

PEN

2020

SUMÁRIO EXECUTIVO

Plano de Operação Energética
2020 / 2024



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

SUMÁRIO



01	Apresentação	03
02	Características Atuais do SIN	07
	Carga de Energia	08
	Matriz de Energia Elétrica	09
	Expansão da Oferta Já Contratada Via Leilões	10
	Sazonalidade da Oferta X Sazonalidade da Carga	12
	Geração Inflexível	13
	Custos da Geração Térmica	14
	Um Novo Período Crítico do SIN	15
03	Análise de Desempenho do SIN	16
	Análise Conjuntural	17
	Critérios de Suprimento	21
	Análise Estrutural	22
	Balanço Estático de Energia	23
	Balanço de Potência	24

01

Apresentação

O Plano da Operação Energética – PEN tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente, subsidiando assim o Ministério de Minas e Energia – MME, através do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. O PEN é elaborado com **periodicidade anual** e está sujeito a revisões sempre que ocorram fatos relevantes que alterem as avaliações nele apresentadas.

As principais diretrizes para a execução das avaliações energéticas (entre as quais a análise de desempenho do SIN – com base nos riscos de déficit e custos marginais de operação) estão em consonância com os Procedimentos de Rede, Submódulo 7.2 – Planejamento anual da operação energética e Submódulo 23.4 – Diretrizes e critérios para estudos energéticos, aprovados pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 873/2020 e ANEEL nº 862/2019, respectivamente. Adicionalmente, a análise de desempenho do SIN considera os novos critérios gerais de garantia de suprimento, definidos pelo CNPE através da Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

As análises do Plano da Operação Energética 2020/2024 – PEN 2020 foram divididas em dois horizontes:

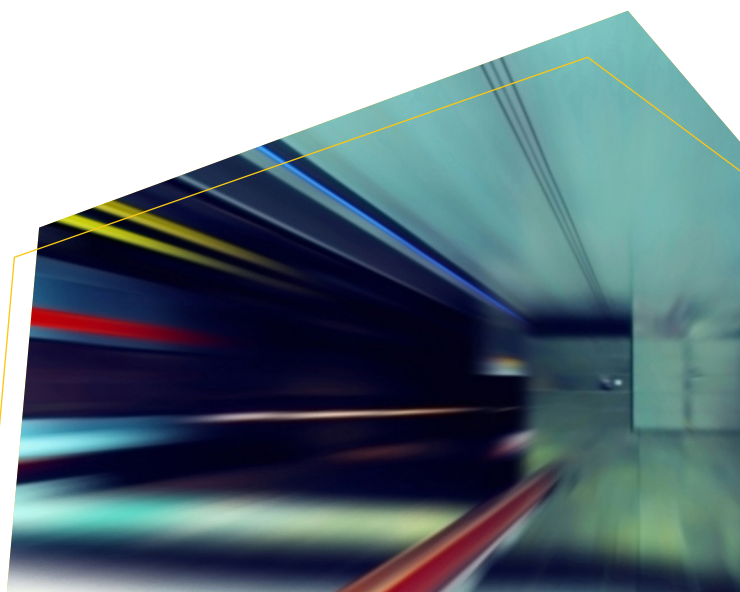
- No primeiro horizonte, 2020 a 2021, são feitas análises conjunturais determinísticas e probabilísticas, destacando-se as evoluções dos armazenamentos de cada subsistema do SIN para diferentes cenários hidrológicos prospectados.
- O segundo horizonte, que compreende os três últimos anos – 2022 a 2024, apresenta um caráter mais estrutural (análise não condicionada), sendo avaliados indicadores como riscos de déficit e custos marginais de operação, além dos critérios gerais de suprimento vigentes.

Estas análises tomaram por base, como Cenário de Referência, o Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2020, no que diz respeito à oferta, aos limites de intercâmbios entre subsistemas, às condicionantes referentes à segurança operativa e às restrições ambientais e de uso múltiplo da água, existentes e previstas, nas bacias hidrográficas. Considerando os impactos importantes da Pandemia COVID-19 na economia brasileira a partir de março de 2020, com repercussões diretas no consumo de energia elétrica em todo o país, excepcionalmente neste PEN 2020 foi utilizada a projeção de carga da revisão extraordinária, aprovada pela ANEEL para uso a partir do Programa Mensal de Operação de julho de 2020.

Como Cenário de Sensibilidade às avaliações energéticas de energia e potência, adotou-se uma configuração de usinas que desconsidera 5.021 MW de capacidade instalada de usinas termelétricas consumidoras de gás natural, de óleo diesel e de óleo combustível, com Custos Variáveis Unitários variando de 67,6 R\$/MWh a 1.693,81 R\$/MWh, devido a possibilidade de término de contratos no CCEAR, perdas de subsídios do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e término de vida útil. As reduções de montantes iniciam a partir de 2021, sendo 803 MW em 2021, 460 MW em 2022, 2.398 MW em 2023 e 1.360 MW em 2024.

O PEN 2020 é composto de três volumes:

- Este Sumário Executivo, que apresenta uma visão global das características atuais do SIN, como a carga de energia, a matriz de energia elétrica atual e sua evolução, os custos de operação das usinas térmicas, bem como uma síntese dos principais resultados;
- **Volume I** – Condições de Atendimento, que aborda, além do conteúdo do Sumário Executivo, análises mais detalhadas dos principais resultados das avaliações energéticas para o horizonte 2020/2024, incluindo o Cenário de Sensibilidade;
- **Volume II** – Relatório Complementar, que aborda conceitos básicos necessários à interpretação dos resultados, um resumo da metodologia adotada e um conjunto de anexos detalhando as informações e os dados considerados nesses estudos.



Para pronta referência, as principais conclusões referentes à **Análise de Desempenho do SIN** são sumarizadas a seguir:

- A análise conjuntural determinística para 2020 indica, no pior cenário de vazão prospectado, armazenamentos ao final do período seco em 33,5% e 23,2% para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente;
- A análise conjuntural probabilística para 2021 indica 0,8% dos cenários atingindo armazenamento abaixo de 10% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 8,5% dos cenários atingindo armazenamento abaixo de 22,5% no subsistema Nordeste ao final do período seco;
- As análises energéticas do **PEN 2020** indicam um equilíbrio estrutural do SIN durante todo o horizonte, tanto para o Cenário de Referência quanto para o Cenário de Sensibilidade. Em ambos os casos, os novos critérios de suprimento precorrigidos pelo CNPE, através da Resolução CNPE 029/2019, são plenamente atendidos;
- O balanço estático de energia, baseado na garantia física das UHEs e UTEs e na expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente, indica um excedente de energia de 19,2 GWmed para 2020, reduzindo para o montante de 14,4 GWmed em 2024 no Cenário de Referência;
- O balanço de potência não apresentou nenhum déficit no atendimento à demanda em nenhuma hora no horizonte 2020/2024, considerando os perfis de geração eólica e fotovoltaica estabelecidos, a repetição da condição hidrológica de 2017 e o requisito de reserva operativa. Outubro e novembro são os meses em que ocorrem as menores sobras, variando de 14,3 GW em 2020 até 4,7 GW em 2024, no Cenário de Referência.
- As sobras de energia e potência persistem mesmo no Cenário de Sensibilidade.

Adicionalmente, as principais constatações de ordem geral, que estão detalhadas no Volume I - Condições de Atendimento, são as seguintes:

- A **carga de energia** cresce em média 3,9% no horizonte do PEN, atingindo 76,6 GWmed em 2024. Na oferta, há um acréscimo de 11,5 GW de **capacidade instalada**, totalizando 175,5 GW ao final do período de planejamento;
- A matriz de energia elétrica do SIN está caracterizada por uma acentuada **sazonalidade na oferta** decorrente da grande capacidade de produção no período chuvoso e operação a fio d'água das usinas hidrelétricas do Complexo Madeira e de Belo Monte. Se, por um lado, contribuem para a recuperação dos reservatórios de regularização e deslocamento do início do período de deplecionamentos, por outro lado, deslocam o consumo máximo percebido pelas demais usinas para o período seco;
- Outra característica marcante da matriz de energia elétrica do SIN é o alto grau de **geração inflexível** que se observa para os próximos anos, que corresponde a um valor de 75% da carga global em 2020 e 69% da carga em 2024;
- Destaca-se ainda a participação de usinas térmicas na matriz com elevados custos variáveis unitários – CVU, sendo que 40% da capacidade instalada do SIN possui valores de CVU acima de 250,00 R\$/MWh, o que faz com que essas usinas sejam despachadas por mérito econômico somente em situações hidrológicas extremamente desfavoráveis, contribuindo para o esvaziamento dos principais reservatórios de regularização do SIN;
- Face a crise hídrica, que se prolongou desde o verão 2011/2012 até, por enquanto, o final de 2019, o SIN teria passado por um **segundo período crítico** com duração idêntica (90 meses) àquela do período crítico histórico de junho/1948 até novembro/1955;

- A capacidade de armazenamento do SIN é da ordem de 291 GWmês, uma das maiores do mundo. Todavia, o **grau de regularização** continuará reduzindo nos próximos anos, aumentando tanto a dependência de períodos chuvosos para o replecionamento dos reservatórios a cada ciclo hidrológico anual quanto a importância das condições de armazenamentos iniciais no final da estação chuvosa (maio) para assegurar o pleno atendimento da carga;
- Dessa forma, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas somado às avaliações energéticas de curto prazo dos primeiros dois anos do horizonte de análise de desempenho do SIN (análise condicionada) são ferramentas imprescindíveis para indicar eventual necessidade de medidas operativas a serem deliberadas pelo CMSE para a garantia da segurança energética do SIN, inclusive avaliando possíveis articulações com agentes do setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais para flexibilização de restrições operativas de diversas naturezas, tais como uso múltiplo da água e/ou ambientais;
- A eficácia dessas medidas operativas, que permitem o pleno atendimento da carga, depende fundamentalmente do nível de reserva energética do SIN, na qual se inclui a reserva operativa do sistema para atendimento à demanda máxima e para mitigação dos impactos da variabilidade e intermitência da geração eólica e solar. O dimensionamento adequado dessa reserva energética constitui uma importante avaliação dos estudos de planejamento da operação e subsídios ao planejamento da expansão;
- Como essas características sobreditas podem comprometer o equilíbrio carga/geração na operação diária, reveste-se de grande importância a adequada precificação dos recursos escassos à operação do sistema, valorizando assim os atributos necessários para garantir a segurança operativa do Sistema Interligado Nacional.



02

Características Atuais do SIN

CARGA DE ENERGIA

Em decorrência dos impactos da pandemia COVID-19 no consumo de energia elétrica, as instituições ONS, CCEE e EPE solicitaram uma revisão extraordinária da carga para o Planejamento da Operação Energética 2020-2024, que usualmente utiliza a carga utilizada no PMO de maio/2020.

Por esse motivo, neste **PEN 2020**, as previsões de carga adotadas foram aquelas provenientes da revisão extraordinária divulgadas em junho/2020. Elas tomam por base a avaliação da conjuntura econômica e o monitoramento do consumo e da carga ao longo do mês de abril de 2020, em meio ao agravamento da pandemia da COVID-19, através das Resenhas Mensais de Energia Elétrica da EPE, dos Boletins de Carga Mensais do ONS e dos InfoMercados Mensais da CCEE, bem como dos desvios entre os valores observados da carga e suas respectivas projeções elaboradas para o Planejamento Anual da Operação Energética 2020-2024.

Crescimento médio PIB (2020/2024)	1,2%
Carga	2020 - 65.866 MWmed 2024 - 76.612 MWmed
Aumento Médio	3,9% a.a.

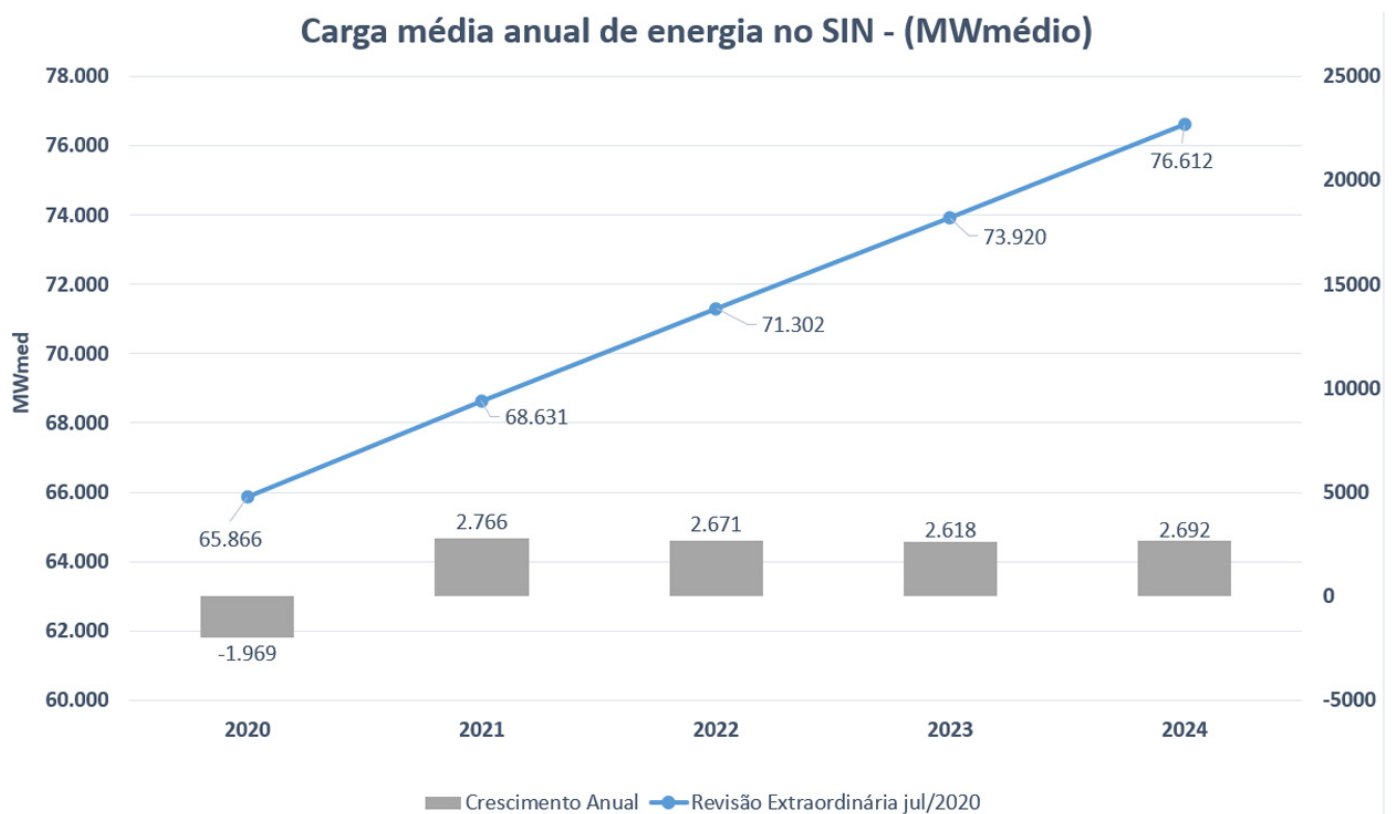


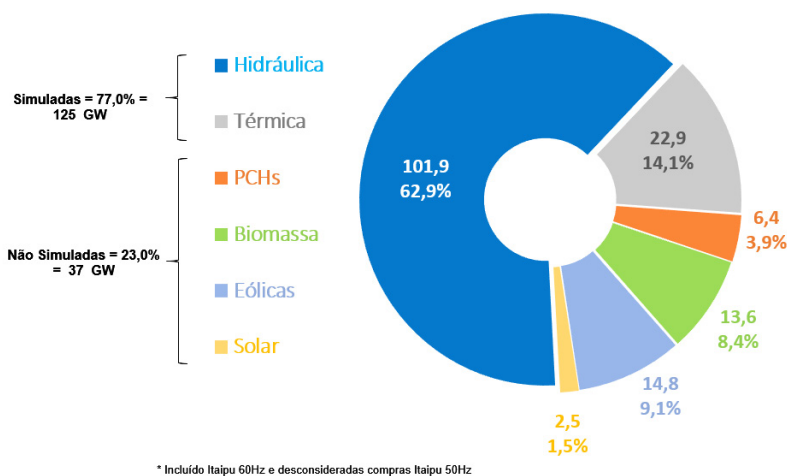
Figura 1 - Evolução da Carga SIN - MWmed

MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

A capacidade instalada no SIN em 31/12/2019, totaliza 162 GW, dos quais 101,9 GW (62,9%) em usinas hidroelétricas, 22,9 GW (14,1%) em termoelétricas convencionais e nucleares e 37,3 GW (23,0%) em PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares. Em 31/12/2024, a capacidade instalada no SIN totalizará 175,5 GW, dos quais 101,9 GW (58,1%) em usinas hidroelétricas, 28,6 GW (16,3%) em termoelétricas convencionais e nucleares e 45 GW (25,6%) em PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares.

A expansão da oferta de geração é definida nas reuniões mensais de monitoramento do DMSE, vinculadas ao MME, com participação da ANEEL, ONS, EPE e CCEE. Nessas reuniões, são determinadas as datas

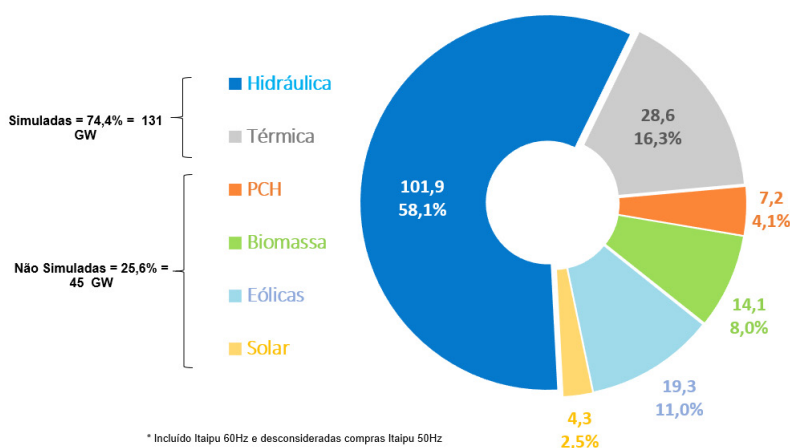
de tendência das usinas a serem consideradas dentro do horizonte de médio prazo (2020-2024), tanto para as usinas do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, vendedoras nos leilões, como para aquelas participantes do Ambiente de Contratação Livre - ACL (*). Estão considerados na expansão quase 1.900 MW do ACL, referentes às usinas já em construção - viabilidade alta. Destaca-se a não consideração de usinas com viabilidade média num montante aproximado de 8.700 MW, de acordo com os relatórios da SFG/ANEEL que ainda não são considerados. Com relação a este tema, destaca-se que está em elaboração um estudo, conduzido pela ANEEL, para avaliação de metodologia para possível inserção desse montante nos modelos de otimização.



A hidroeletricidade continua como a principal fonte de geração de energia.

Cerca de 23% da oferta é de não simuláveis individualmente.

Figura 2 - Capacidade Instalada SIN 2019 - 162 GW



Participação crescente das fontes eólica e solar reduzindo a participação da hidroelétrica na matriz.

(* Usinas do ACL: Conjunto composto de Usinas Não Simuladas Individualmente, cujos montantes de energia são determinados conforme metodologia descrita na RN ANEEL 843/2019 (Seção II - Artigos 13 a 16) e abtidos diretamente da carga.

EXPANSÃO DA OFERTA JÁ CONTRATADA VIA LEILÕES

A tabela a seguir resume os gráficos anteriores em termos de valores absolutos por fonte de geração. Cabe destacar que nessa tabela foram considerados exatamente a expansão da oferta acompanhada mensalmente pelo CMSE/DMSE para efeitos de Programa Mensal da Operação.

Tipo	abr/2020		dez/2024		Crescimento abr/20-dez/24	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	108.362	66,1	109.164	62,2	802	0,7
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,1	-	-
Gás / GNL	14.208	8,7	18.176	10,4	3.968	27,9
Carvão	3.017	1,8	3.017	1,7	-	-
Óleo / Diesel	4.404	2,7	4.692	2,7	288	6,5
Biomassa	13.549	8,3	14.120	8,0	571	4,2
Outras ⁽¹⁾	590	0,4	745	0,4	155	26,3
Eólica	14.975	9,1	19.320	11,0	4.345	29,0
Solar	2.887	1,8	4.280	2,4	1.393	48,3
TOTAL	163.983	100,0	175.504	100,0	11.521	7,0

(1) Usinas Biomassa com CVU

ref.: PMO Maio/20

Tabela 1 - Capacidade Instalada do SIN - abr/2020

Importante destacar que, para efeito de sensibilidade, foram consideradas reduções no bloco térmico (usinas a gás natural, óleo diesel e óleo combustível) devido a possibilidade de término de contratos no CCEAR, perdas de subsídios do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e término de vida útil. Essas reduções no bloco térmico totalizam um valor de 5.021 MW de capacidade instalada, que equivale a uma redução de garantia física de 3.376 MW med até dezembro de 2024.

O **maior incremento anual** ocorre entre 2022 e 2023 com acréscimo de 3.708 MW. Em 2023, o aumento de 3.708 MW é proveniente, preponderantemente, da entrada de 920 MW de eólicas no Nordeste e 2 UTEs a gás no Sudeste/Centro-Oeste.

Esses incrementos podem ser alterados em função de novos leilões de energia nova com produtos a serem entregues até 2024.

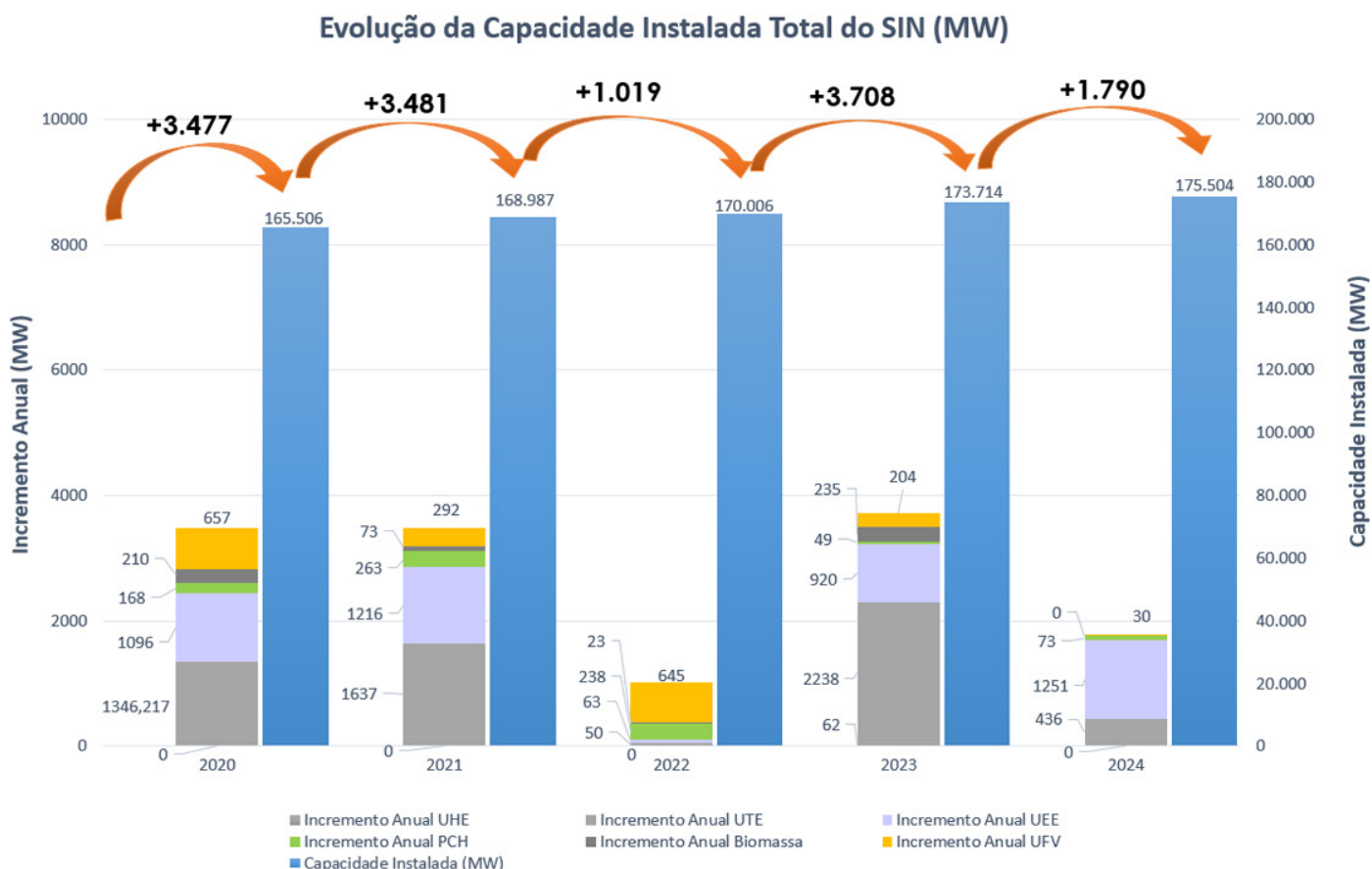


Figura 4 - Incremento Anual da Oferta SIN 2019-2024 - MW

SAZONALIDADE DA OFERTA X SAZONALIDADE DA CARGA

A expansão da hidroeletricidade na Amazônia, com características de grande capacidade de produção no período chuvoso, sem reservatório de acumulação, e baixa produção no período seco, ocasiona uma acentuada sazonalidade da oferta.

Como essa oferta é basicamente a fio d'água, a geração das usinas da Amazônia é compulsória, ou seja, toda a geração disponível deverá ser despachada para os centros de consumo, através de longos sistemas de transmissão e/ou armazenada nos demais reservatórios do SIN.

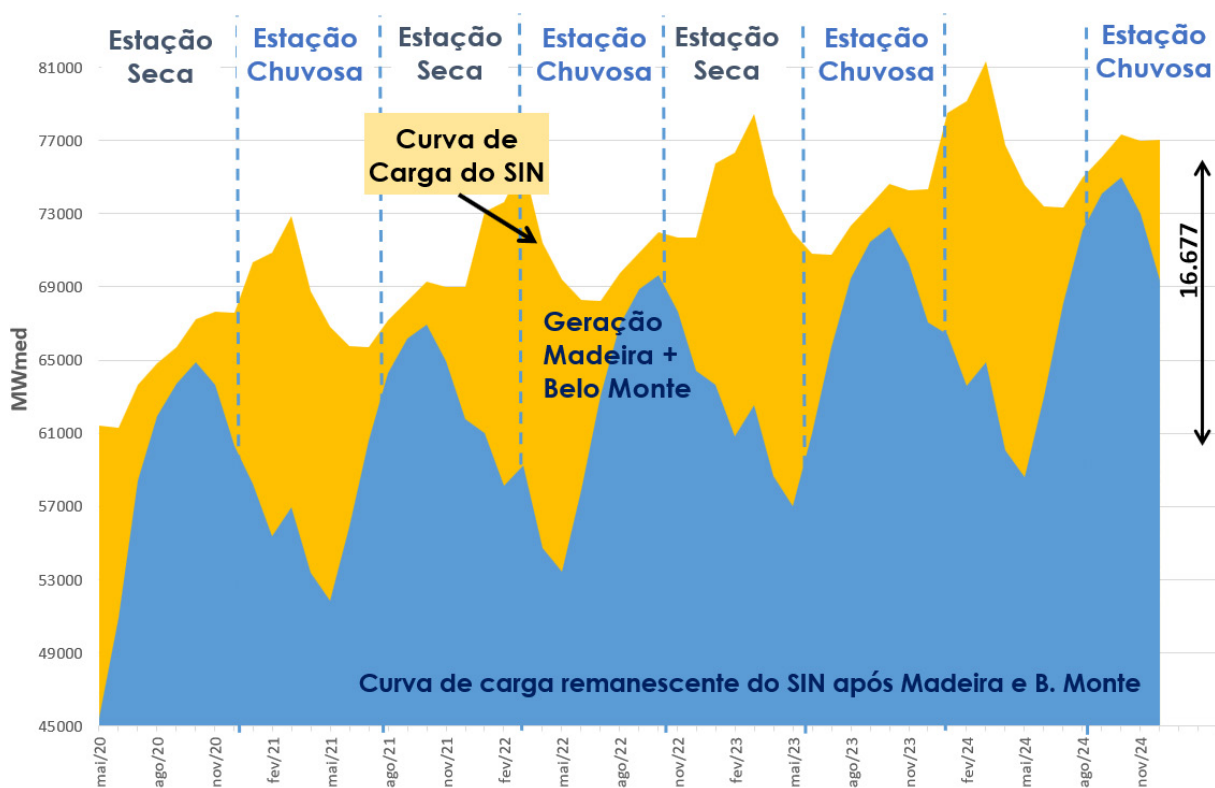


Figura 5 - Alocação da Geração do Complexo Madeira e Belo Monte na Curva de Carga

A parte superior da figura acima representa a curva de carga do SIN e a parte inferior, a curva de carga remanescente, abatida da geração esperada das usinas do Complexo Madeira e de Belo Monte, que não é armazenável.

A expectativa é que haja um evidente **deslocamento virtual dos meses de consumo máximo no SIN** (que ocorrem nas estações chuvosas e que passariam a ser “percebidos” pelas demais usinas do SIN apenas nas estações secas), permitindo que durante as estações chuvosas as usinas da Amazônia possam contribuir para a **recuperação dos reservatórios de regularização**, através de uma menor geração desses, desde que sejam viáveis estas operações sob o ponto de vista da segurança do sistema elétrico e atendidas as restrições de cunho ambiental. Nesse contexto, restabelecidas as condições hídricas de normalidade, poderá ser necessária a gestão de excedentes de geração compulsória, principalmente nas estações chuvosas do SIN.

GERAÇÃO INFLEXÍVEL

Nos modelos de otimização, toda geração representada de forma inflexível (geração não controlável) é abatida da carga global projetada, resultando em uma carga líquida a ser atendida pelas demais fontes flexíveis no processo de otimização (UHEs e UTEs).

A parcela de geração inflexível corresponde a um valor de 75% da carga global em 2020 e 69% da car-

ga em 2024, restando, desta forma, apenas 25% e 31%, respectivamente, da projeção de carga global para o despacho hidrotérmico por ordem de mérito.

Esta alta parcela de inflexibilidade é um dos motivos para a obtenção de riscos de déficits estruturais bastante baixos, conforme apresentados nos estudos desse PEN 2020.

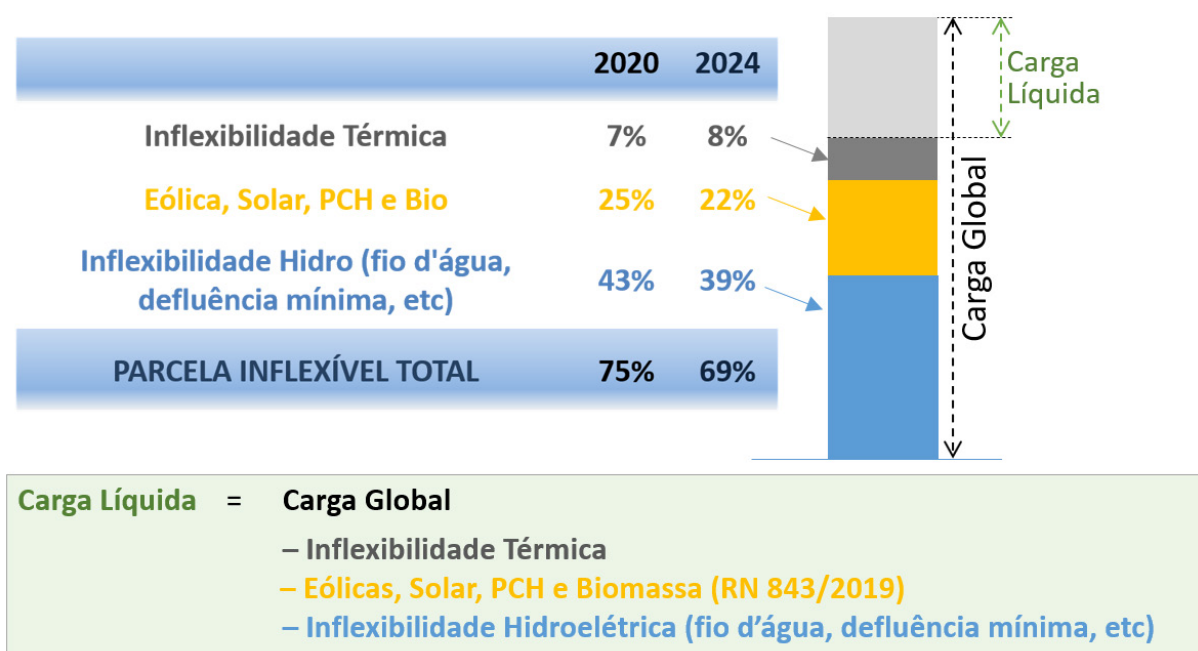


Figura 6 - Carga Global/Carga Líquida do SIN em 2020 e 2024

CUSTOS DA GERAÇÃO TÉRMICA

A necessidade de atendimento a uma carga crescente, associada à redução gradativa da capacidade de armazenamento no SIN e à tendência de oferta hidroelétrica abundante apenas no período chuvoso (por exemplo, a oferta da Amazônia, com sazonalidade acentuada), obriga a complementação da geração hidroelétrica no período seco de cada ano, seja por usinas térmicas convencionais e/ou pelas fontes eólicas/biomassa/solar. Assim, o parque térmico e as fontes renováveis passam a ter, cada vez mais, o papel de “reservatório virtual” do SIN.

O montante de geração térmica disponível e seu custo para despacho são fatores determinantes no novo perfil da oferta do SIN. Pode-se observar, além da interseção entre os custos das diversas fontes, uma elevada dispersão - UTEs com custos para despacho variando de 13 (carvão) e 25 (biomassa) até 84 (óleo combustível e diesel) vezes superior ao da UTE mais barata (nuclear).

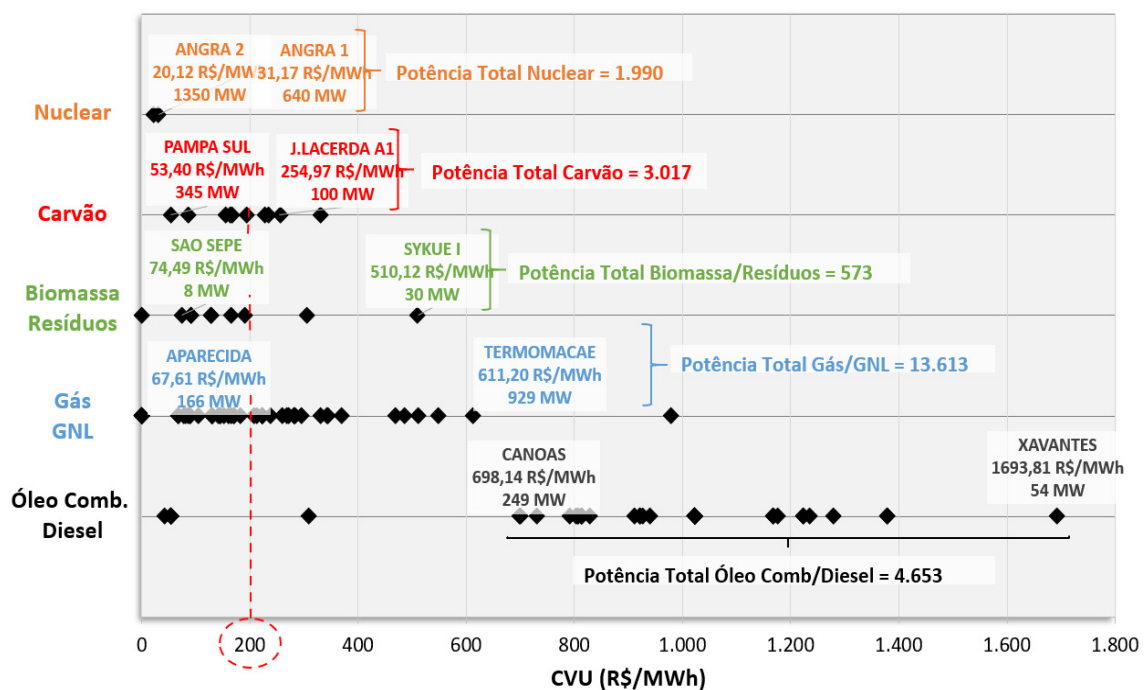


Figura 7 - Distribuição dos CVUs por Fonte

A figura a seguir ilustra que a faixa de CVU em que há o maior incremento de geração térmica ocorre para CVUs até 250,00 R\$/MWh, onde é acrescentado um montante de aproximadamente 12.100 MW de potência. Para os CVUs mais elevados, na faixa de 800,00 R\$/MWh a 1.700,00 R\$/MWh, não há um incremento de potência significativo, o que acaba colaborando para a volatilidade dos CMOs quando do despacho de geração térmica nessa faixa de disponibilidade, o que inclusive explica a alteração de bandeiras tarifárias entre PMOs ao longo de cada ano.

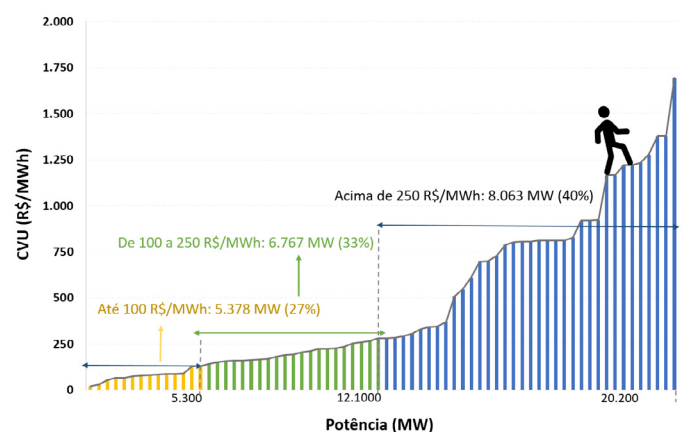


Figura 8 - Potência Disponível Térmica do SIN x CVU

UM NOVO PERÍODO CRÍTICO DO SIN

Em uma simulação para cálculo da energia firme de um sistema hidroelétrico, o período crítico é o intervalo de tempo em que o sistema passa da situação de máximo a mínimo armazenamento, sem reenchimentos intermediários. O período crítico atualmente utilizado no setor elétrico compreende o horizonte de junho de 1949 a novembro de 1956.

Anualmente, o Operador avalia o período crítico do SIN e de seus subsistemas para a configuração de mais longo prazo analisada pelo ONS, atualmente dezembro de 2024. Nesse horizonte, o período crítico encontrado vai de junho de 1948 a novembro de 1955, como ilustrado a seguir.

Entretanto, verifica-se, nos anos finais do histórico de vazões afluentes, resultado principalmente da crise hídrica da região Nordeste que se prolongou desde o verão 2011/2012 até o final de 2019, um deplecionamento acentuado do SIN, à similaridade do que ocorre num período crítico, ou seja, tudo indica que o SIN passou por um novo período crítico face ao longo horizonte de meses (90), a partir do qual saiu do armazenamento máximo e não houve mais reenchimento pleno do armazenamento (de julho/2012 a dezembro/2019), o que mostra uma compatibilidade entre as condições conjunturais de atendimento, qual seja, esvaziamentos acentuados a cada final de estação seca e forte dependência da estação chuvosa subsequente.

De fato, ao se incluir as vazões afluentes de janeiro de 2019 a junho de 2020 no histórico de vazões ¹, a simulação indica um novo período crítico, de julho de 2012 a dezembro de 2019.

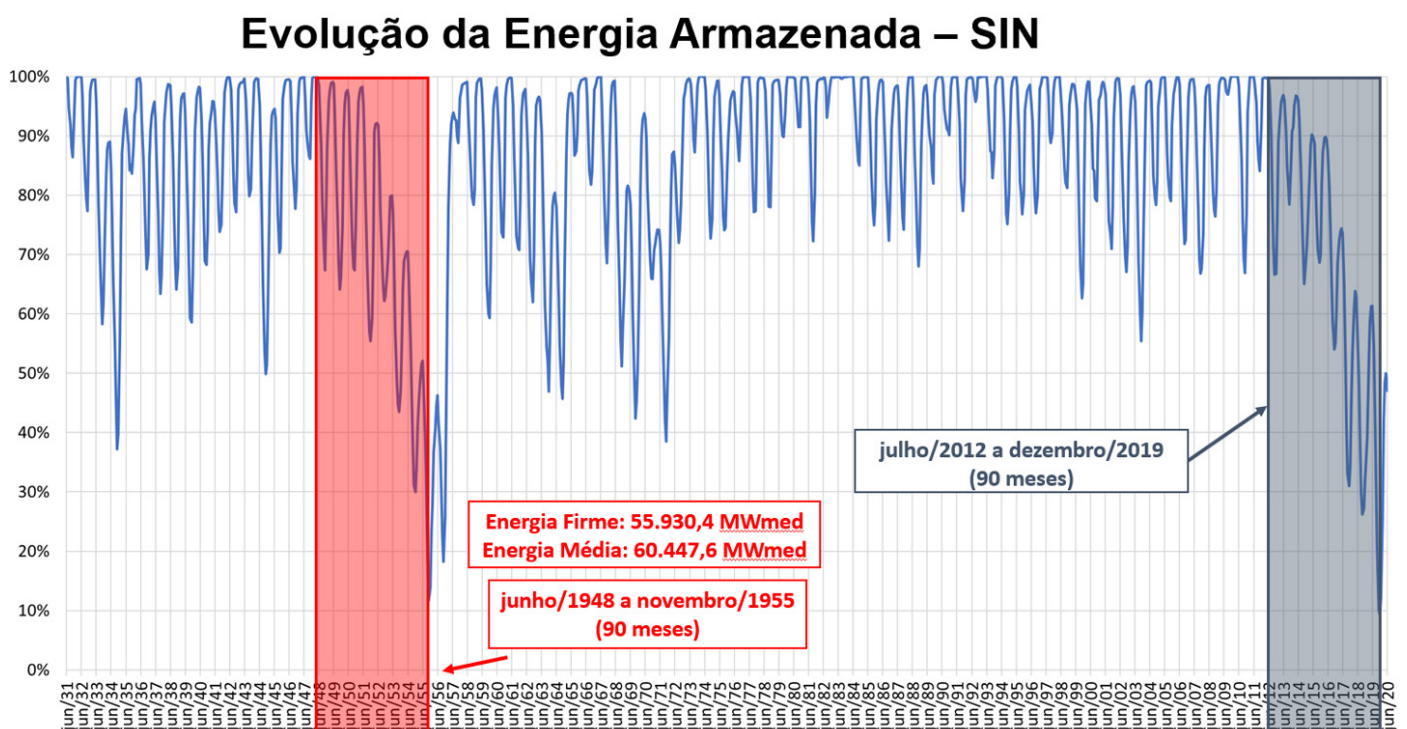


Figura 9 - Evolução da Energia Armazenada do SIN no Cálculo do Período Crítico do SIN

¹ O histórico atual de vazões consolidado vai até dez/2018.

03

Análise de desempenho do SIN

ANÁLISE CONJUNTURAL

A Análise Conjuntural (análise condicionada às condições hidrometeorológicas vigentes) tem por base os estudos de médio prazo que deram suporte ao PMO de maio de 2020 alterando-se apenas o cenário de carga para o da revisão extraordinária. Essa análise é apresentada mensalmente ao CMSE, dando subsídios ao monitoramento das condições energéticas vigentes.

Nos primeiros dois anos da análise das condições de atendimento, o desempenho do sistema depende basicamente das condições hidroenergéticas de curto prazo, em especial dos níveis de partida ao final da estação chuvosa (maio de 2020) e dos níveis que serão alcançados ao final da estação seca (novembro de 2020).

Considerando-se que, nesse período, qualquer alteração da oferta depende essencialmente da viabilidade da antecipação de obras já em andamento, seja de geração ou transmissão, as ações sistêmicas para a segurança do atendimento à carga se limitam a proteger o sistema para diferentes hipóteses de severidade das

estações seca (maio a novembro) e chuvosa (dezembro a abril do segundo ano), através do uso de ações operativas de curto prazo.

Para as simulações da estação seca de 2020 (maio a novembro), foi adotada a simulação com o modelo DECOMP, considerando para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, previsões de vazões a partir do modelo SMAP, adotando-se a precipitação verificada em 2016 (pior cenário), em 2015 (melhor cenário dos últimos 5 anos) e a média dos últimos 5 anos (2014/2018). Nesse Sumário será apresentado apenas o pior cenário (ano de 2016), sendo os demais detalhados no Volume I - Condições de Atendimento.

AVALIAÇÃO PROSPECTIVA PARA 2020

As avaliações prospectivas foram realizadas a partir da previsão de vazões afluentes aos aproveitamentos do SIN, que equivalem, em média, a 77% da MLT para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e a 33% da MLT para o subsistema Nordeste.

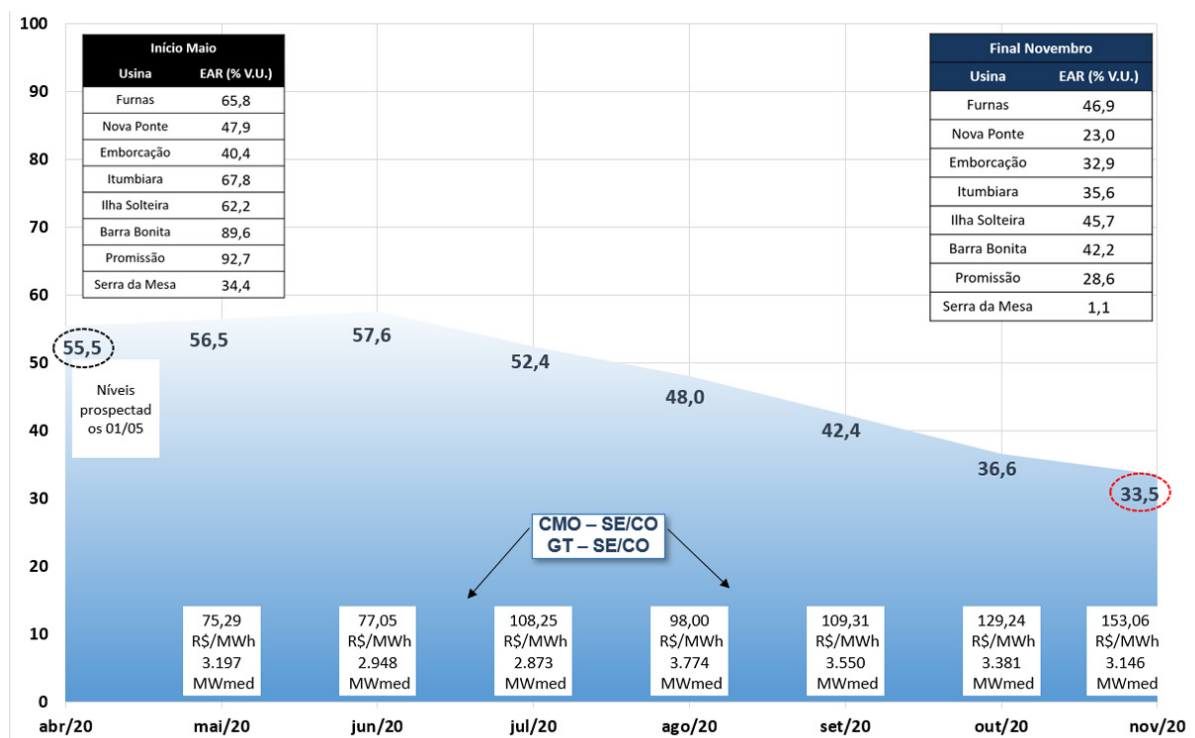


Figura 10 - Evolução dos Armazenamentos, CMO e Geração Termoelétrica do SE/CO

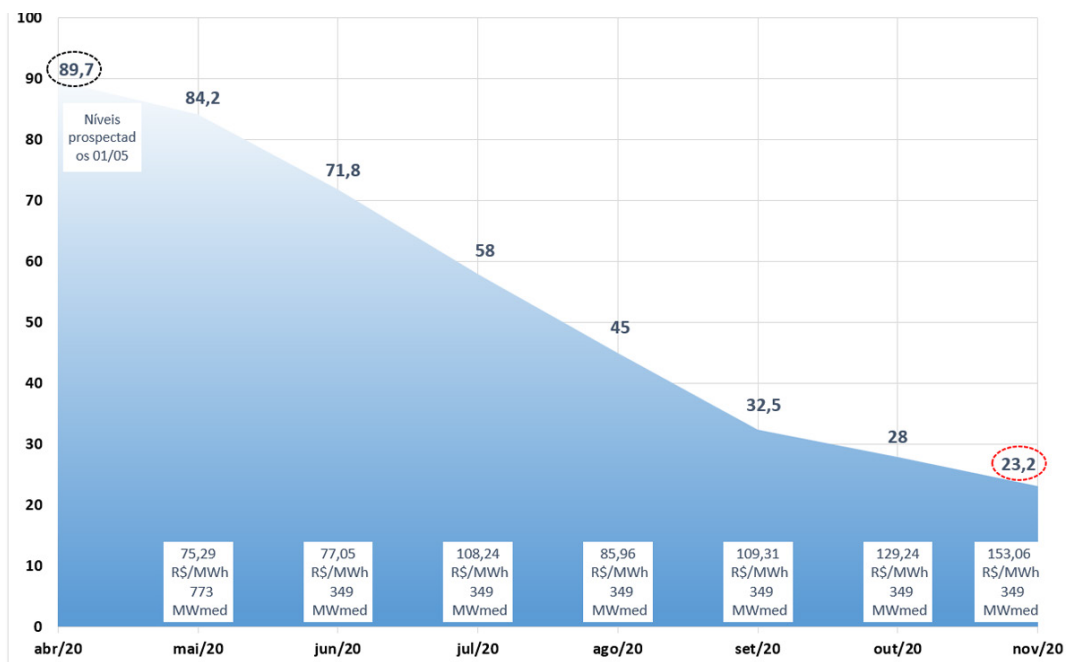
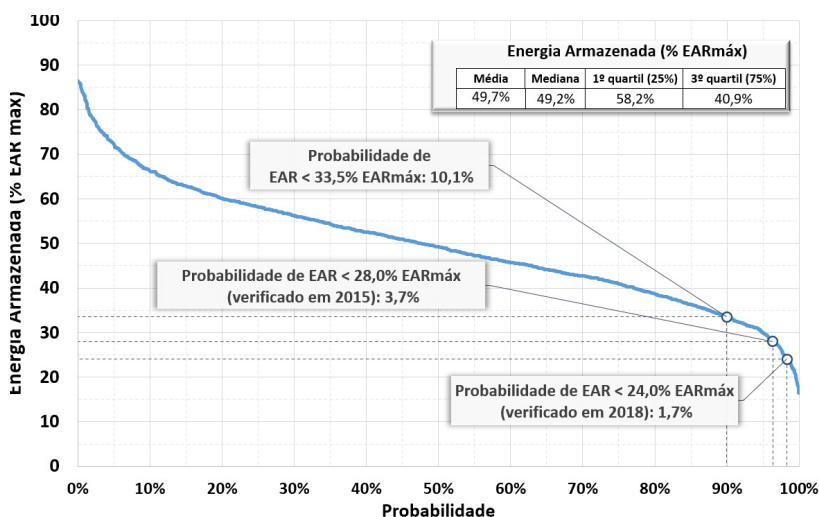


Figura 11 - Evolução dos Armazenamentos, CMO e Geração Termoeletrica do NE



As curvas de permanência do armazenamento ao final do período seco de 2020 (novembro) para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, são obtidas a partir de uma simulação de 2.000 séries sintéticas de ENA, condicionadas ao passado recente.

Figura 12 - Curva de Permanência de Armazenamento do SE/CO em Nov/20

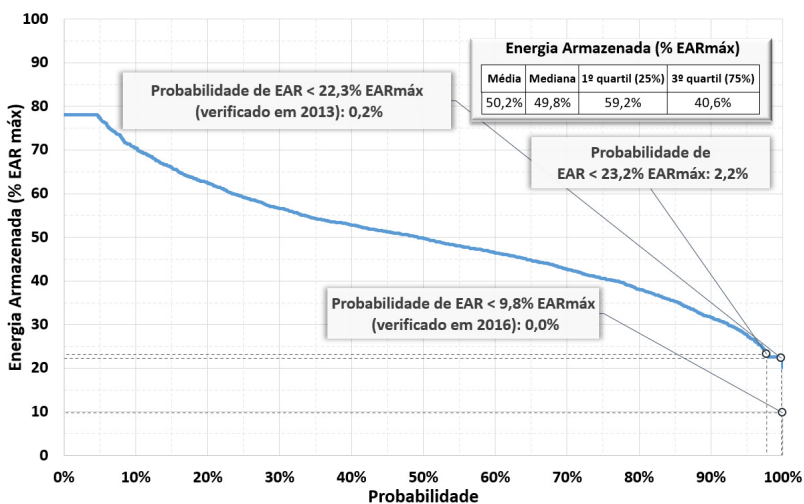


Figura 13 - Curva de Permanência de Armazenamento do NE em Nov/20

ANÁLISE DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO

A título de exemplo, são comparados no gráfico a seguir os CMOs estimados nos estudos do PEN 2017 a 2019, com os valores previstos nos estudos dos PMOs para o período de janeiro a junho de 2020.

Evidencia-se a maior dispersão dos valores estimados com os verificados no início de 2020.

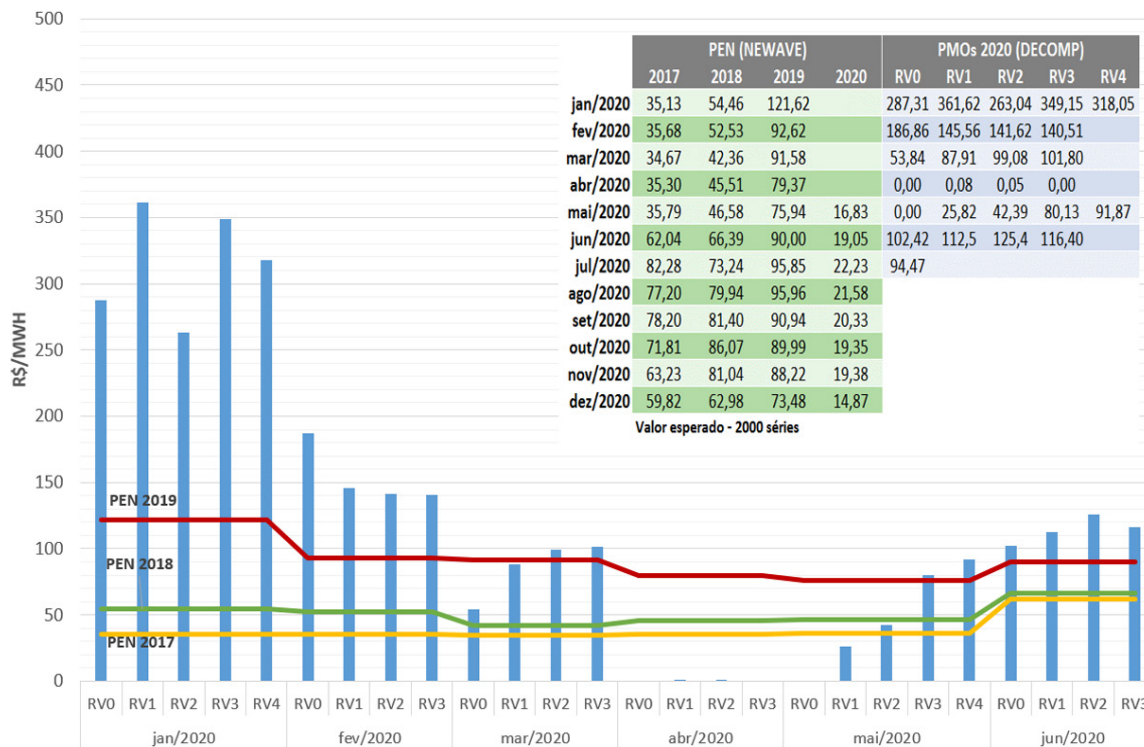


Figura 14 - Custo Marginal de Operação – Previstos x Verificados (Sudeste/Centro-Oeste)

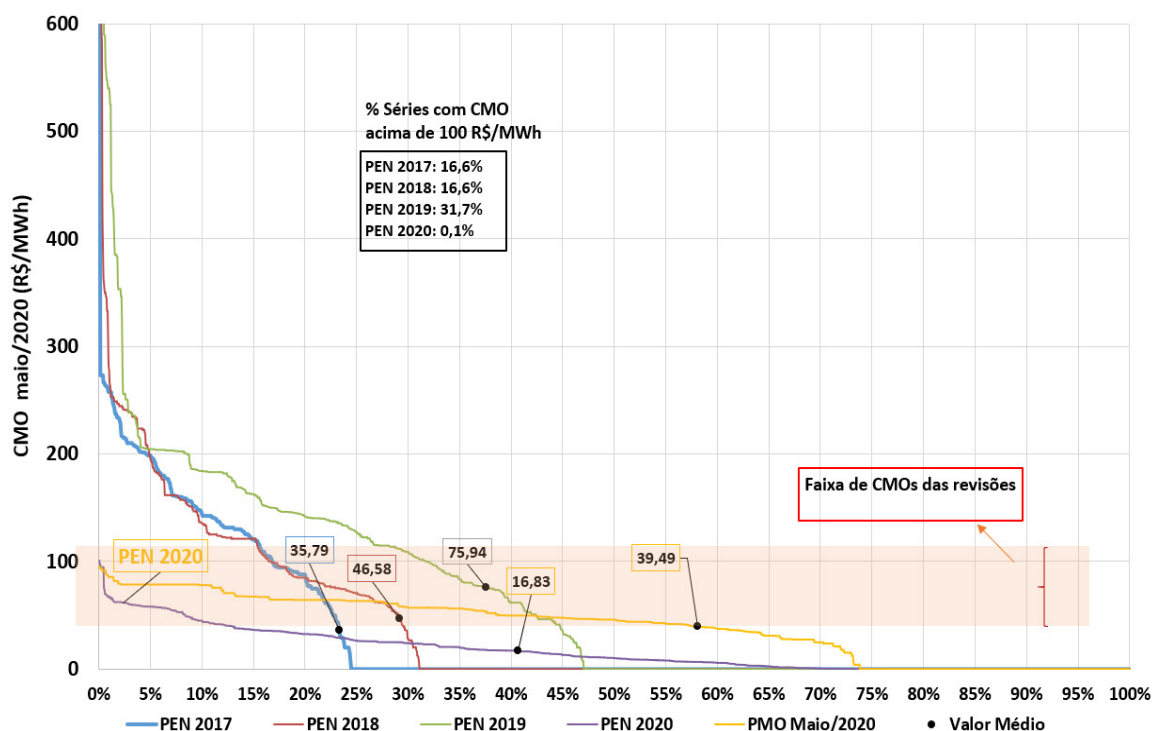


Figura 15 - Permanência dos CMO do SE/CO de maio/2020 (R\$/MWh)

AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA PARA 2021

A partir dos armazenamentos resultantes da simulação prospectiva para 2020 com o pior cenário de chuvas para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste (2016), foi realizada uma simulação estocástica, iniciando ao final do período seco de 2020 (dezembro), considerando a previsão de ENAs da prospecção como tendência hidrológica.

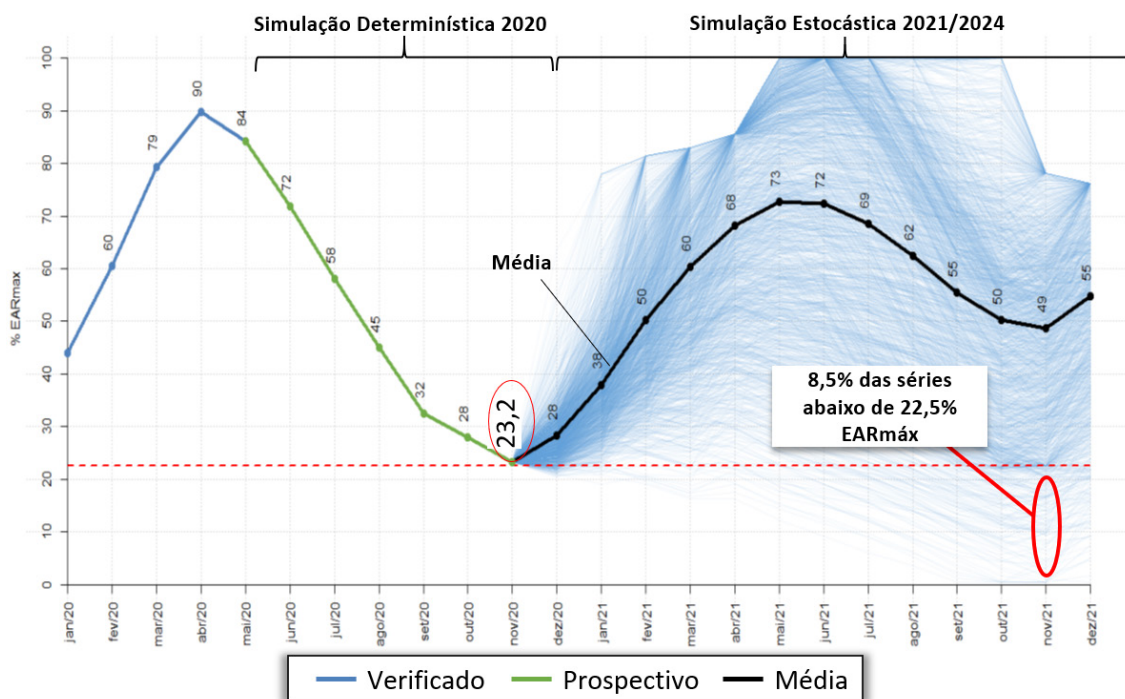


Figura 16 - EARMfinal % Sudeste/Centro-Oeste - 2000 Séries Sintéticas

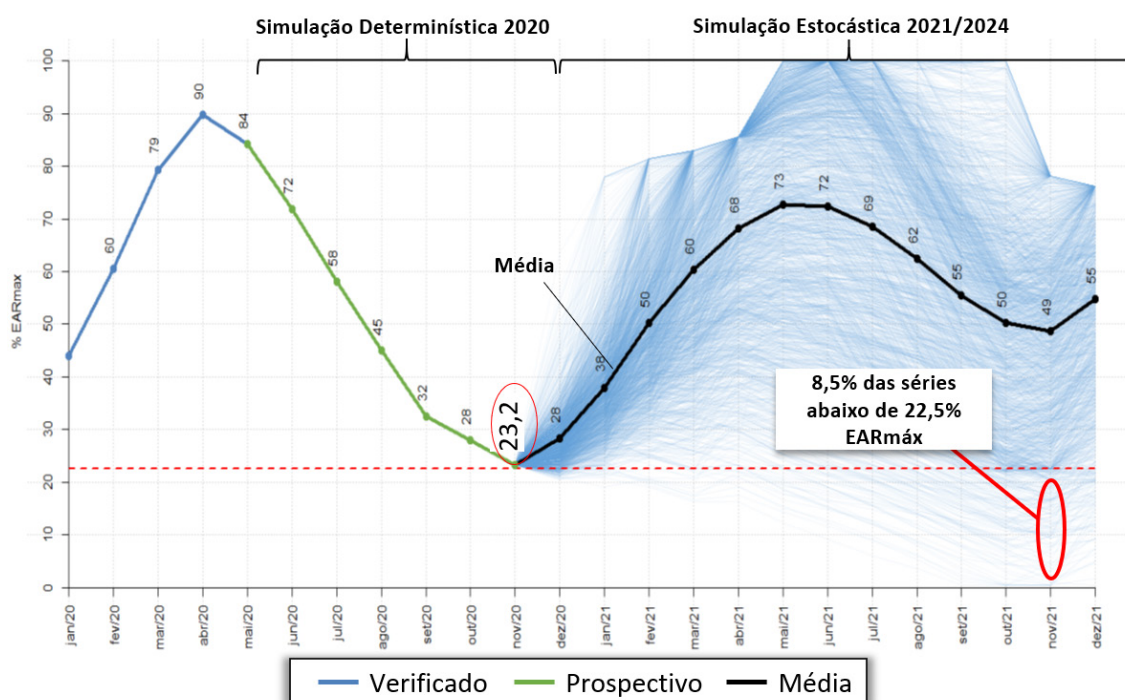


Figura 17 - EARMfinal % Nordeste - 2000 Séries Sintéticas

CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO

A Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019 estabeleceu novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia, que passou a se basear no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de energia (CVaR da Energia Não Suprida) e no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança do custo marginal de operação (CVaR do CMO).

Através dessa resolução, o CNPE definiu o critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade

de do atendimento à potência, com base nas métricas de risco explícito de insuficiência da oferta de potência (Probabilidade de Perda de Carga - LOLP) e o valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de potência (CVaR da Potência Não Suprida).

Desta forma, no PEN 2020, em adição as diretrizes estabelecidas nos Submódulos 7.2 e 23.4 dos Procedimentos de Rede, também foram avaliados o atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento de energia e potência definidos pela nova resolução.

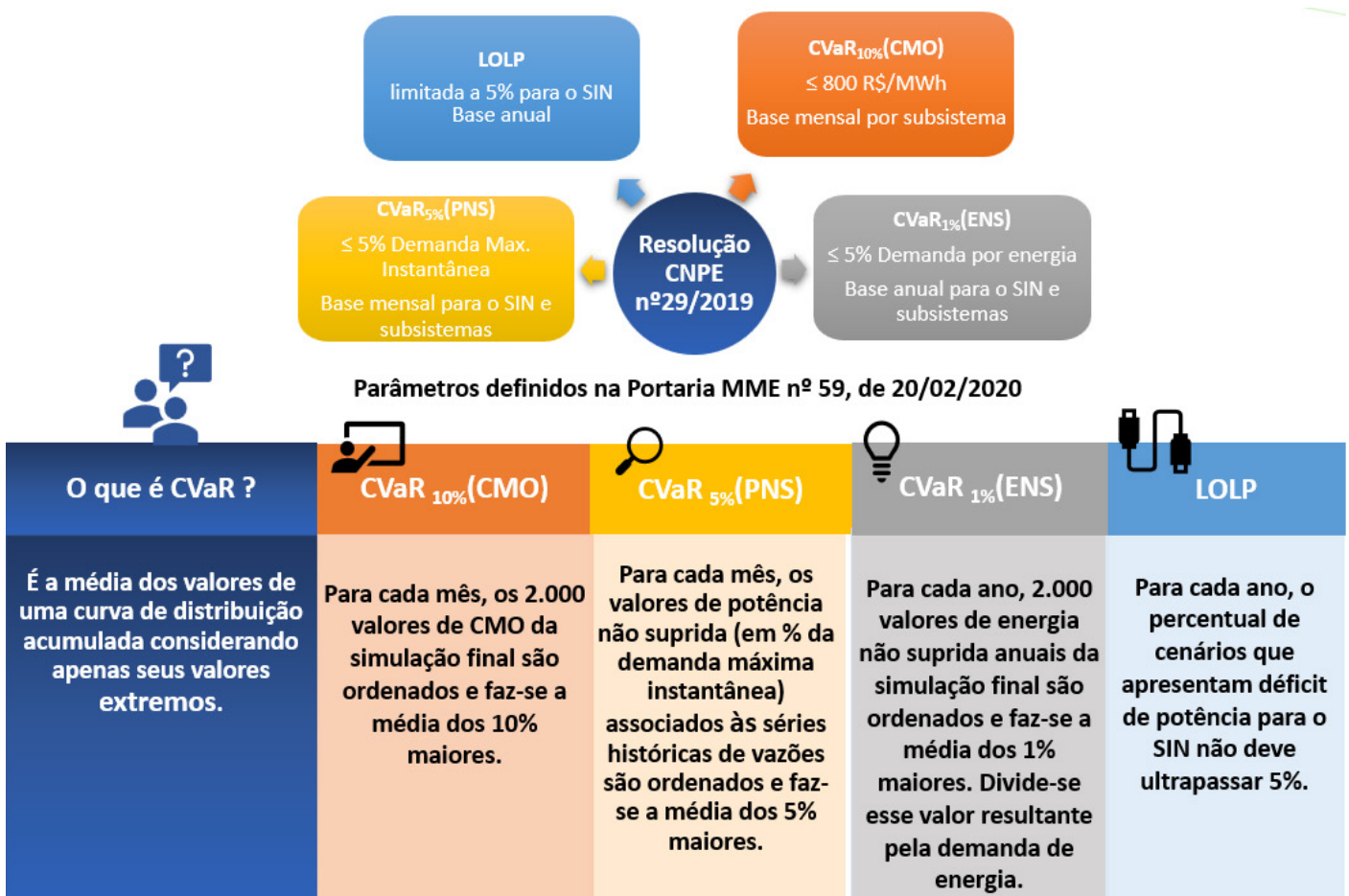


Figura 18 - Critérios de Suprimento - Descrição e definição dos parâmetros

ANÁLISE ESTRUTURAL

A Análise Estrutural do Cenário Referência (análise não condicionada ao passado recente) inicia seu horizonte de planejamento ao final do período úmido (maio/2020), com os níveis iniciais de armazenamento descritos na análise conjuntural e com a geração dos cenários sintéticos de ENA não condicionados ao passado recente.

O objetivo dessa análise é avaliar as condições estruturais de atendimento à carga do SIN, com foco no horizonte 2022/2024.

Em todos os anos do horizonte e em todos os subsistemas, o CVaR_{1%} da energia não suprida (ENS) é inferior ao critério de garantia postulado pelo CNPE (CVaR_{1%} (ENS) ≤ 5%).

	2022	2023	2024
SUDESTE/CO	0,0%	0,0%	0,0%
SUL	0,0%	0,0%	0,0%
NORDESTE	0,0%	0,0%	0,0%
NORTE	0,0%	0,0%	0,0%
SIN	0,0%	0,0%	0,0%

Figura 19 - CVaR_{1%} (ENS) (% da carga) – Avaliação Estrutural

Os valores do CVaR_{10%} (CMO) em todos os meses do horizonte e em todos os subsistemas, são inferiores a 800,00 R\$/MWh, conforme resolução CNPE nº29/2019 que define os critérios de garantia de suprimento. Destaca-se que o atendimento aos critérios de segurança também são respeitados na análise de Sensibilidade, presente no Volume 1, onde são retiradas parte das usinas térmicas da oferta do SIN.

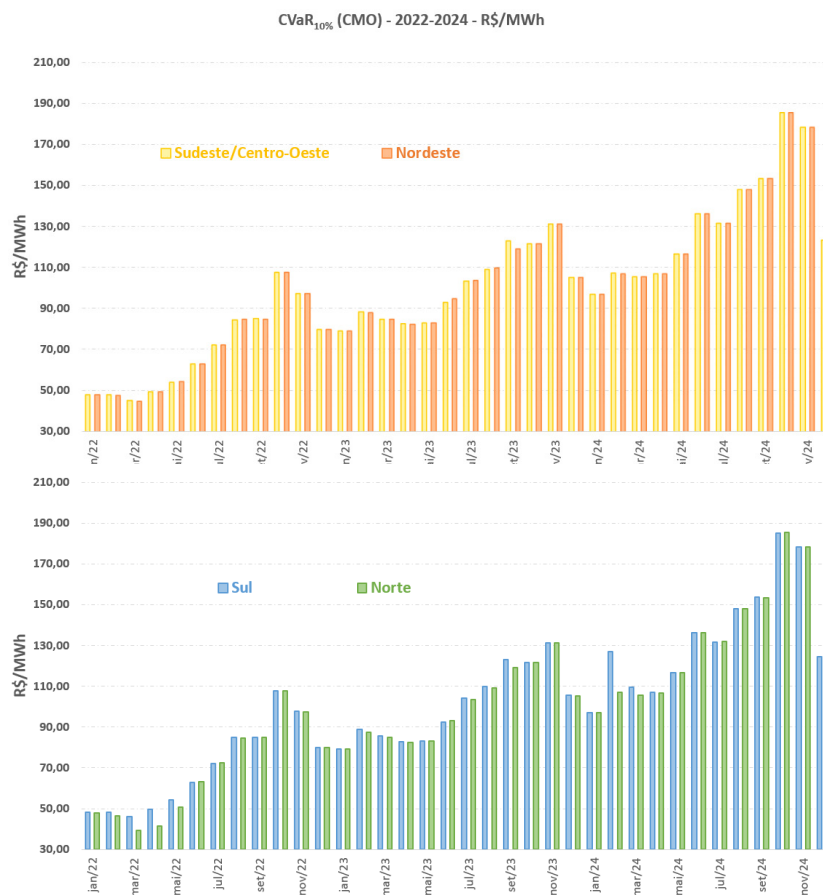
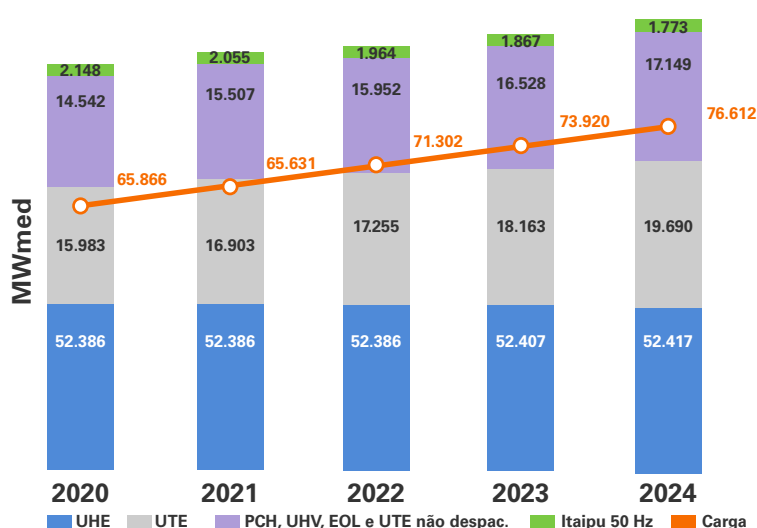


Figura 20 - Evolução Mensal do CVaR_{10%} (CMO)

BALANÇO ESTÁTICO DE ENERGIA

O balanço estático de energia elaborado compara a oferta de **energia prevista** com a **carga projetada** no horizonte de análise, onde foram considerados para:

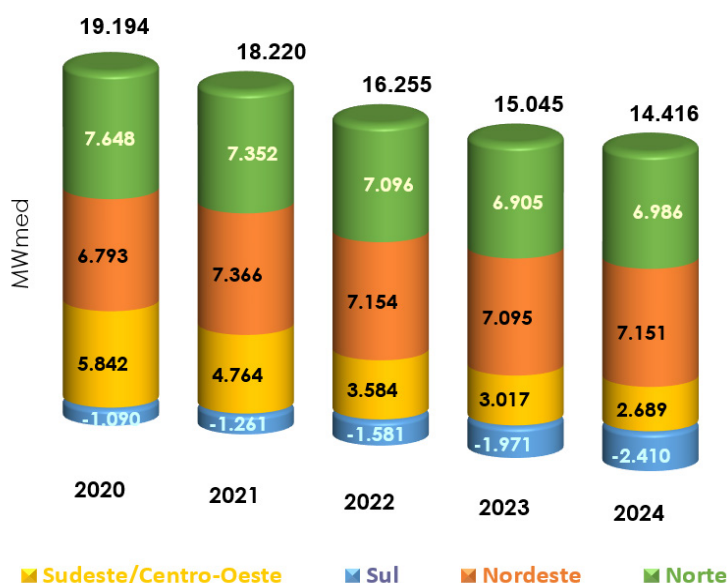
- as **UHEs e UTEs**, os certificados de garantia física dos empreendimentos;
- as **usinas não simuladas**, a expectativa de geração de acordo com a Resolução Normativa nº 843/2019 (antiga RN 440/2011 e RN 476/2012).



Existem sobras de energia contratada no SIN ao longo do período 2020/2024.

Na análise de sensibilidade, apesar de retirada de oferta térmica de 803 MW, 460 MW, 2.398 MW e 1.360 MW em 2021, 2022, 2023 e 2024, respectivamente, ainda existem sobras de energia contratada no SIN em 2020/2024.

Figura 21 - Evolução da Carga e Oferta de Energia Contratada do SIN



O balanço de energia tem significado apenas indicativo da oferta estrutural de energia elétrica do SIN na medida em que não considera as transferências de energia entre os subsistemas ao longo do ano e a redução de disponibilidade de energia das usinas hidráulicas em situações hidrológicas desfavoráveis.

À exceção do Sul, todos os subsistemas apresentam balanço positivo.

Figura 22 - Balanço de Energia

BALANÇO DE POTÊNCIA

O Balanço de Potência tem por objetivo analisar o atendimento à demanda do SIN, incluindo a reserva operativa, para cada mês do horizonte de 5 anos. No PEN 2020, seguindo o contínuo aperfeiçoamento do processo são consideradas duas abordagens:

- **Abordagem Determinística** (com relação à condição hidrológica): Nesta abordagem, as disponibilidades de potência das usinas hidrelétricas são determinadas considerando a repetição de uma condição hidrológica crítica recente, no caso aquela ocorrida no ano de 2017, ao longo de todo horizonte do plano.
- **Abordagem Probabilística**: Incorpora a estocasticidade da contribuição hidrelétrica através da consideração das disponibilidades de potência associadas a todos os cenários do histórico de afluições.

Na Abordagem Determinística, são realizados balanços estáticos (que não consideram o acoplamento temporal entre os meses) considerando todos os perfis horários de contribuição eólica e fotovoltaica observados no histórico recente, combinados com a disponibilidade hidrelétrica associada à repetição da condição hidrológica de 2017, e ainda com a disponibilidade termelétrica e das pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas que não são simuladas individualmente. O objetivo é avaliar o atendimento à curva de carga ao longo das 24h do dia, para cada mês do horizonte do plano, identificando sobras e déficits de potência para cada hora, despacho térmico adicional àquele por mérito econômico para atendimento energético e possíveis congestionamentos nos intercâmbios entre os subsistemas.

Na Abordagem Probabilística, são consideradas as disponibilidades de potência hidrelétrica associadas a cada uma das 87 séries históricas de afluições, que são combinadas com as disponibilidades eólica, fotovoltaica, termelétrica e das pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas. Nesta abor-

dagem os balanços são realizados para a hora associada à ponta da curva de carga do SIN e para a hora associada à maior demanda líquida do SIN, isto é, abate-se da curva de carga do SIN a contribuição horária da geração das fontes não despachadas centralizadamente pelo ONS. O objetivo desta segunda abordagem é calcular e avaliar os índices associados ao critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência definidos pelo CNPE (Res. nº 29/2019, ou seja, o risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) e o valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de potência (CVaR da potência não suprida).



Figura 23 - Esquema dos insumos e abordagens do Balanço de Potência

As avaliações de atendimento à demanda realizadas considerando a abordagem probabilística não apresentaram déficits de potência no horizonte 2020/2024. Os critérios de suprimento preconizados pelo CNPE foram plenamente atendidos.

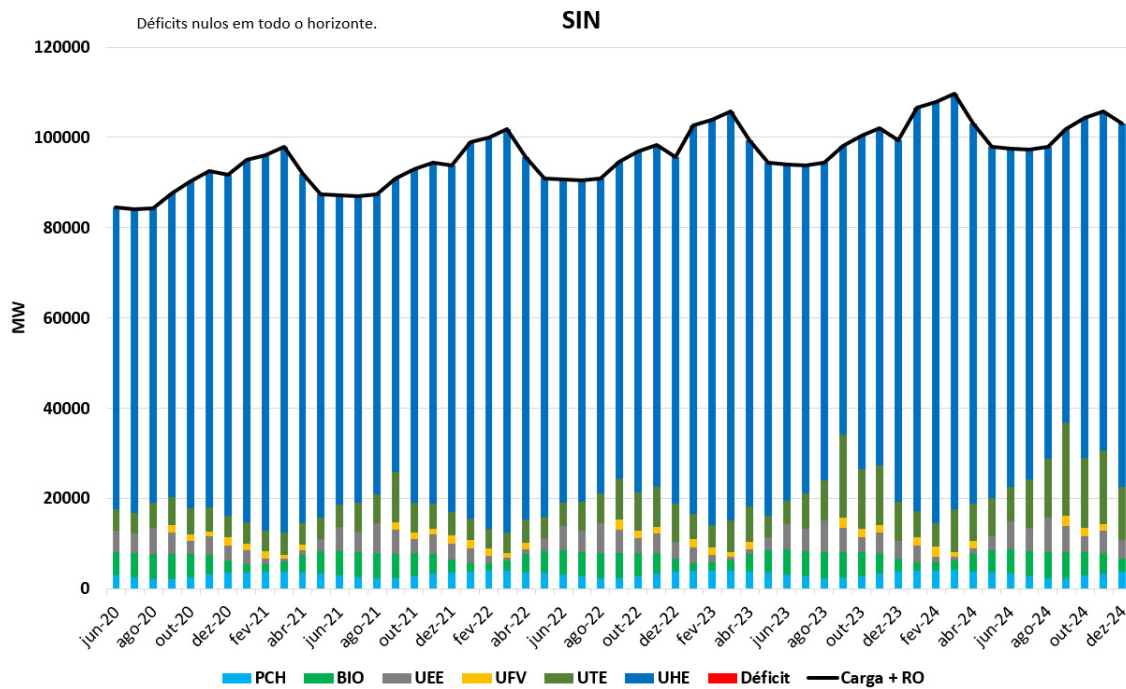


Figura 24 - Balanço de Potência do SIN - Abordagem Determinística

As avaliações de atendimento à demanda horária realizadas considerando os perfis de geração eólica e fotovoltaica estabelecidos e a repetição da condição hidrológica de 2017, não apresentaram nenhum déficit no atendimento à demanda em nenhuma hora no horizonte 2020/2024. Todavia, despachos térmicos adicionais àquele por mérito econômico para atendimento energético podem ser necessários em momentos de baixa contribuição eólica e fotovoltaica.

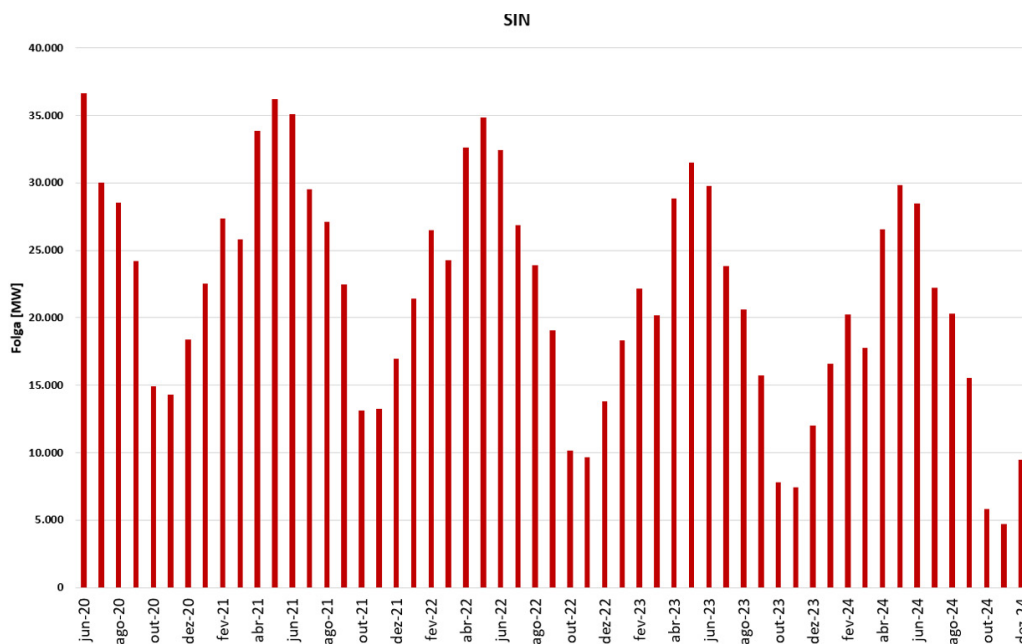


Figura 25 - Sobra de Potência na Hora Crítica de cada Mês (MW) - Abordagem Determinística

Outubro e novembro são os meses em que ocorrem as menores sobras anuais de potência, apresentando tendência de diminuição ao longo do horizonte do plano.

EXPEDIENTE

Diretoria de Planejamento - DPL

Alexandre Nunes Zucarato

Publicação produzida pelas gerências:

Gerência Executiva de Planejamento Energético - PE

Mario Jorge Daher

Gerência de Estudos Energéticos - PEE

Maria Aparecida Martinez

Arthur Alexandre Lauro da Silva
Erick Facure Giaretta
Luana Sabatha de Souza Pereira
Luiz Guilherme Barbosa Marzano
Matias Fernando Icazati Leon
Nestor Bragagnolo Filho
Paulo Gerson Cayres Loureiro
Renan Gomes Miguel
Setsuko Eugenia Kodama de Souza
Taissa Fernandes Silvestre
Vinicius Moraes Vianna
Wellington Anastacio da Silva

Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova
20211-160 - Rio de Janeiro-RJ
Tel: (21) 3444-9843

Publicação produzida pela Gerência de Estudos Energéticos

1ª Edição: julho de 2020

