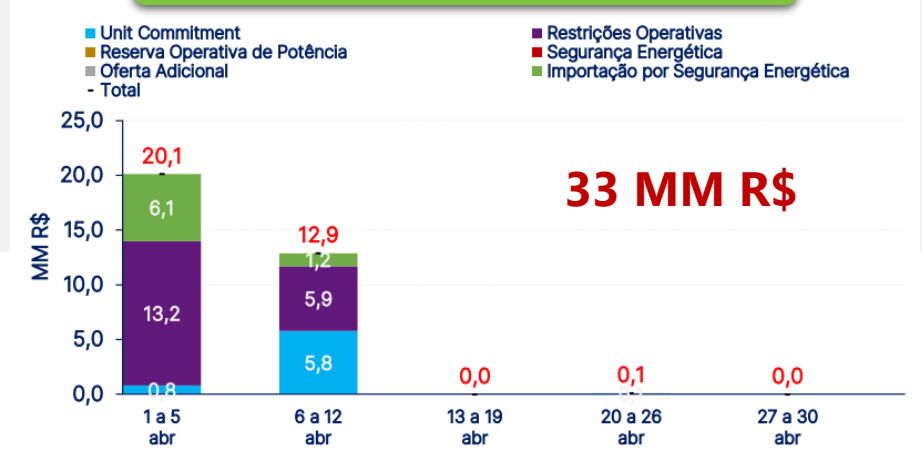
Operativos (grande incerteza)

- Segurança Energética (ESS)
- Restrição operativa (*Constrained-On/Off*)
- Deslocamento hidráulico (Razões elétricas/Energéticas)
- Reserva de Potência
- Restrição por *Unit Commitment*

Contratados (média incerteza)

- Energia de reserva (EER)
- Reserva de capacidade (ERCAP)

Encargos de Abril

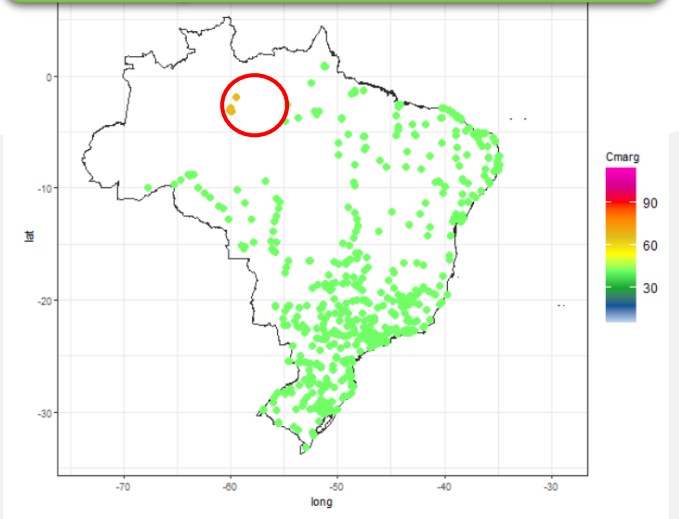


Importação e outros despachos geram encargos

Geração Térmica (MWmed)					
	SE/CO	S	NE	N	SIN
(UC) Unit commitment	37	0	6	22	65
Exportação	0	0	0	0	0
Recomposição de Reserva	0	0	0	0	0
Energia de Reposição	0	0	0	0	0
Razão Elétrica	319	1	98	0	418
Ordem de Mérito	0	0	0	132	132
Inflexibilidade	3.020	304	3	673	4.000
	0	0	0	0	0
TOTAL	3.376	305	107	826	4.614

IMPORTAÇÃO CONVERSORAS		
CONVERSORA	CAP.	TOTAL
RIVERA	70	0
MELO	500	116
GARABI I	1.100	700
GARABI II	1.100	267
TOTAL	2.770	1.083

CMOs elevados no NO despacham no mérito



Agenda de Modernização do Setor Elétrico

- ✓ Abertura de mercado impulsiona migrações de consumidores e investimentos para o ambiente livre
- ✓ Maior atenção para critérios de garantia energética e potência no planejamento
- ✓ Maior valorização de serviços ancilares e fatores ambientais



Mudanças nos modelos de planejamento e formação de preço

Vigente

- ✓ Modelo Anual (Par_p-A)
- ✓ Representação de Micro e Mini geração distribuída (MMGD)
- ✓ Representação de Oferta ACL não iniciada (com PPA)

Proposto

- ✓ NEWAVE Híbrido (12 meses individualizado)
- ✓ Aumento da Aversão a Risco (CVaR)

- O crescimento atual é impulsionado por aspecto **conjuntural** (incentivos)
- Quanto das outorgas ACL se realiza?
- Capacidade de transmissão é **estrutural**. Como dimensiona-la?

Energia solar atinge 23,9 GW, passa eólica e se torna 2ª maior fonte do Brasil, diz Absolar

Crescimento é impulsionado por isenção que acaba na sexta (6) e tem estimulado a instalação de placas fotovoltaicas em telhados, empresas e terrenos

Por Equipe InfoMoney - 4 jan 2022 10:00 (Atualizado 3 meses atrás)



- Leilões de capacidade fazem parte do planejamento **estrutural**. São uma solução importante pra robustecer a operação com renováveis... Serão efetivos? Serão suficientes?

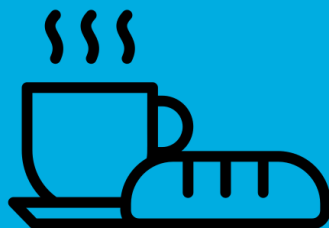
- As mudanças climáticas mudando os cenários?



- Hidrogênio verde será o novo queridinho do Brasil?



Pausa para o café!



Sua opinião
nos dá energia



Pesquisa de
Satisfação

Fale com o RI
ri@cpfl.com.br



Investor Education

Riscos da Comercialização

Pesquisa de satisfação





Agenda

- 1. Conceitos gerais**
- 2. Métricas de Risco de Crédito**
- 3. Métricas de Risco de Mercado**

1. Conceitos Gerais

O que você precisa saber

- ✓ O que é o risco de crédito
- ✓ Como é avaliado o risco de crédito dos Agentes do mercado



O que é o Risco de Crédito

Risco de Crédito

É a **possibilidade de perda financeira** resultante do **não cumprimento de obrigações contratuais** pelas contrapartes envolvidas na comercialização de energia.

- (i) não pagamento ou o pagamento em atraso de faturas, débitos ou termos de renegociação; e
- (ii) risco de crédito derivado de mercado.

Para mitigação deste risco, todo o processo de Comercialização de Energia no Mercado Livre passa por etapas de **Análises de Crédito**, realizadas pela área de Crédito na Diretoria de Finanças Corporativas (*segregation of duties*).



Principais fases da Análise de Crédito

	Objetivo	Como
Análise Financeira	Avaliar as condições Econômicas e Financeiras	Através de Demonstrações Financeiras das Contrapartes
Análise Setorial	Avaliação do setor e consulta de informações que indicam o comportamento no mercado	Consulta de bases setoriais e em Bureau de Crédito (Serasa)
Classificação de Risco e Limites Máximos da Contraparte	Definição de Rating e limites máximos de exposição individual	Utilização de metodologias próprias e de mercado
Revisões Periódicas e Monitoramento do Risco	Revisões da classificação de risco e Monitoramento Contínuo do Risco de Crédito da Carteira	Recorrência pré-definidas em Política interna e metodologias estatísticas para cálculo de Exposição em Risco

Agentes do Mercado Comercializador

Principais Riscos de Crédito com os agentes

Risco de Crédito Direto

Possibilidade de (i) não pagamento da energia entregue e; (ii) "queda" de registro de energia comprada

- Valor faturado (MWh x R\$/MWh) e energia entregue
- + Impostos (PIS/COFINS → comercializador/gerador e PIS/COFINS+ICMS [se ST] → consumidor final)

Risco de Crédito derivado do Mercado

Possibilidade de não pagamento de eventuais diferenças de preços nos contratos

- Prejuízo estimado em caso de não cumprimento do contrato
- Venda: Risco aumenta se os preços de mercado caem
- Compra: Risco aumenta se os preços no mercado aumentam

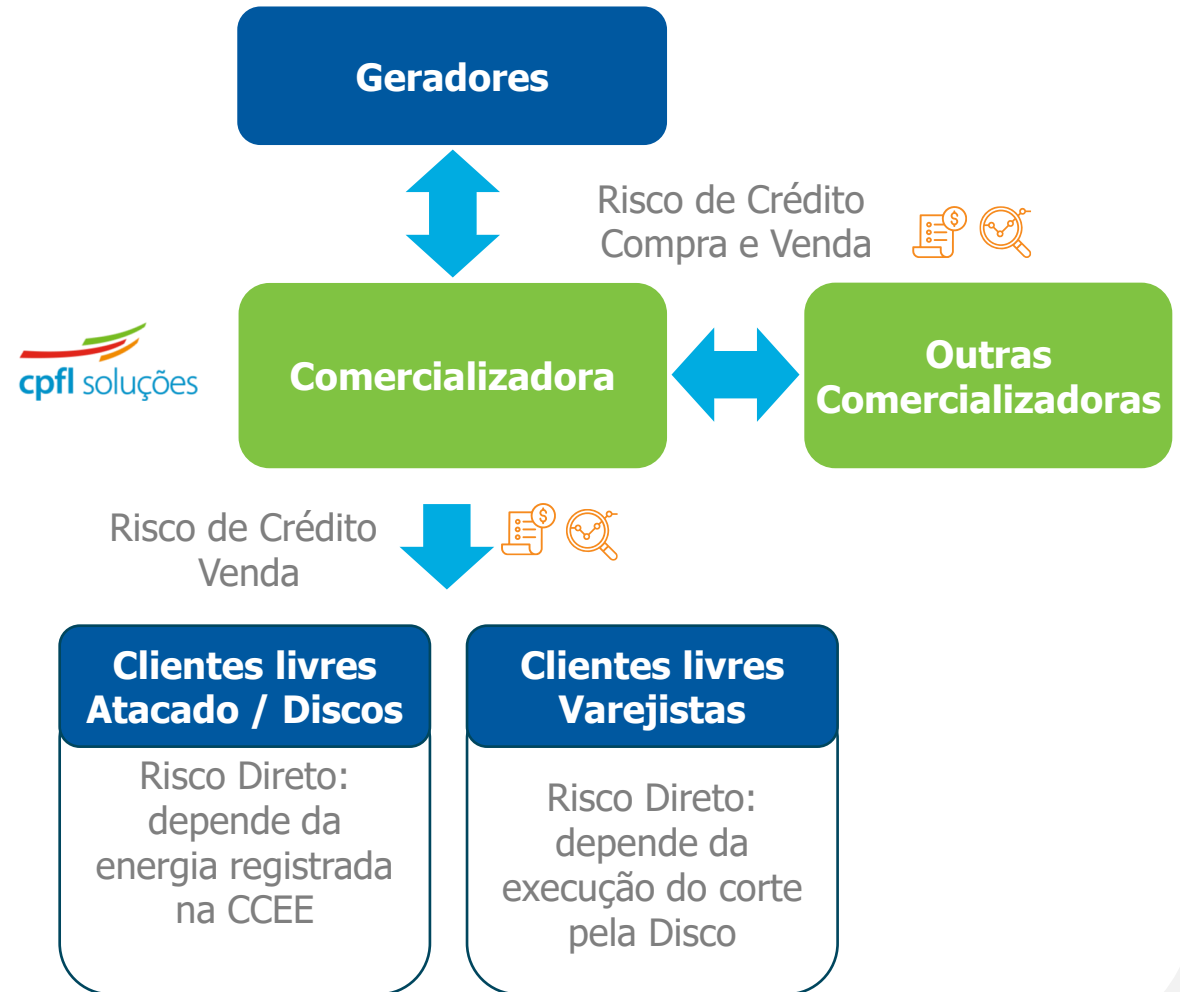
Meses 0 3 6 9 12

Risco Direto

Risco Derivado do Mercado

Venda Registrada na CCEE.
Risco pode ser mitigada com garantia financeira

Venda não registrada. Risco de oscilação de preços



2. Métricas de Risco de Crédito

Como é medido...

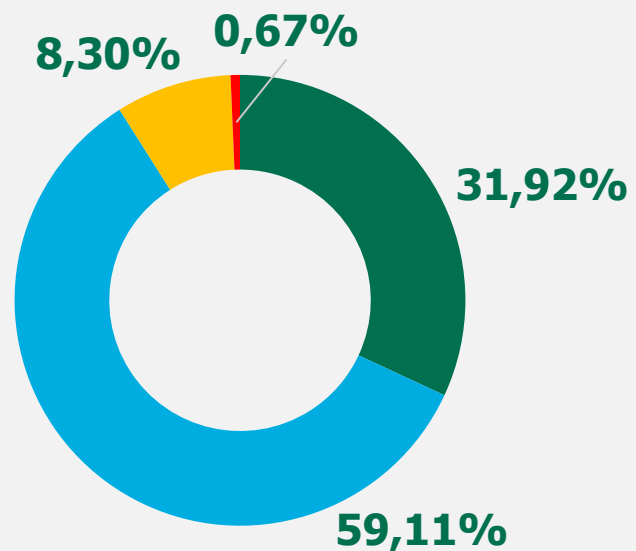
- ✓ Distribuição do Risco
- ✓ Monitoramento do Risco



Distribuição e Monitoramento do Risco de Crédito | CPFL Soluções

Rating por faturamento

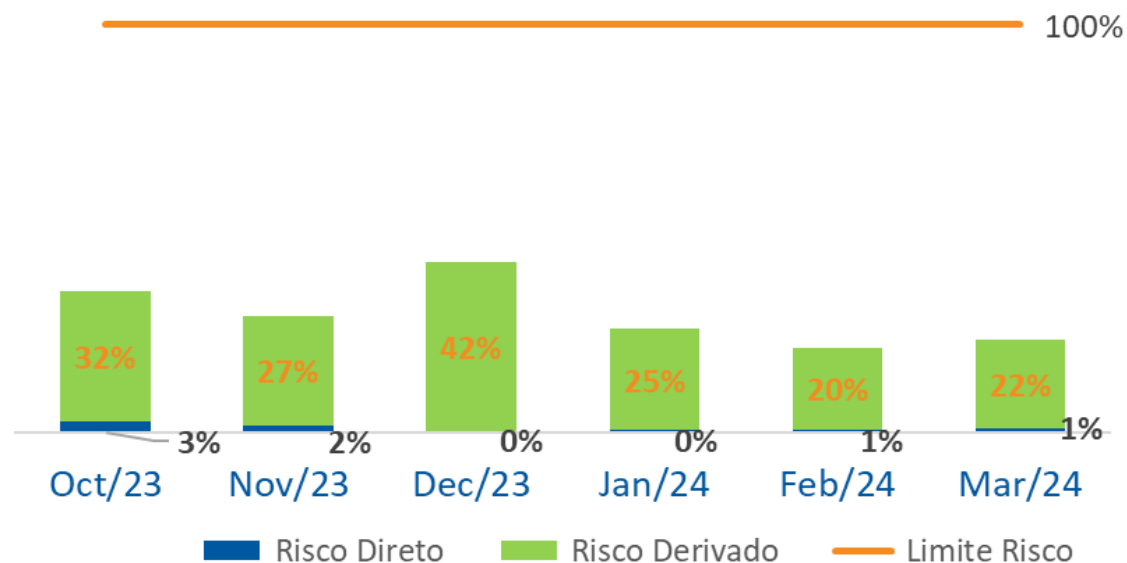
32% do portfólio está distribuído entre contrapartes de Rating AAA a A-



■ AAA até A- ■ BBB+ até B- ■ CCC+ até C- ■ D

Risco de Crédito (6 meses)

O risco estimado de Crédito dos últimos 6 meses, não superou 50% do limite máximo de risco.



Liquidação CCEE



Liquidações Financeiras

- Realizadas mensalmente pela CCEE
- Envolve o pagamento e recebimento dos débitos e créditos apurados no mercado de energia
- Realizadas por uma instituição financeira autorizada pelo Banco Central, contratada pela CCEE
- A CCEE não atua como contraparte na liquidação, apenas viabiliza as compensações financeiras

Resultado Anual 2023



R\$ 9,3 bilhões
Mercado de Curto Prazo



R\$ 4,5 bilhões
Energia Nuclear



R\$ 11,5 bilhões
Cotas de Garantia Física



R\$ 15,3 milhões
MCS de Energia Existente



R\$ 1,8 bilhão
MCS de Energia Nova



R\$ 1,3 bilhão
Venda de Excedentes



R\$ 18,9 milhões
Penalidades



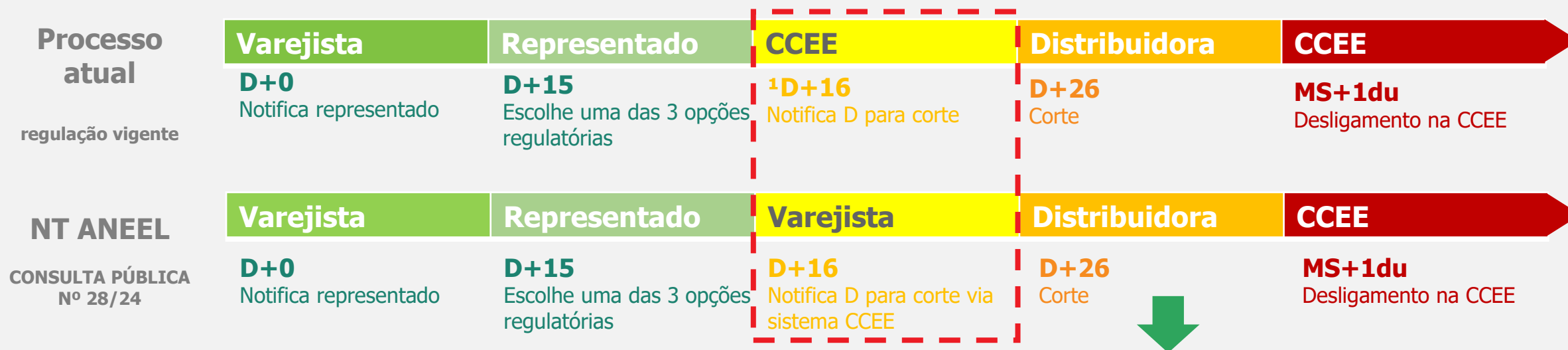
R\$ 11,9 bilhões
Energia de Reserva



R\$ 1,2 bilhão
Cotas Bandeiras- Credores

Desligamento do cliente representado pelo Varejista

Processo atual x CP ANEEL 28/2024



Atraso no desligamento pela Distribuidora (>10d)

- Custos do representado inadimplente **transferidos à D** após atraso no corte (sem repasse tarifário)
- Distribuidora não agente terá custos transferidos à D Supridora

Consulta Pública aberta até 07/06/24

¹Atualmente não há prazo regulado para a CCEE emitir esta notificação, podendo postergar o cronograma das demais etapas com prejuízo ao Varejista.

Distribuição e Monitoramento do Risco | CCEE

Garantias Financeiras

- A CCEE define os valores que os agentes devem depositar mensalmente, calculados a partir de suas transações de energia
- As garantias financeiras asseguram a estabilidade e segurança das operações no mercado de energia
- Permitem que a CCEE mantenha o equilíbrio financeiro e operacional do setor elétrico

Inadimplência

- Agente não provisiona recursos suficientes para quitar seu débito na data de liquidação, caracteriza-se como inadimplente

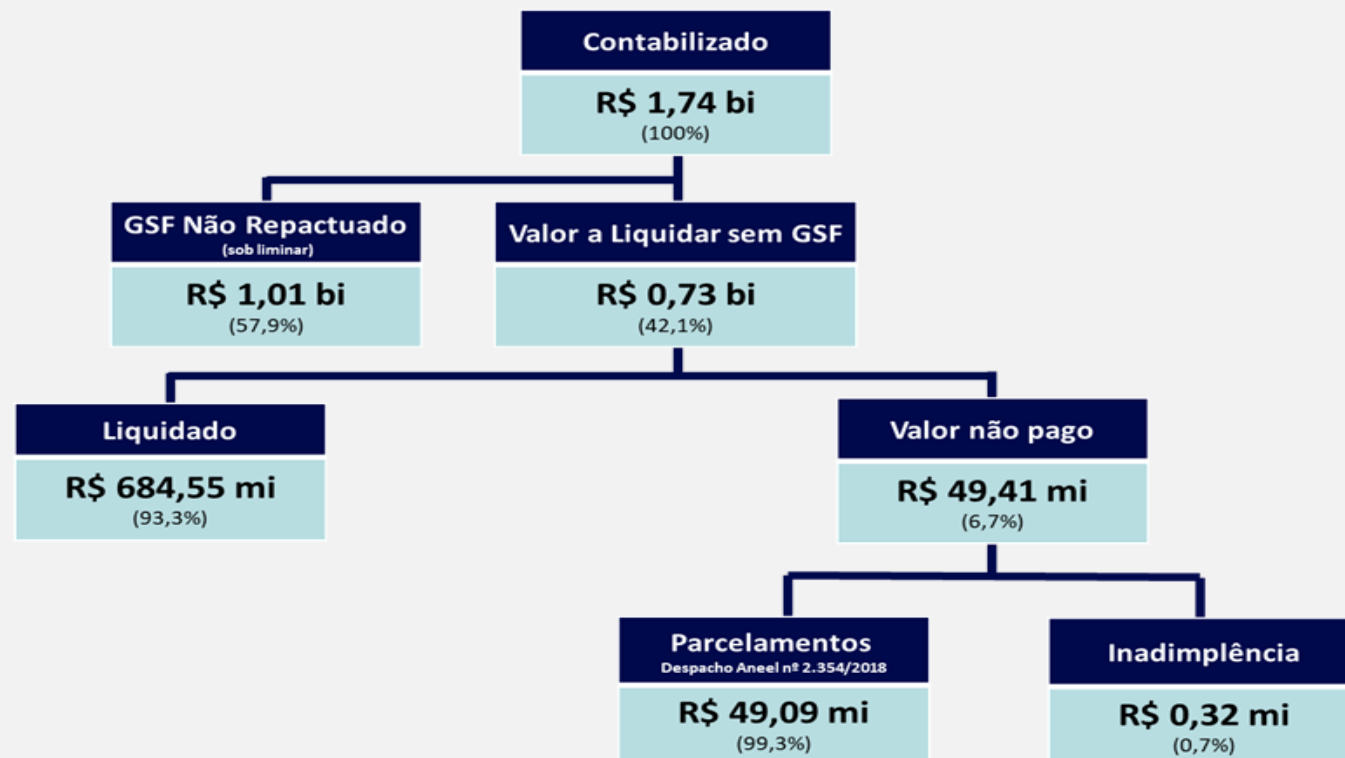
Consequências

- Valor não pago é distribuído entre os credores
- O agente inadimplente está sujeito à incidência de encargos moratórios sobre o valor não pago, cobrados no mês seguinte à liquidação

Medidas de Contenção

- Implementação de políticas de monitoramento e cobrança mais rigorosas

Informações sobre a liquidação financeira¹



Aporte de garantias: De MS+12du a MS+15du

Liquidação Financeira no MCP: De MS+22du a MS+29du

1. Fonte: CCEE update março/24

Monitoramento Prudencial | Período Sombra vigente

- CCEE é responsável por este processo
- **Objetivo é identificar** as empresas e operações que apresentam **risco ao mercado**
- **Agentes participantes:**
 - ✓ Consumidores
 - ✓ Comercializadores
 - ✓ Geradores
- **Periodicidade das informações:**
 - ✓ Mensal para consumidores
 - ✓ Semanal para comercializadores e geradores
- **Período Sombra:**
 - ✓ Início: Novembro/2023
 - ✓ Previsão de término: Novembro/2024
 - ✓ Comitê de Monitoramento: 1 representante de cada classe
- **Após período sombra:**
 - ✓ Nova Consulta Pública para regra definitiva

CCEE 



Onde:

- FA_RISCO = Fator de Alavancagem
- RWA = Risco do agente
- PLA = Patrimônio Líquido Ajustado

3. Riscos de Mercado

- ✓ Riscos de Mercado
- ✓ Encargos na Tarifa de Energia
- ✓ Evolução dos Encargos



Parâmetros contratuais são negociados para definição do nível de risco de mercado a ser assumido por cada contrapartes

Parâmetros Contratais

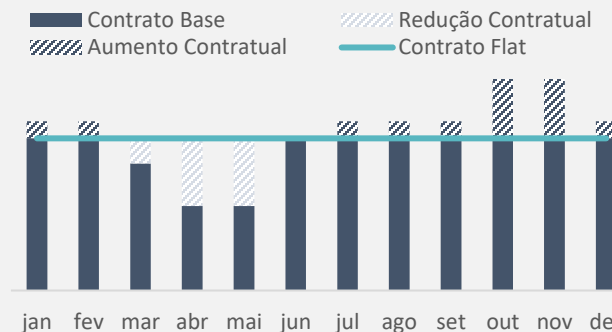
Detalhes

Exemplos, em R\$/MWh

Impacto

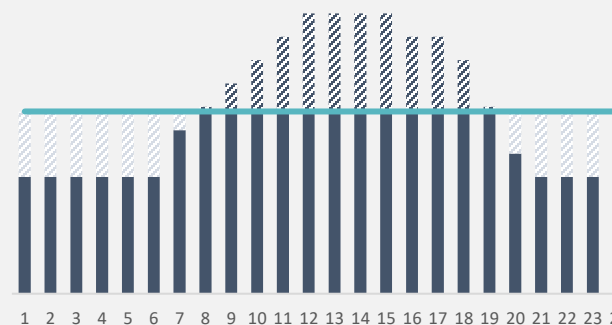
Sazonalização

- Distribuição do volume anual de energia contratada para os meses do ano
- Comprador pode contratar diferentes limites de sazonalização para proteção contra variações do seu consumo
- Exercício ex-ante (via de regra até novembro do ano anterior)



Modulação

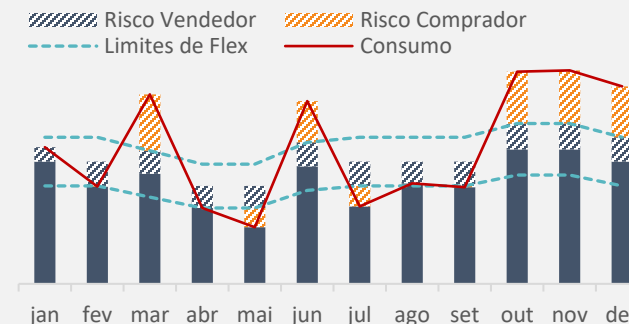
- Distribuição do volume mensal de energia contratada ao longo das horas do mês
- No ACL, o **Risco de Exposição ao PLD Horário** por Tipos de Modulação:
 - Flat:** Assumido p/ Consumidor (Comprador Final) e Gerador (Vendedor Inicial)
 - Perfil Consumo:** Assumido p/ Vendedor



$$\Delta \text{Volume} \times (\text{PContrato} - \text{PLD})$$

Flexibilidade

- Capacidade do contrato em **acomodar variações no consumo de energia** do cliente
- Limites são previamente acordados de acordo com a necessidade do cliente
- A apuração do uso da flexibilidade é ex-post



O Gerenciamento de Riscos de Mercado no portfólio é fundamental para operações sustentáveis no Mercado Livre de Energia

Racional de Controle de Riscos de Mercado do Portfólio

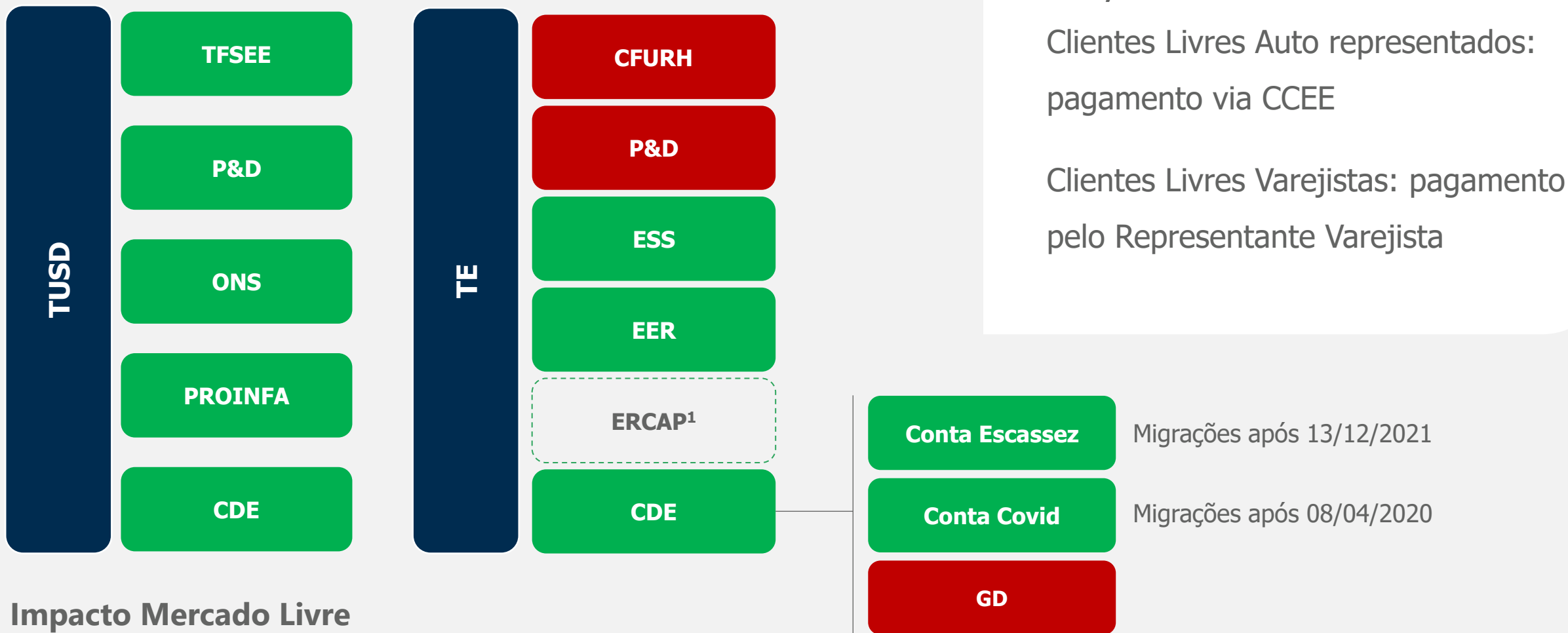
Destaques



- **VaR (Value at Risk):** estima a perda máxima de um portfólio dentro de um horizonte de tempo
- **Direcional:** Posição Líquida da carteira
- O **Gerenciamento de risco de mercado** pode envolver o controle de dois indicadores principais através da definição de limites.
- Quando a volatilidade dos preços é baixa, o **limite direcional** é usado para manter o risco sob controle.
- Quando a volatilidade dos preços é alta, o **limite de VaR** é ativado para proteger o portfólio de perdas potencialmente grandes.

Encargos na Tarifa de Energia

Estrutura Tarifária do Mercado cativo | Visão Encargos



ESS, EER e ERCAP:

Clientes Livres Auto representados:
pagamento via CCEE

Clientes Livres Varejistas: pagamento
pelo Representante Varejista

Impacto Mercado Livre

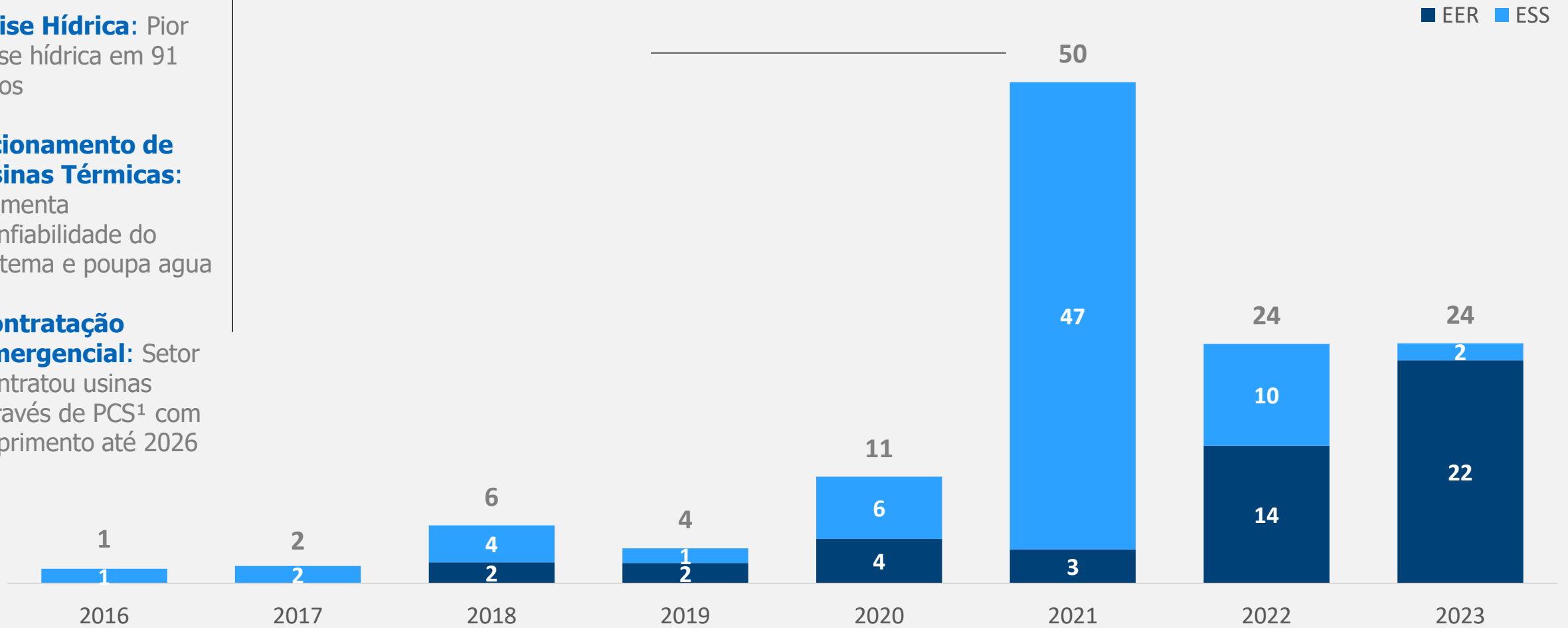
■ Sim ■ Não

1. ERCAP a partir de 2026

Evolução dos Encargos: Aumento Estrutural do Encargo de Energia de Reserva Pós-2021 devido Contratações Emergenciais para Enfrentamento da Crise Energética

Histórico dos Encargos, em R\$/MWh

- **Crise Hídrica:** Pior crise hídrica em 91 anos
- **Acionamento de Usinas Térmicas:** Aumenta confiabilidade do sistema e poupa água
- **Contratação Emergencial:** Setor contratou usinas através de PCS¹ com suprimento até 2026



Q&A

Sua opinião nos dá energia

