



AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INCORPORAÇÃO DE USINAS DO ACL SEM OBRAS INICIADAS NO PMO E CÁLCULO DO PLD - FEVEREIRO A DEZEMBRO DE 2023

MARÇO/2024

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova
20211-160 – Rio de Janeiro – RJ
Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

© 2024/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DGL 0028/2024

NT CCEE05610/2024

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INCORPORAÇÃO DE USINAS DO ACL SEM OBRAS INICIADAS NO PMO E CÁLCULO DO PLD - FEVEREIRO A DEZEMBRO DE 2023

MARÇO/2024

Sumário

1	Objetivo	5
2	Contextualização	6
3	Metodologia Inicial e Estudo Sombra do PMO e Cálculo do PLD para o período de Fevereiro a Julho de 2023	7
3.1	Metodologia Proposta na Nota Técnica nº 227/2022-SFG-SRG/ANEEL	7
3.2	Caso de Fevereiro de 2023	8
3.2.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	8
3.2.2	Resultados do Estudo Sombra	11
3.3	Caso de Março de 2023	20
3.3.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	20
3.3.2	Resultados do Estudo Sombra	22
3.4	Caso de Abril de 2023	32
3.4.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	32
3.4.2	Resultados do Estudo Sombra	35
3.5	Caso de Maio de 2023	42
3.5.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	42
3.5.2	Resultados do Estudo Sombra	45
3.6	Caso de Junho de 2023	53
3.6.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	53
3.6.2	Resultados do Estudo Sombra	56
3.7	Caso de Julho de 2023	64
3.7.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	64
3.7.2	Resultados do Estudo Sombra	67
4	Estudo Sombra do PMO e Cálculo do PLD de Agosto a Dezembro de 2023	75
4.1	Caso de Agosto de 2023	75
4.1.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	75
4.1.2	Resultados do Estudo Sombra	79
4.2	Caso de Setembro de 2023	87
4.2.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	87
4.2.2	Resultados do Estudo Sombra	90
4.3	Caso de Outubro de 2023	97
4.3.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	97
4.3.2	Resultados do Estudo Sombra	100
4.4	Caso de Novembro de 2023	108
4.4.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	108
4.4.2	Resultados do Estudo Sombra	111
4.5	Caso de Dezembro de 2023	119
4.5.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	119
4.5.2	Resultados do Estudo Sombra	122

1 Objetivo

Esta Nota Técnica tem por objetivo avaliar os impactos nos resultados das simulações energéticas do Sistema Interligado Nacional – SIN ao se adicionar a oferta de usinas sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No Capítulo 2 é apresentado a metodologia e os resultados obtidos considerando a adoção da proposta metodológica constante da Nota Técnica nº 227/2022-SFGSRG/ANEEL, no Programa Mensal de Operação (PMO) e na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para os horizontes de médio e curto prazo para o período de fevereiro a julho de 2023. Enquanto no Capítulo 3, pode-se observar a metodologia e resultados obtidos ao adotar a proposta deliberada na 279ª Reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, em 5 de julho de 2023, para o período de agosto a dezembro de 2023.

Essa Nota Técnica tem por objetivo, de acordo com o Ofício-Circular nº 5/2022/CMSE-MME, prestar transparência ao processo de inclusão dessas usinas nos dados de entrada dos modelos computacionais, bem como apresentar os possíveis impactos observados com base na conjuntura observada durante o ano passado pelo PMO e cálculo do PLD.

2 Contextualização

No PMO e no cálculo do PLD, as usinas não simuladas individualmente são representadas através de blocos de energia, cujos valores são definidos segundo o estabelecido na Resolução Normativa nº 1.032/2022 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Para as usinas que ainda não estão em operação comercial, os critérios para definição dos montantes de energia que compõem estes blocos são diferentes das usinas que disponibilizaram energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e das que disponibilizaram energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Enquanto para as usinas do ACR considera-se tanto aquelas com obras em andamento quanto com obras não iniciadas, para as usinas do ACL, até dezembro de 2023, a incorporação estava condicionada a obras em andamento, à outorga de produção independente de energia elétrica (PIE), à licença de instalação vigente e à existência de contrato de combustíveis.

A ANEEL, durante o ano de 2021, abriu a Tomada de Subsídios (TS) n. 9/2021, com objetivo de obter contribuições para a elaboração de proposta de incorporação de usinas que não comercializaram energia no ACR e que não tenham iniciado obras na configuração do PMO e cálculo do PLD. Como resultado dessa TS, foi elaborada a Nota técnica nº 227/2022-SFG-SRG/ANEEL, de 29 de novembro de 2022, a qual apresentou a análise das contribuições realizadas e propôs critérios para a incorporação de parte da oferta do ACL sem obras iniciadas no PMO, cuja metodologia e resultados para o período de fevereiro a julho de 2023 serão apresentados no Capítulo 3.

Após o período sombra inicial, em posse dos resultados para o período e as discussões regulatórias realizadas à época, em 5 de julho de 2023, o CMSE aprovou a representação das usinas do ACL no bloco de ofertas considerado no PMO a partir de janeiro de 2024, conforme diretrizes diferentes das previamente apresentadas na Nota técnica nº 227/2022-SFG-SRG/ANEEL, cuja metodologia e resultados para o período de agosto a dezembro de 2023 serão apresentados no Capítulo 4.

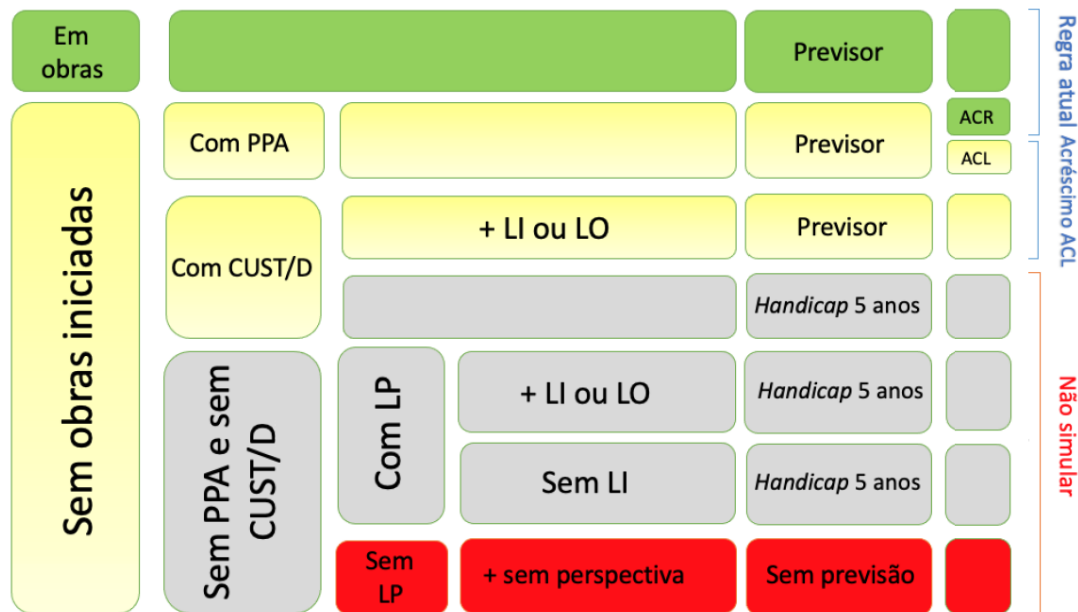
3 Metodologia Inicial e Estudo Sombra do PMO e Cálculo do PLD para o período de Fevereiro a Julho de 2023

O presente capítulo busca apresentar a metodologia e os resultados referente a execução do processo sombra para o PMO e cálculo do PLD referente aos meses de fevereiro a julho de 2023.

3.1 Metodologia Proposta na Nota Técnica nº 227/2022-SFG-SRG/ANEEL

Conforme mencionado anteriormente, como resultado da TS n. 9/2021, foi elaborada a Nota Técnica nº 227/2022-SFG-SRG/ANEEL, de 29 de novembro de 2022, a qual apresentou a análise das contribuições realizadas e propôs critérios para a incorporação de parte da oferta do ACL sem obras iniciadas no PMO, sendo esses critérios apresentados na Figura 1.

Figura 1 – Proposta ANEEL de Composição da Oferta de Usinas não Simuladas Individualmente



Desta figura, verifica-se que, do conjunto de empreendimentos sem obras iniciadas, até dezembro de 2023, eram representados no PMO apenas os empreendimentos que comercializaram energia no ACR.

Ao considerar a proposta da ANEEL, adicionariam-se os empreendimentos sem obras iniciadas, divididos da seguinte forma:

- (i) empreendimentos que já possuem Contrato de Venda de Energia (PPA); e

- (ii) empreendimentos sem PPA mas que possuem contratos de uso do sistema de transmissão ou distribuição (CUST/D) e licença de instalação (LI) ou licença de operação (LO).

Restariam ainda os empreendimentos que não seriam representados no âmbito do PMO, os quais não possuem nem CUST/D e/ou LO e/ou LI e/ou LP (Licença Prévia).

Os montantes adicionais considerados em cada simulação considerando a incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados para os PMOs e cálculo do PLD considerando os modelos de médio e curto prazo são apresentados a seguir para o período de fevereiro a julho de 2023. Em relação aos resultados, eles são apresentados em dois tipos: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries sintéticas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

3.2 Caso de Fevereiro de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de fevereiro de 2023.

3.2.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 1, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 22,3 GW a serem incorporados.

Tabela 1 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Fevereiro de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	7	0	23	30
	PCT	0	0	40	0	35	75
	UFV	0	5783	5617	3180	0	14580
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	6	6
	UFV	0	3670	1438	597	0	5705
	EOL	0	918	812	93	36	1859
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	16	0	23	39
	PCT	0	0	40	0	41	81
	UFV	0	9453	7055	3777	0	20285
	EOL	0	918	812	93	36	1859
Total		0	10371	7923	3870	100	22264

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2024, 10.371 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 20.285 MW no SIN.

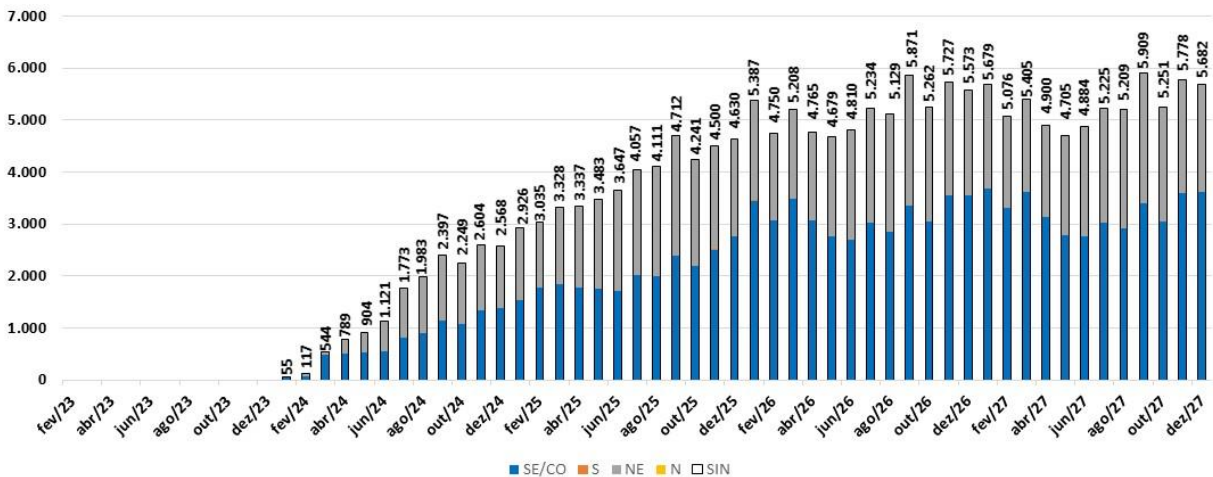
Na Figura 2, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 2 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Fevereiro de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 3, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

Figura 3 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Fevereiro de 2023

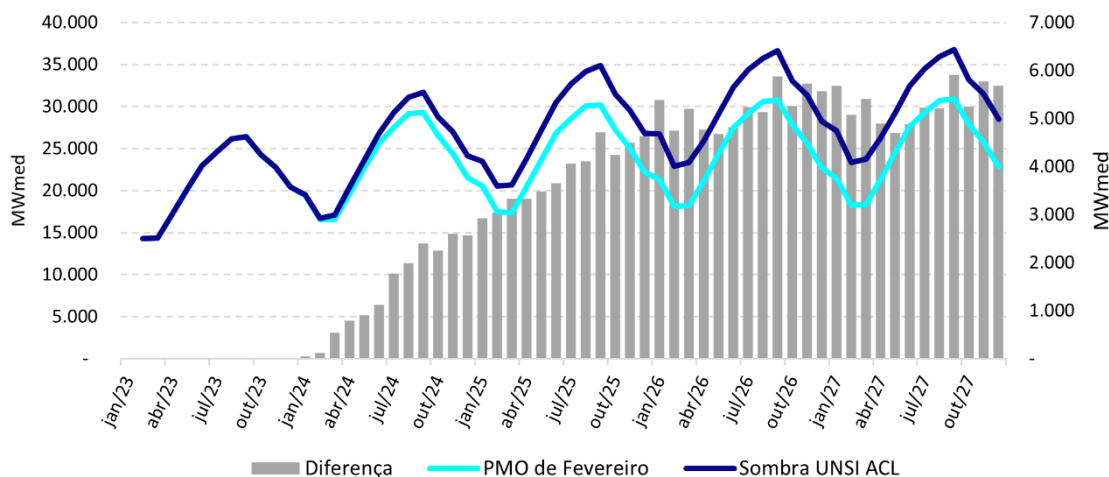


Na Figura 3 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 1, estão localizados nos submercados Sudeste/Centro-

Oeste e Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 5.909 MWmédios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 4, com discretização mensal.

Figura 4 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Fevereiro de 2023



Na Figura 4, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do segundo ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de fevereiro/2023.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de fevereiro de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

3.2.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de fevereiro de 2023.

3.2.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 2, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de fevereiro/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

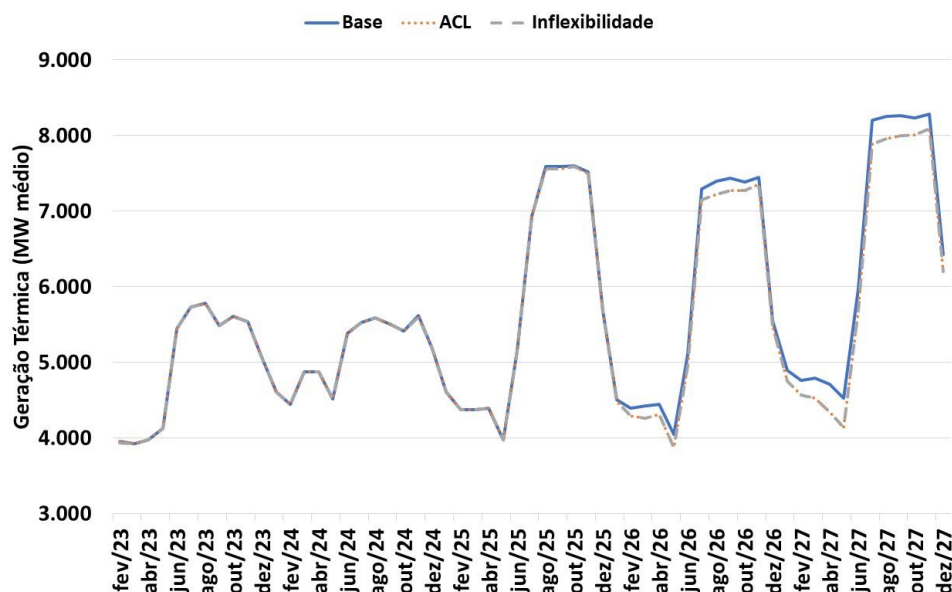
Tabela 2 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	24.827,09
ANEEL	24.479,56
Base - ANEEL	347,53

Na Tabela 2, anterior, verifica-se uma redução no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 348 milhões, que equivale a uma redução de 1,4%.

Na Figura 5, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

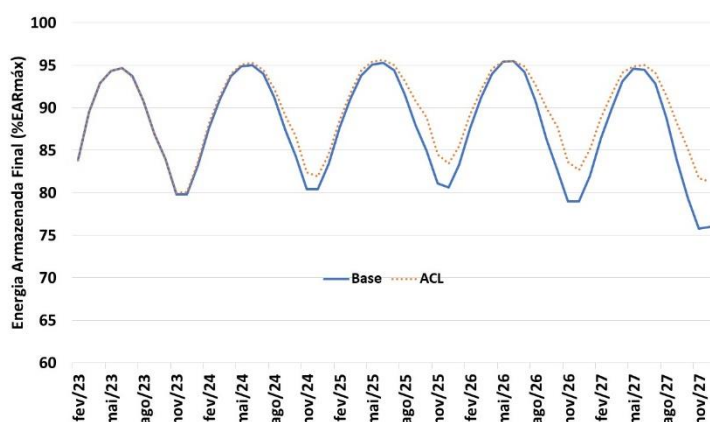
Figura 5 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 5, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou ligeiramente acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 2.

Na Figura 6, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

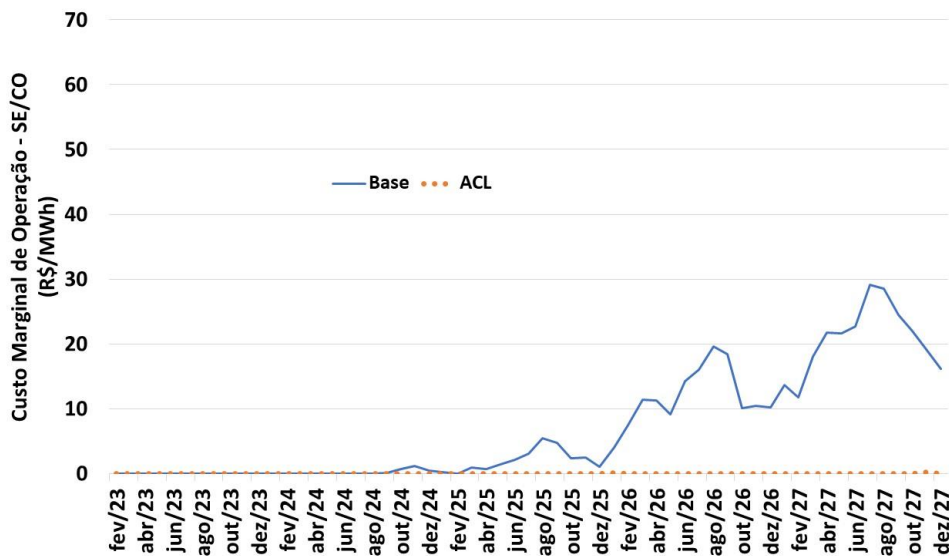
Figura 6 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 6, verifica-se uma pequena elevação nos níveis de armazenamento no final no período seco de 2024 a 2027. O mês de novembro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 5,9 pontos percentuais.

Na Figura 7, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

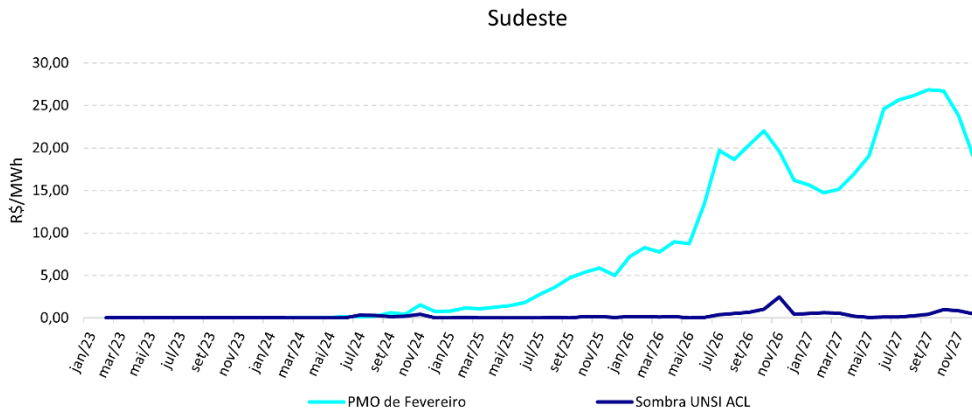
Figura 7 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 7, anterior, verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta numa redução dos custos marginais de operação. Esta redução se amplifica na medida que se aproxima o final do horizonte de estudo, quando há uma maior incorporação da oferta adicional do ACL na configuração. A maior redução ocorre no mês de julho/2027, no qual o valor se reduz de 29,06 R\$/MWh para 0,00 R\$/MWh. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 6,96 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,004 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 6,956 R\$/MWh (redução de cerca de 99,94%) no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

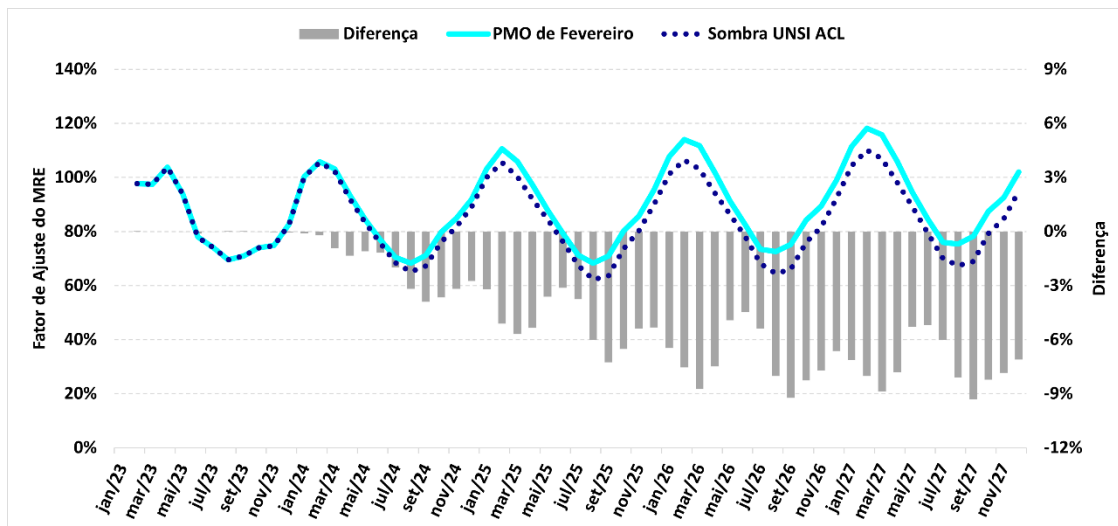
Na Figura 8 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE. Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero para todo o horizonte.

Figura 8 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 9 é ilustrada a estimativa do Fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), também denominado de GSF (*Generation Scaling Factor*), calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 9 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027



Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -4,4% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadas, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido

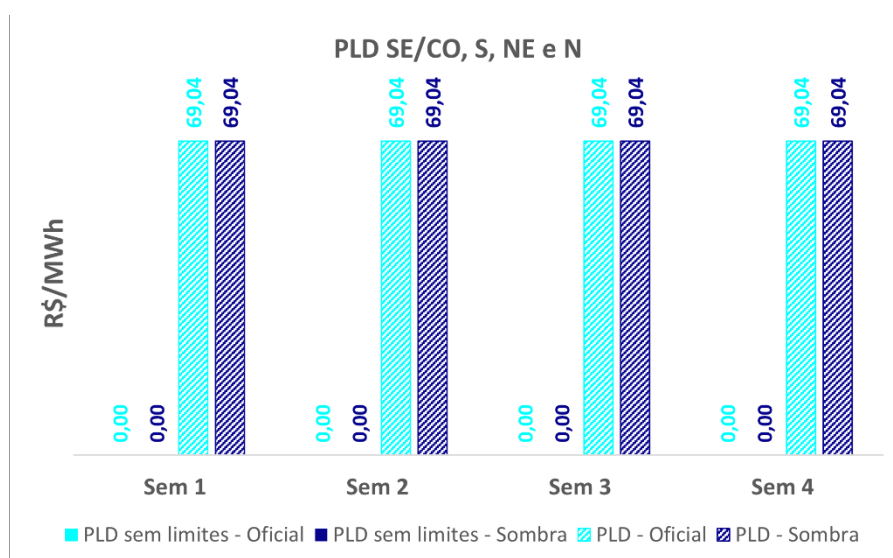
aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de inflexibilidade, conforme verificado na Figura 5. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

3.2.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de fevereiro de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

A Figura 10 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de fevereiro de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

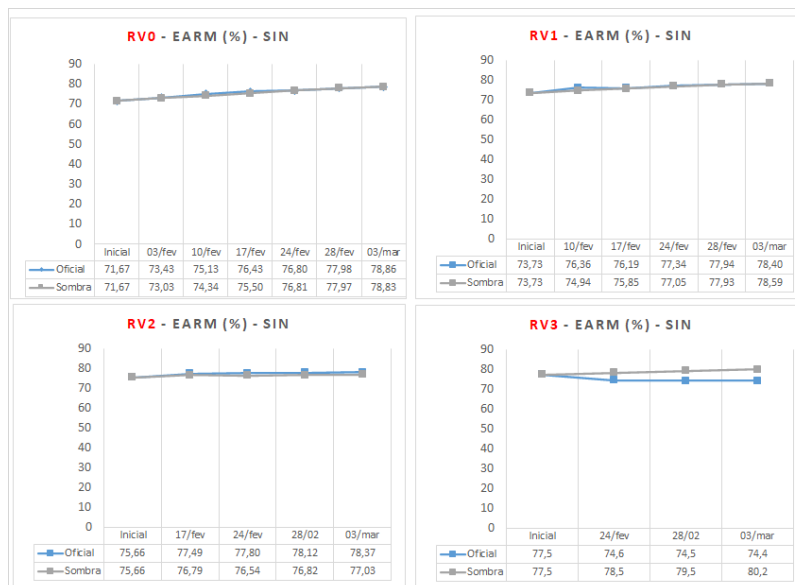
Figura 10 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de fevereiro de 2023



Na Figura 10, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

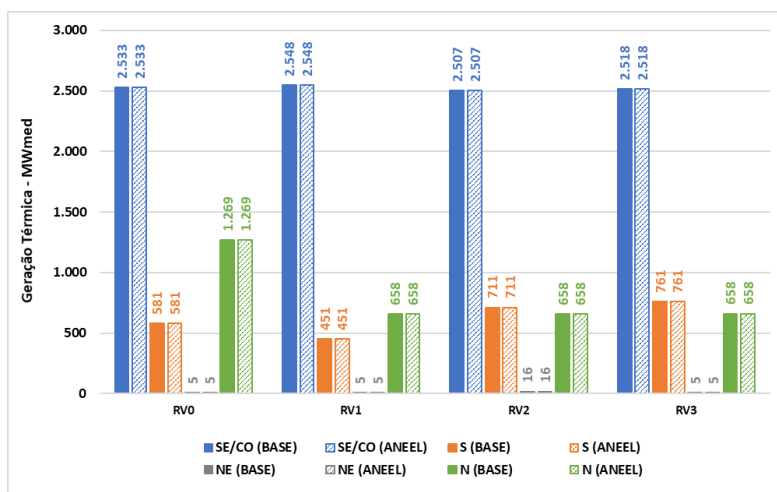
Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Fevereiro de 2023 podem ser vistos na Figura 11. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, sendo a maior diferença observada no armazenamento previsto para 03/mar na RV3 do PMO de fevereiro de 2023, no total de 5,74 %EARM_{máx}.

Figura 11 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Fevereiro de 2023



Na Figura 12, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

Figura 12 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Fevereiro de 2023



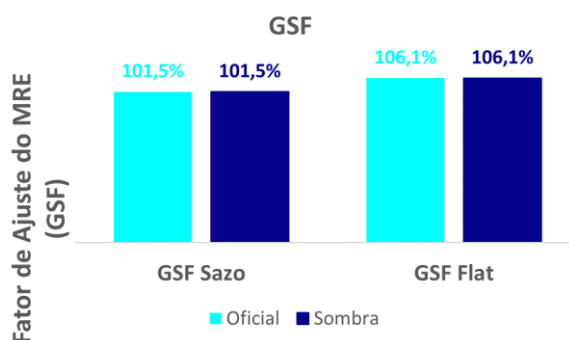
Na Figura 12, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os

subsistemas. Não resultando em expectativa de Encargos de Serviço de Sistema (ESS) para o mês de fevereiro.

No que tange o processo de convergência do modelo DECOMP, foram necessárias flexibilizações adicionais para a RV1 e RV3 do PMO de Fevereiro/2023.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 13, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de fevereiro de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 13 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Fevereiro de 2023



Na Figura 13, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

3.3 Caso de Março de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de março de 2023.

3.3.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 3, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 25,9 GW a serem incorporados.

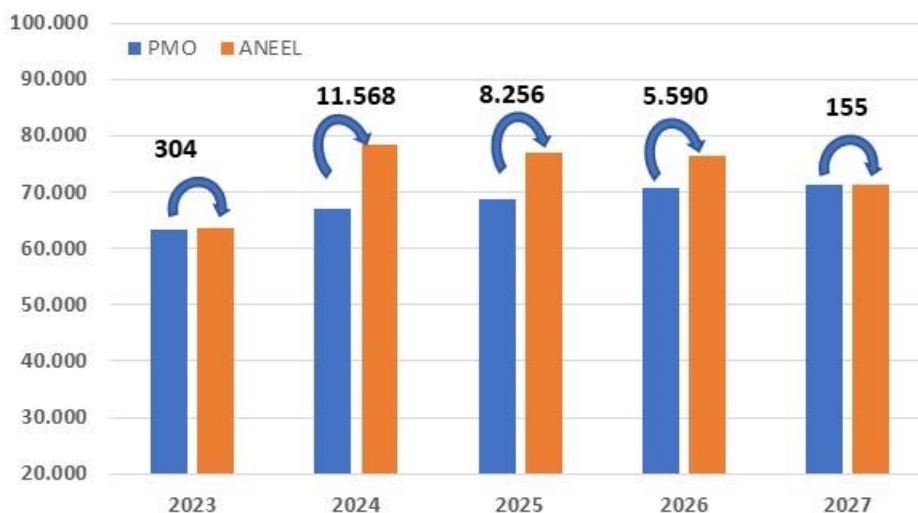
Tabela 3 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Março de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	1	0	12	0	23	36
	PCT	0	40	40	0	35	115
	UFV	0	6424	6054	4900	40	17418
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	4	0	0	4
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	302	0	0	0	0	302
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	21	21
	UFV	0	4265	1202	597	0	6064
	EOL	0	838	935	93	36	1902
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	1	0	21	0	23	45
	PCT	0	40	44	0	56	140
	UFV	0	10689	7256	5497	40	23482
	EOL	302	838	935	93	36	2204
Total		303	11567	8256	5590	155	25871

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2024, 11.567 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 23.482 MW no SIN.

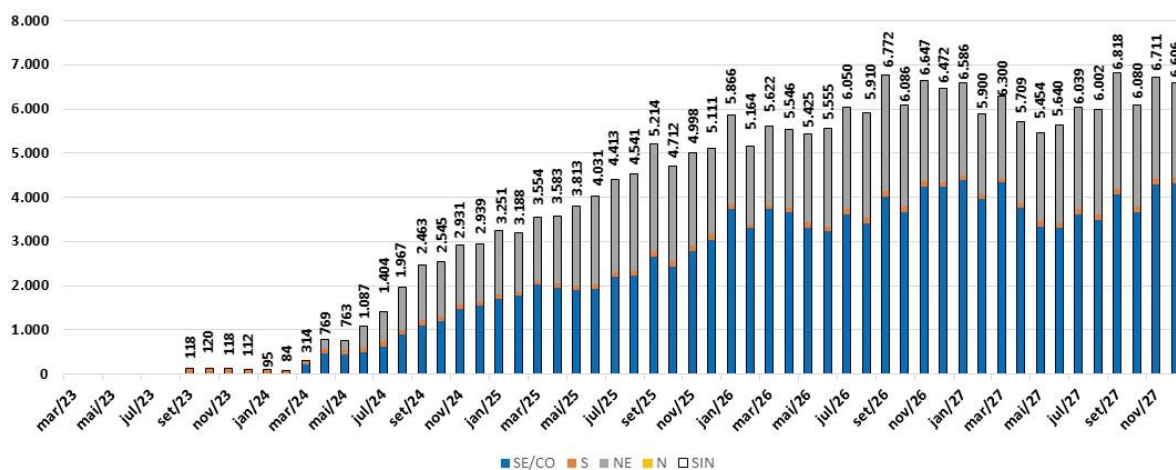
Na Figura 14, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 14 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Março de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 15, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

Figura 15 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Março de 2023

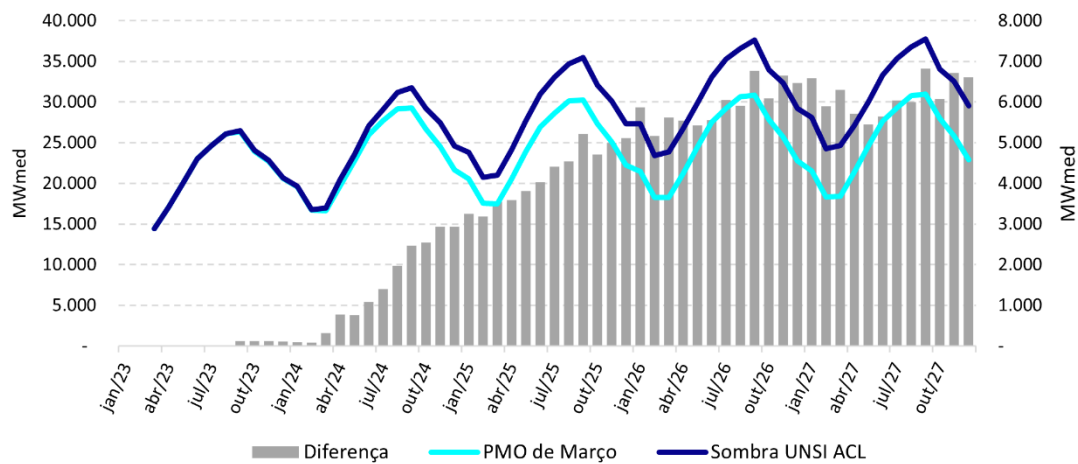


Na Figura 15 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 3, estão localizados nos submercados Sudeste/Centro-

Oeste e Nordeste. Além disso, no SIN, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 6.818 MWmédios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 16, com discretização mensal.

Figura 16 – Contribuição Energética das Usinas Não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Março de 2023



Na Figura 16, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do segundo ano do horizonte.

Na sessão seguinte são apresentadas as avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de março/2023.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de março de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

3.3.2 Resultados do Estudo Sombra

São apresentados a seguir os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de março de 2023.

3.3.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 4, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de março/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

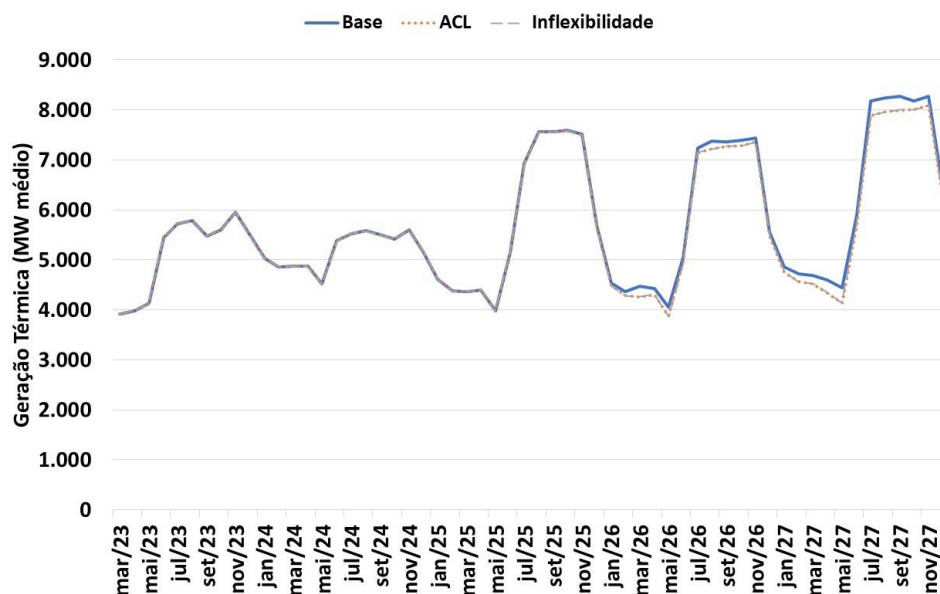
Tabela 4 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	24.366,35
ANEEL	24.154,79
Base - ANEEL	211,56

Na Tabela 4, anterior, verifica-se uma redução no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 212 milhões, que equivale a uma redução de 0,9%.

Na Figura 17, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

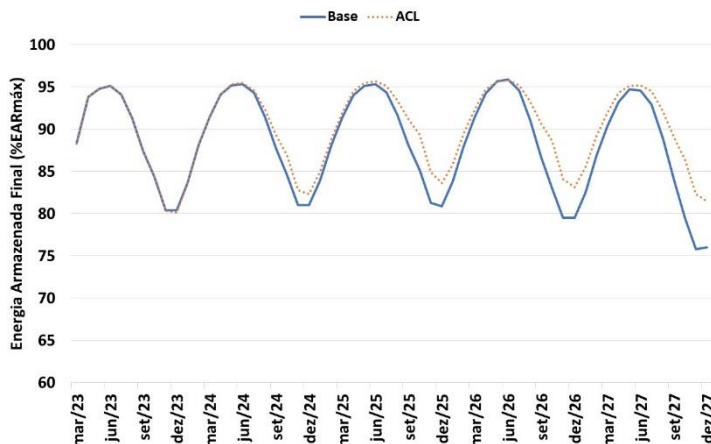
Figura 17 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 17, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 4.

Na Figura 18, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

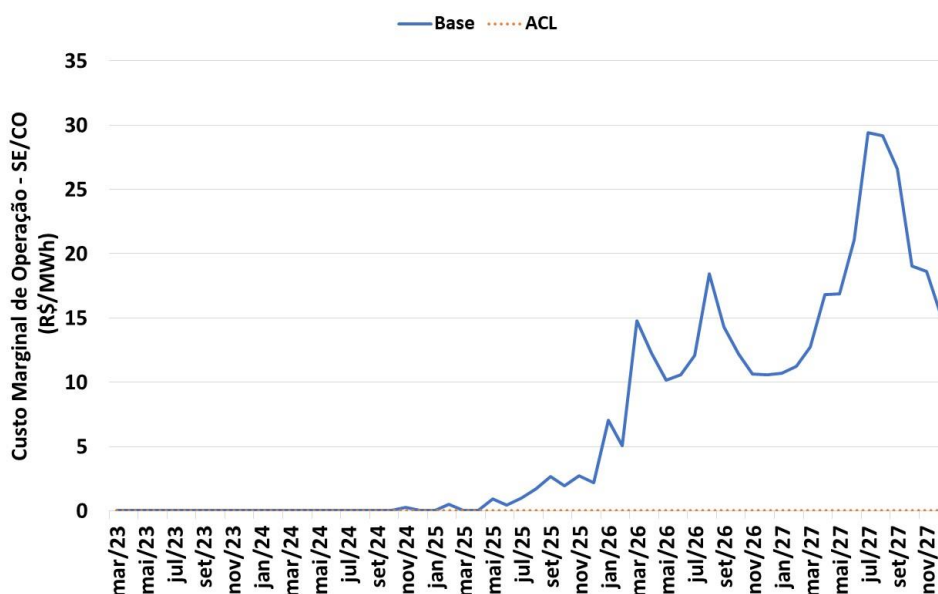
Figura 18 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 18, verifica-se uma pequena elevação nos níveis de armazenamento no final no período seco de 2024 a 2027. O mês de outubro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 6,9 pontos percentuais.

Na Figura 19, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

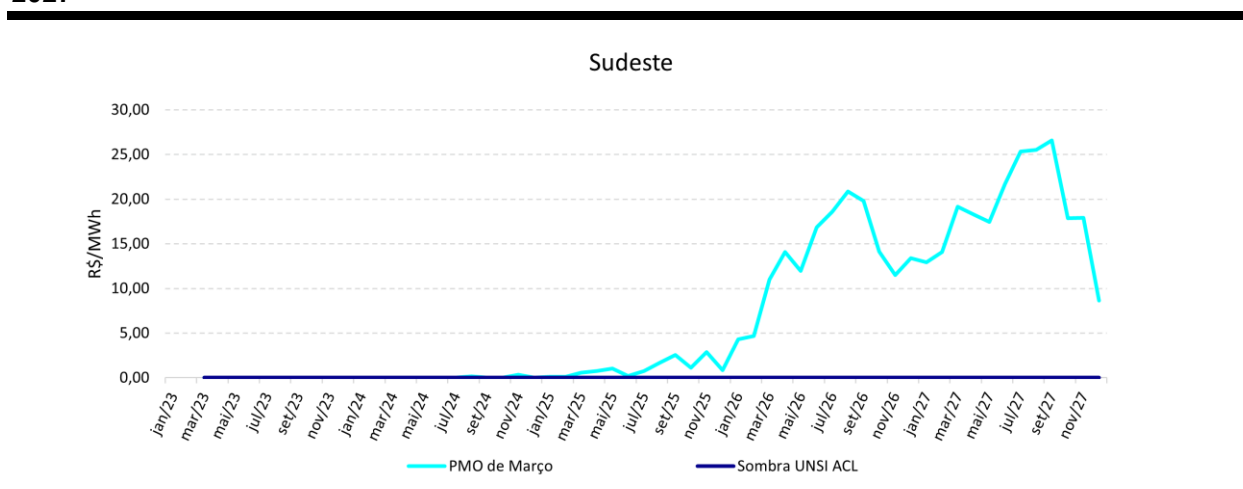
Figura 19 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 19, anterior, verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta numa redução dos custos marginais de operação. Esta redução se amplifica na medida que se aproxima o final do horizonte de estudo, quando há uma maior incorporação da oferta adicional do ACL na configuração. A maior redução ocorre no mês de julho/2027, no qual o valor se reduz de 29,44 R\$/MWh para 0,00 R\$/MWh. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 6,34 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,00 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 6,34 R\$/MWh no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

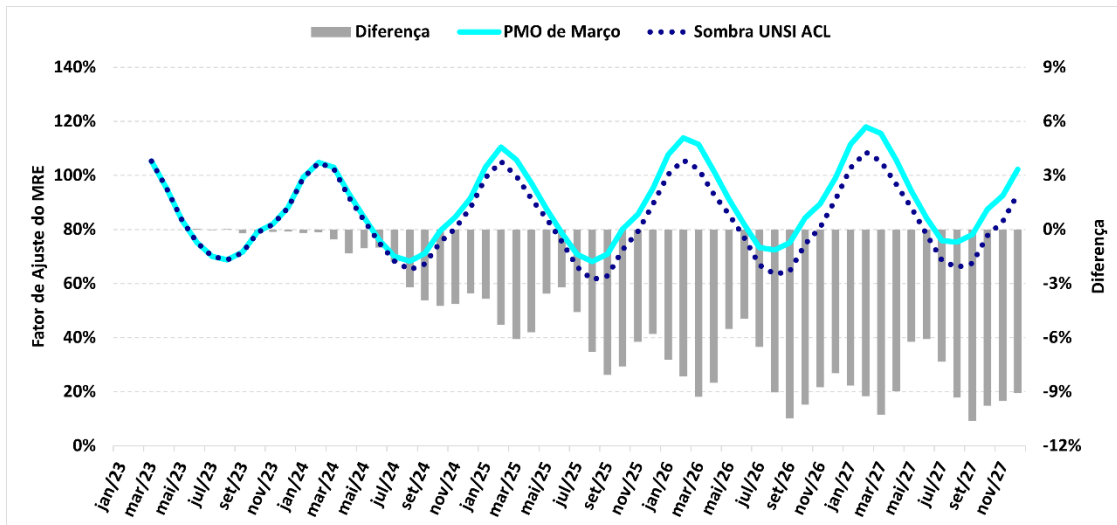
Na Figura 20 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE. Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero para todo o horizonte.

Figura 20 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 21 é ilustrada a estimativa do GSF calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 21 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027



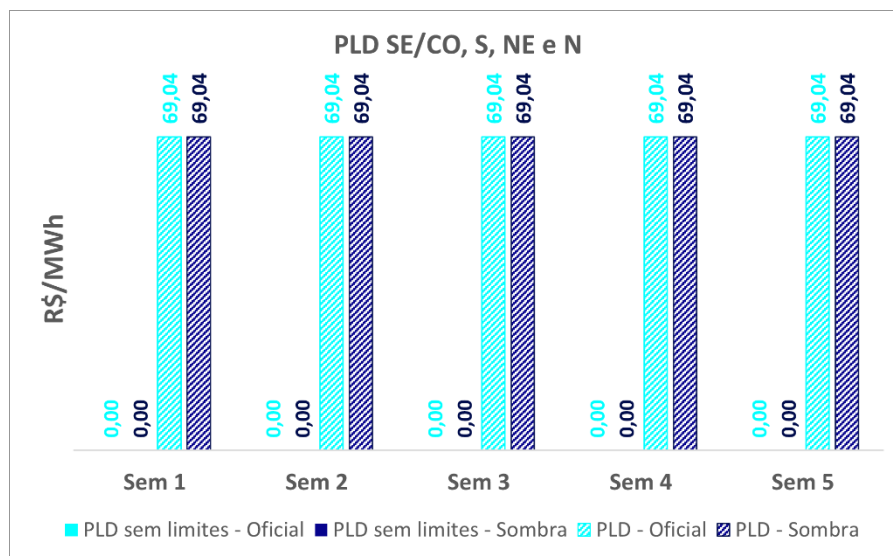
Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -5,1% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualmente, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de inflexibilidade, conforme verificado na Figura 17. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

3.3.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de março de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

A Figura 22 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de março de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

Figura 22 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Março de 2023



Na Figura 22, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

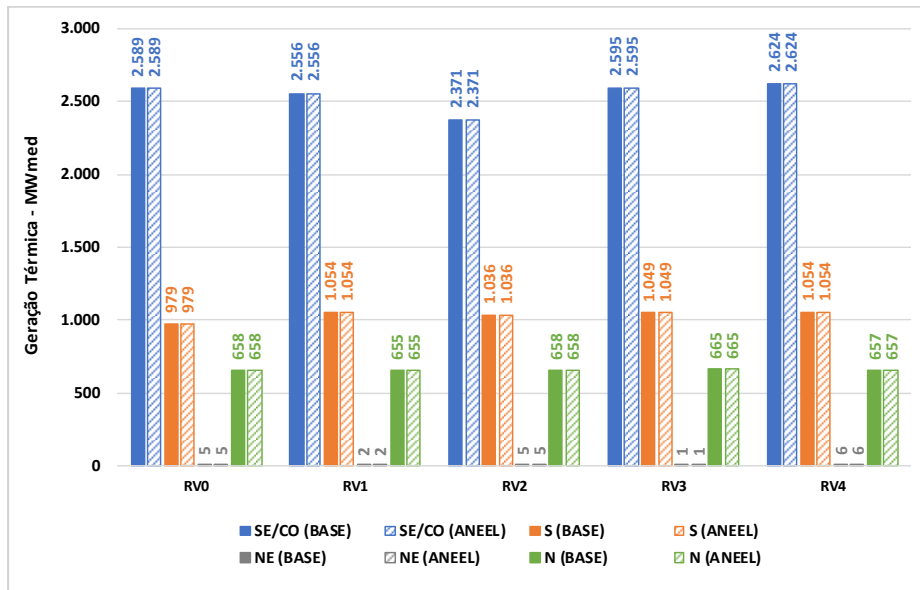
Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Março de 2023 podem ser vistos na Figura 23. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, sendo a maior diferença observada no armazenamento previsto para 31/mar na RV2 do PMO de março de 2023, no total de 2,09 %EARM_{máx}.

Figura 23 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Março de 2023



Na Figura 24, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

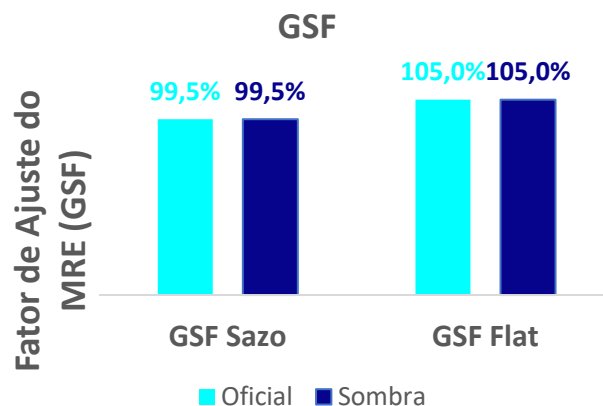
Figura 24 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Março de 2023



Na Figura 24, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de março.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 25, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de março de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 25 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Março de 2023



Na Figura 25, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

3.4 Caso de Abril de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de abril de 2023.

3.4.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 5, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 27,9 GW a serem incorporados.

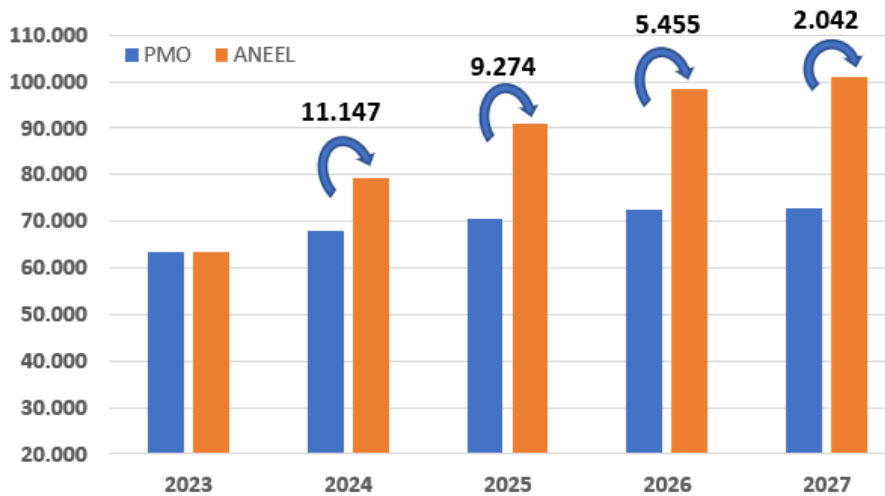
Tabela 5 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Abril de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	12	0	23	35
	PCT	0	0	42	0	35	77
	UFV	0	6613	6010	4975	165	17762
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	4	0	0	4
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	34	29	0	239	302
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	6	6
	UFV	0	3510	1786	387	785	6468
	EOL	0	990	1383	93	788	3254
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	20	0	23	43
	PCT	0	0	46	0	41	87
	UFV	0	10123	7795	5362	950	24230
	EOL	0	1023	1412	93	1028	3556
Total		0	11147	9274	5455	2042	27917

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2024, 11.147 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 24.230 MW no SIN.

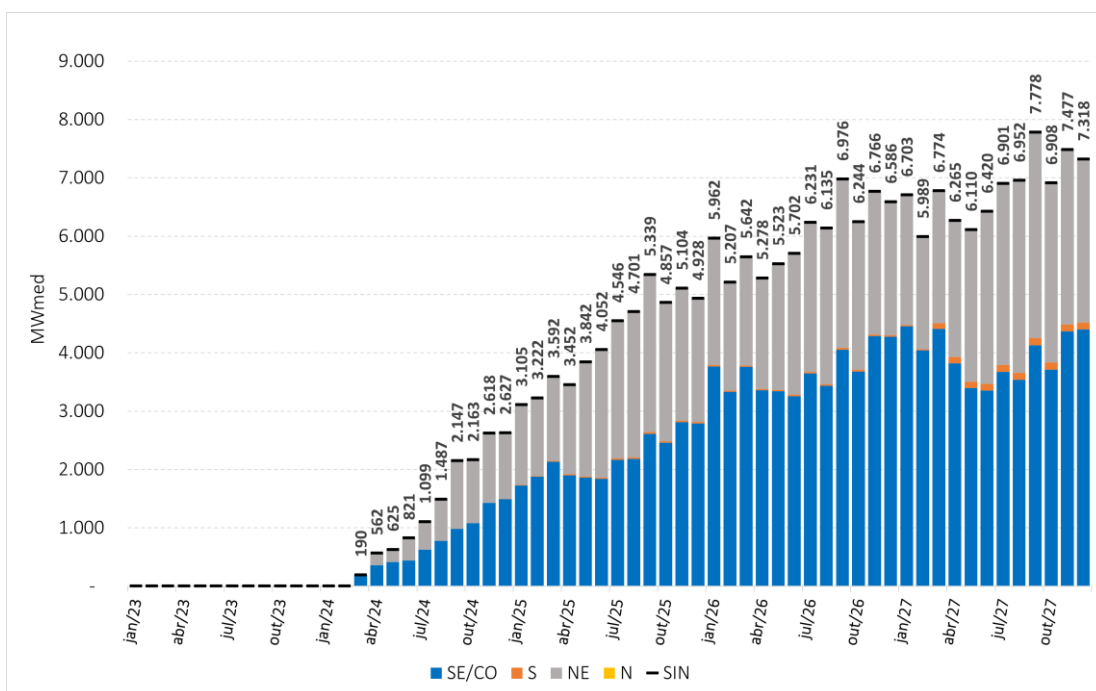
Na Figura 26, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 26 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Abril de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 27, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

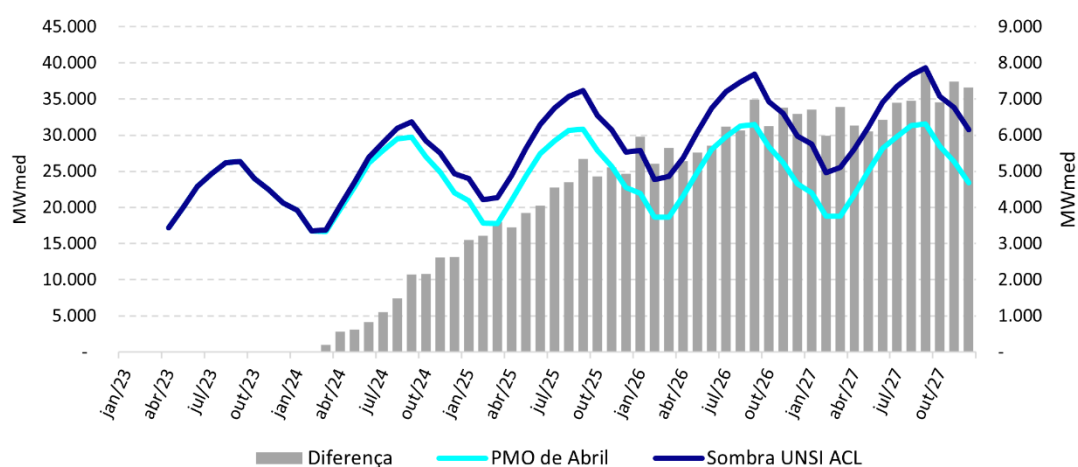
Figura 27 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Abril de 2023



Na Figura 27 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 1, estão localizados nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 7.778 MW médios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 28, com discretização mensal.

Figura 28 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Abril de 2023



Na Figura 28, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do segundo ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de abril/2023. Dois tipos de análise foram realizados: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries históricas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de abril de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

3.4.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de abril de 2023.

3.4.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 6, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de abril/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

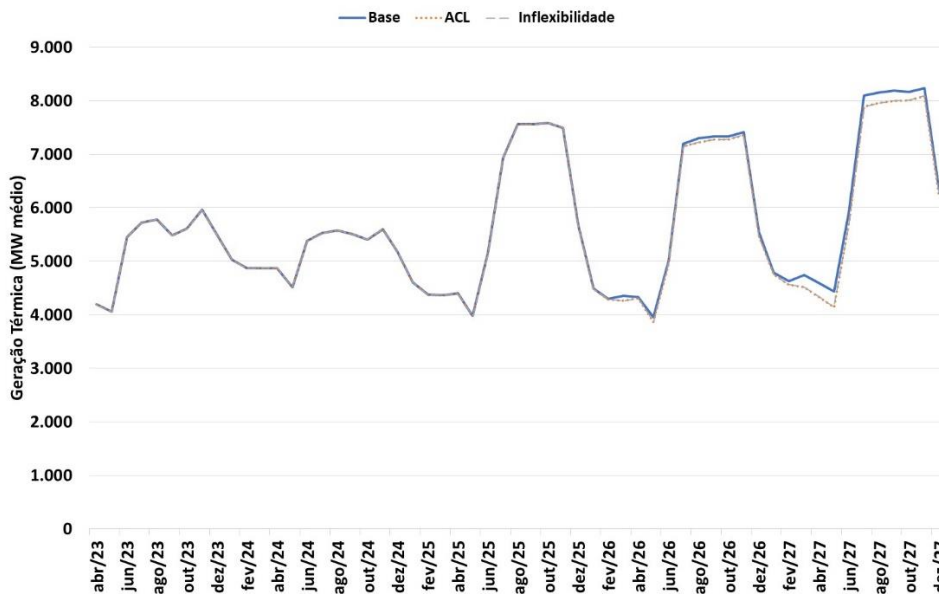
Tabela 6 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	24.025,50
ANEEL	23.959,69
Base - ANEEL	65,81

Na Tabela 6, anterior, verifica-se uma redução no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 65 milhões, que equivale a uma redução de 0,3%.

Na Figura 29, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

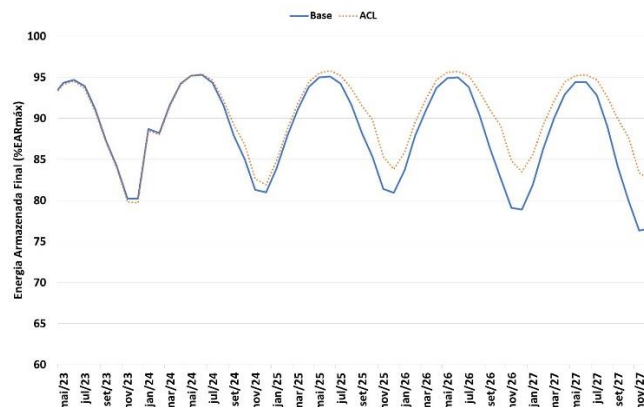
Figura 29 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 29, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 6.

Na Figura 30, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

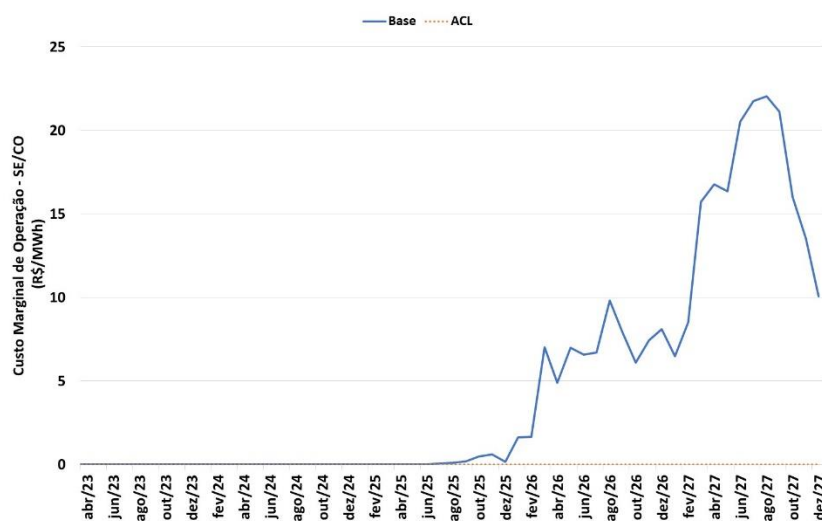
Figura 30 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 30, verifica-se uma pequena elevação nos níveis de armazenamento no final no período seco de 2025 a 2027. O mês de outubro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 7,7 pontos percentuais.

Na Figura 31, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

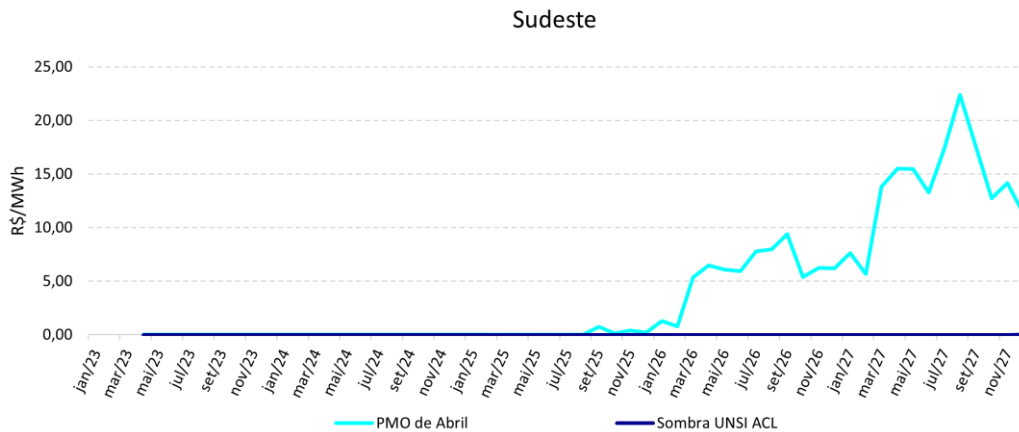
Figura 31 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 31, anterior, verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta numa redução dos custos marginais de operação. Esta redução se amplifica na medida que se aproxima o final do horizonte de estudo, quando há uma maior incorporação da oferta adicional do ACL na configuração. A maior redução ocorre no mês de agosto/2027, no qual o valor se reduz de 22,40 R\$/MWh para 0,00 R\$/MWh. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 4,42 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,00 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 4,42 R\$/MWh no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

Na Figura 32 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE.

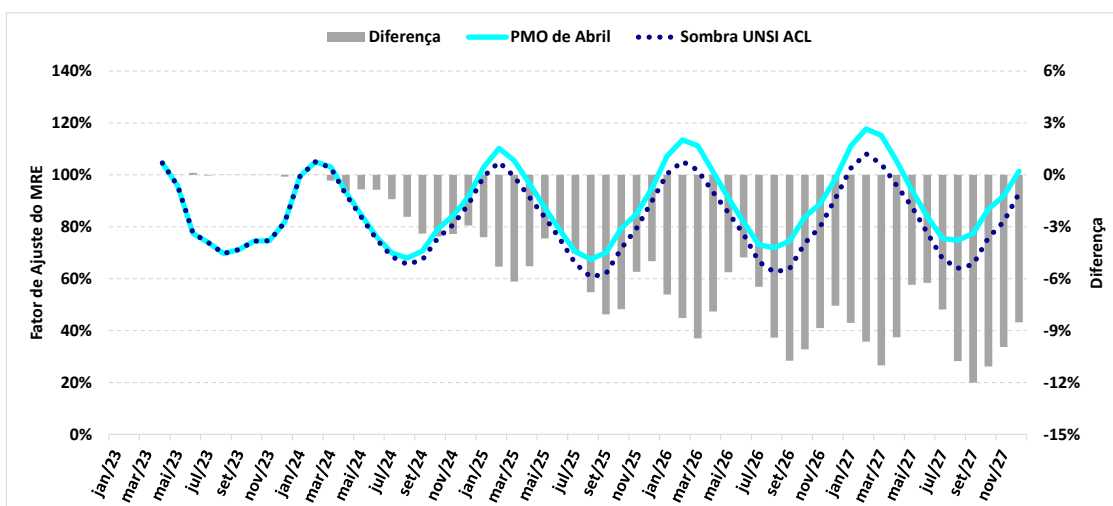
Figura 32 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027



Para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero para todo o horizonte. Apresentando maiores diferenças, assim como no caso do CMO, para o mês de agosto de 2027, apresentando uma redução da ordem de R\$ 22,37/MWh.

Na Figura 33 é ilustrada a estimativa do Fator de Ajuste do MRE, também denominado de GSF, calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 33 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027



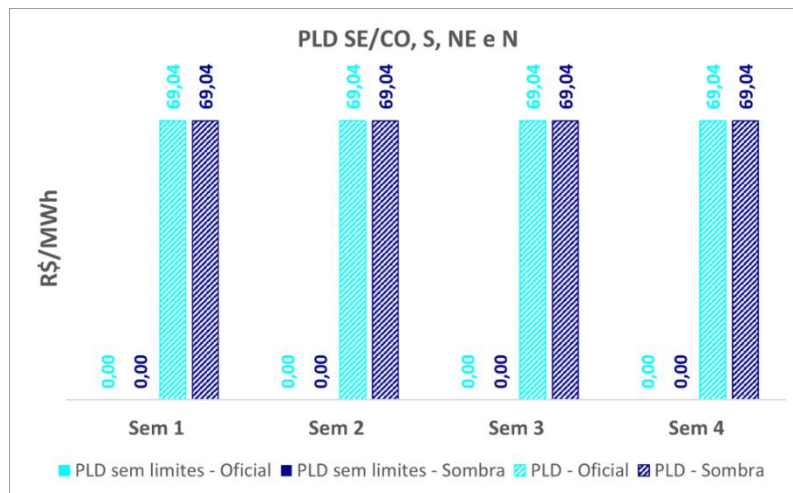
Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -5,1% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadas, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de inflexibilidade, conforme verificado na Figura 29. Portanto, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

3.4.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de abril de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

A Figura 34 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de abril de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

Figura 34 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Abril de 2023

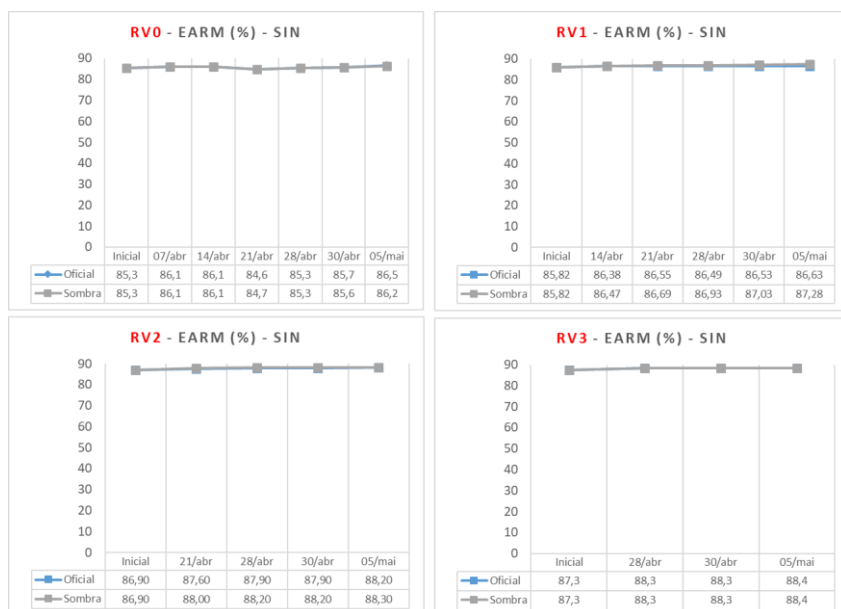


Na Figura 34, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EAR_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Abril de 2023 podem ser vistos na Figura 35. Não

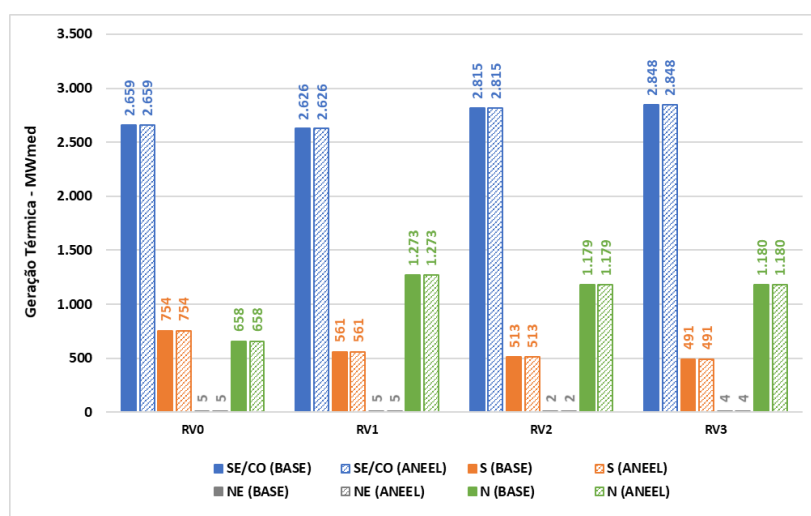
foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL.

Figura 35 – Energia Armazenada no SIN (%EARMáx) da Análise Conjuntural de Abril de 2023



Na Figura 36, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

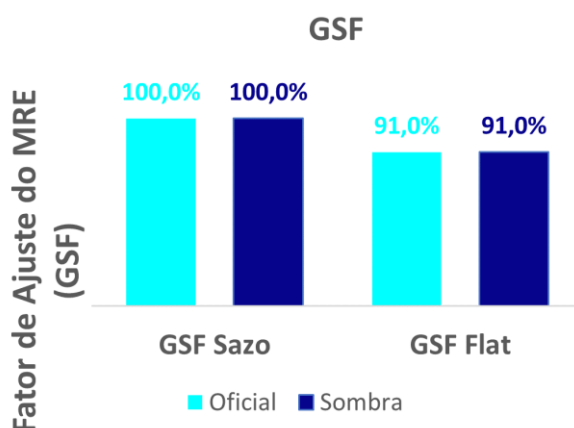
Figura 36 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Abril de 2023



Na Figura 36, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de abril.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 37, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de abril de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 37 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Abril de 2023



Na Figura 37, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

3.5 Caso de Maio de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de maio de 2023.

3.5.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 7, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 25,7 GW a serem incorporados.

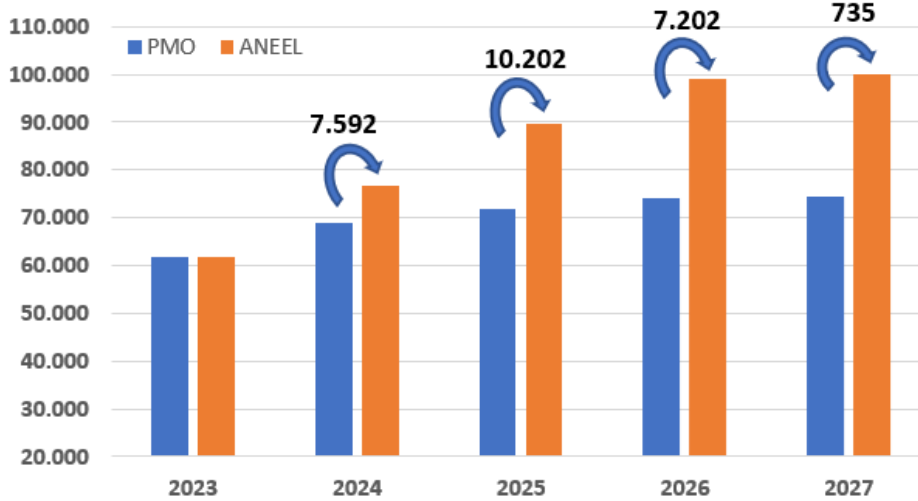
Tabela 7 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Maio de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	7	5	0	12
	PCT	0	0	40	2	0	42
	UFV	0	4688	6901	5606	392	17587
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	4	0	0	4
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	202	202
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	2358	1958	1229	63	5608
	EOL	0	546	1283	360	78	2267
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	15	5	0	20
	PCT	0	0	44	2	0	46
	UFV	0	7046	8859	6835	455	23196
	EOL	0	546	1283	360	280	2469
Total		0	7592	10202	7202	735	25731

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2025, 10.202 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 23.196 MW no SIN.

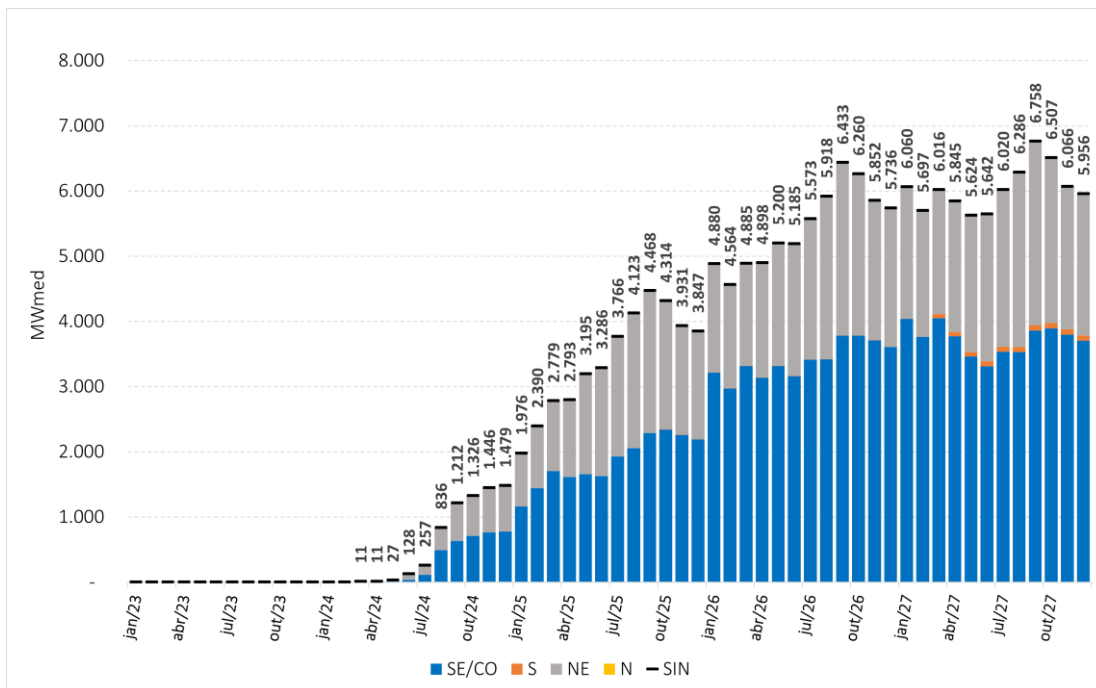
Na Figura 38, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 38 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Maio de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 39, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

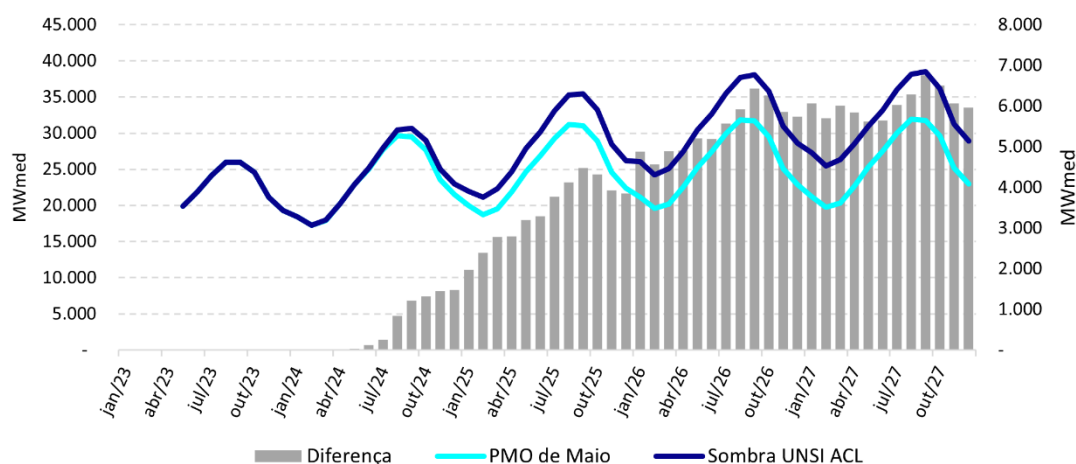
Figura 39 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Maio de 2023



Na Figura 39 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 7, estão localizados nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 6.758 MWmédios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 40, com discretização mensal.

Figura 40 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Maio de 2023



Na Figura 40, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do segundo ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de maio/2023. Dois tipos de análise foram realizados: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries sintéticas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de maio de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

3.5.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de maio de 2023.

3.5.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 8, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de maio/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

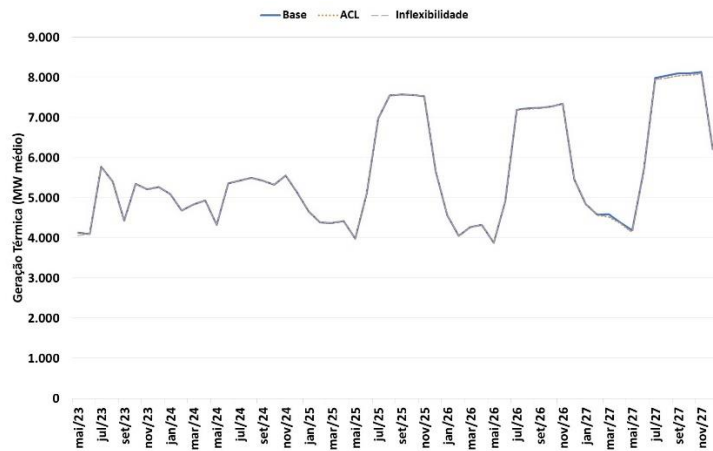
Tabela 8 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	23.729,40
ANEEL	23.719,60
Base - ANEEL	9,80

Na Tabela 8, anterior, verifica-se uma redução no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 9,8 milhões, que equivale a uma redução de 0,04%.

Na Figura 41, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

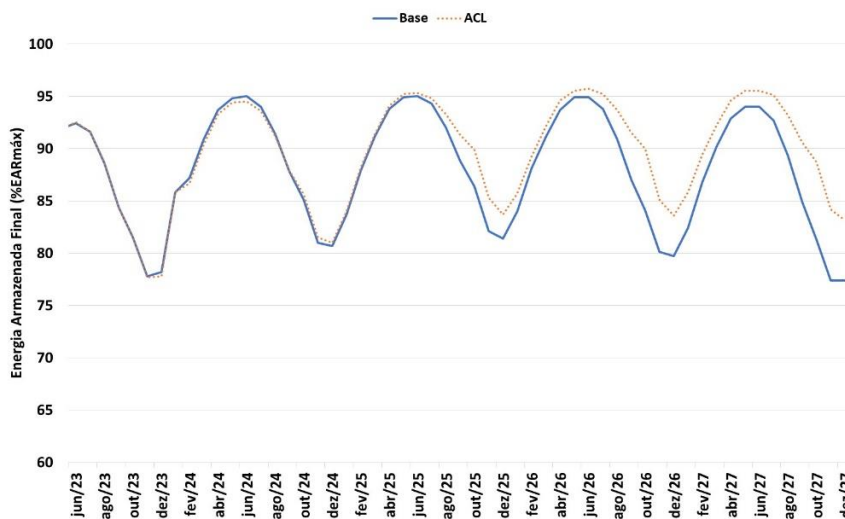
Figura 41 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 41, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 8.

Na Figura 42, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

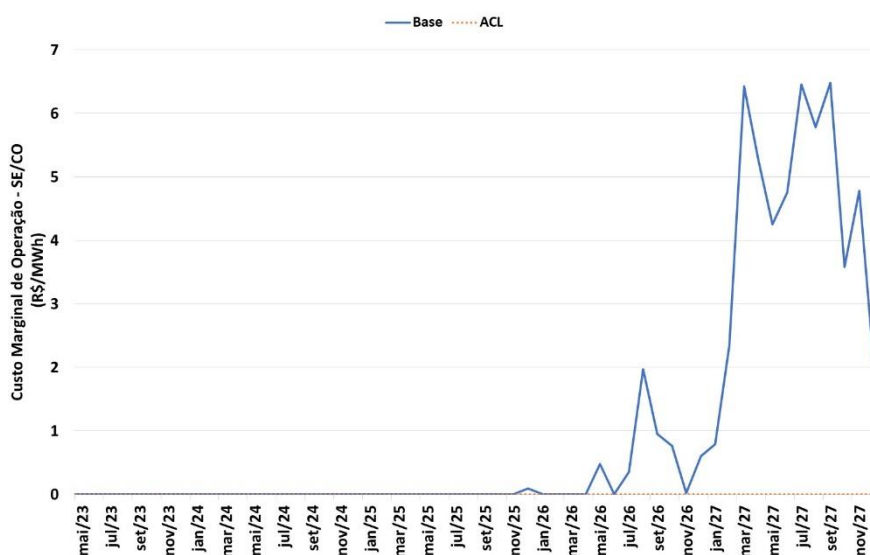
Figura 42 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 42, verifica-se uma pequena elevação nos níveis de armazenamento no final no período seco de 2024 a 2027. O mês de outubro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 7,4 pontos percentuais.

Na Figura 43, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

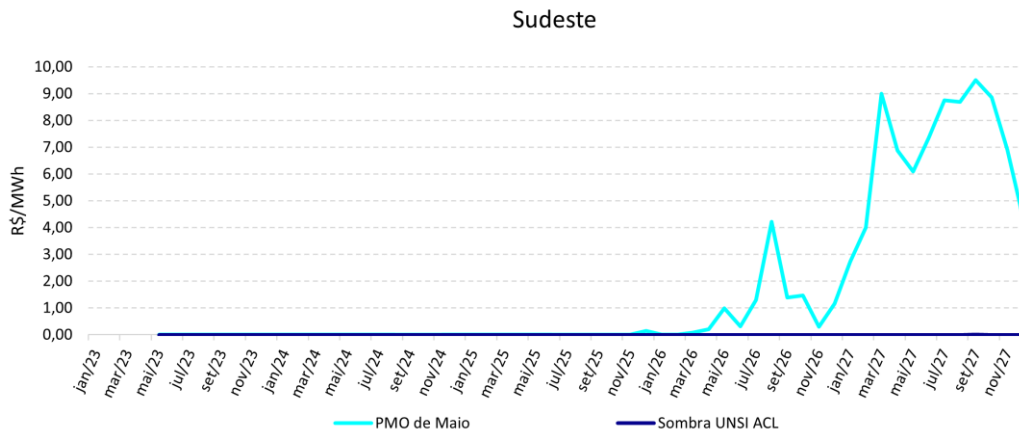
Figura 43 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 43, anterior, verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta numa redução dos custos marginais de operação. Esta redução se amplifica na medida que se aproxima o final do horizonte de estudo, quando há uma maior incorporação da oferta adicional do ACL na configuração. A maior redução ocorre no mês de setembro/2027, no qual o valor se reduz de 6,48 R\$/MWh para 0,00 R\$/MWh. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 6,34 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,00 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 0,9 R\$/MWh no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

Na Figura 44 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE.

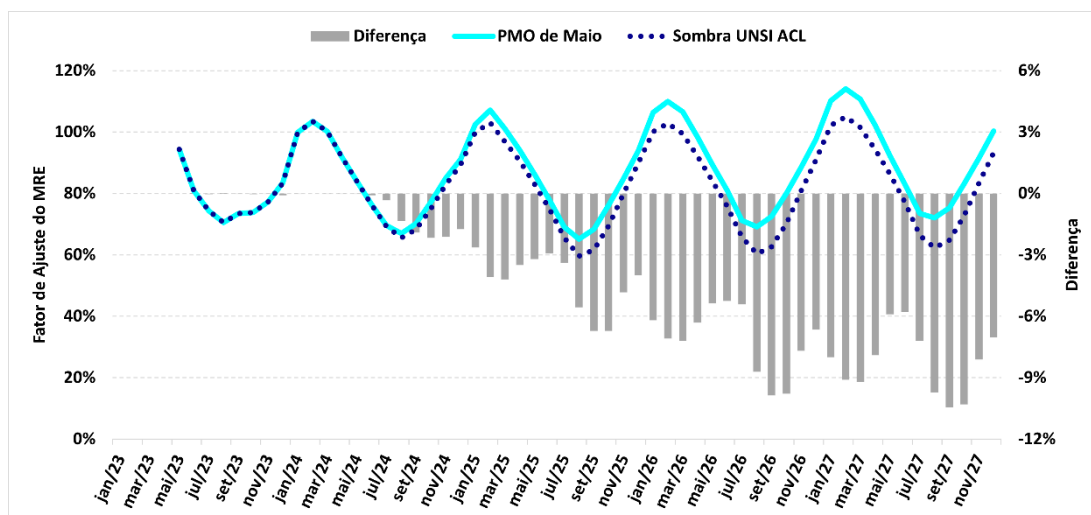
Figura 44 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027



Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero para todo o horizonte.

Na Figura 45 é ilustrada a estimativa do Fator de Ajuste do MRE, também denominado de GSF, calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 45 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027



Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -4,4% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois

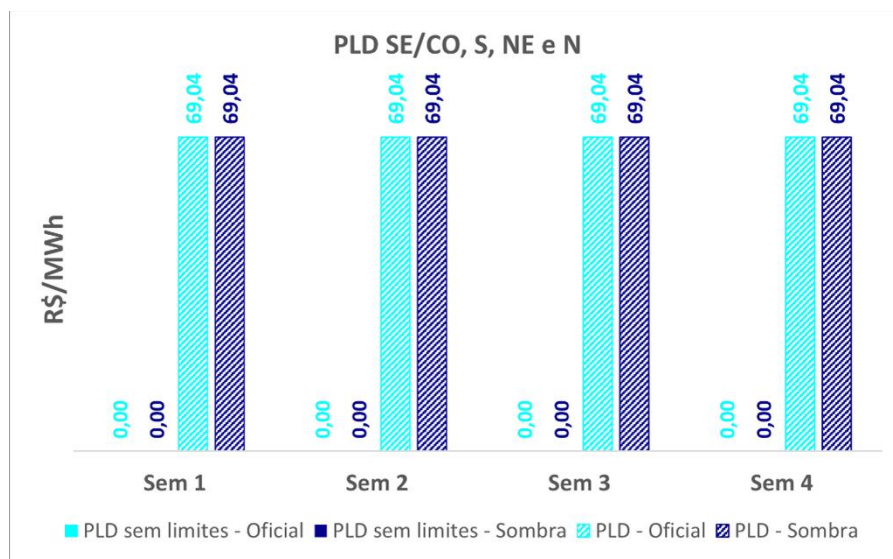
com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadamente, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de inflexibilidade, conforme verificado na Figura 41. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

3.5.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de maio de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

A Figura 46 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de maio de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

Figura 46 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Maio de 2023

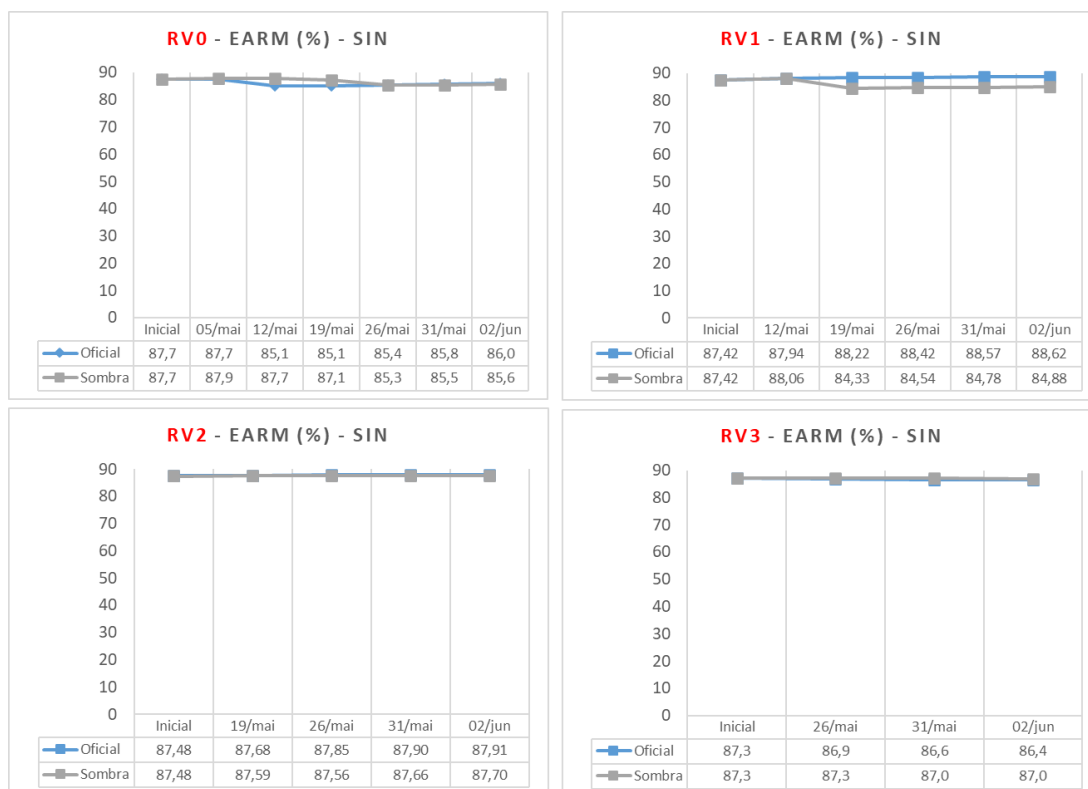


Na Figura 46, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EAR_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Maio de 2023 podem ser vistos na Figura 47. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não

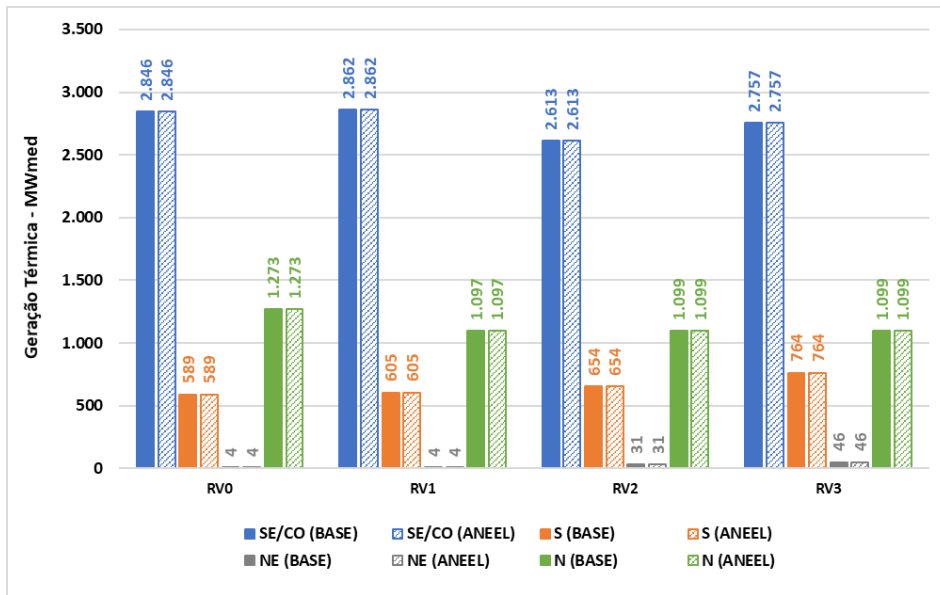
simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, sendo a maior diferença observada no armazenamento previsto para 31/mai na RV1 do PMO de maio de 2023, no total de 3,79 %EARM_{máx}.

Figura 47 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Maio de 2023



Na Figura 48, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

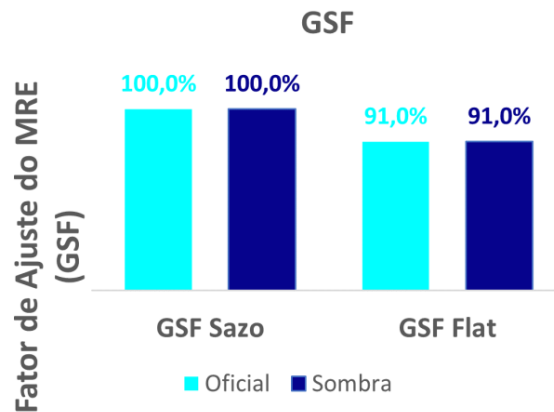
Figura 48 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Maio de 2023



Na Figura 48, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de maio.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 49, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de maio de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 49 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Maio de 2023



Na Figura 49, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

3.6 Caso de Junho de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de junho de 2023.

3.6.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 9, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 27,0 GW a serem incorporados.

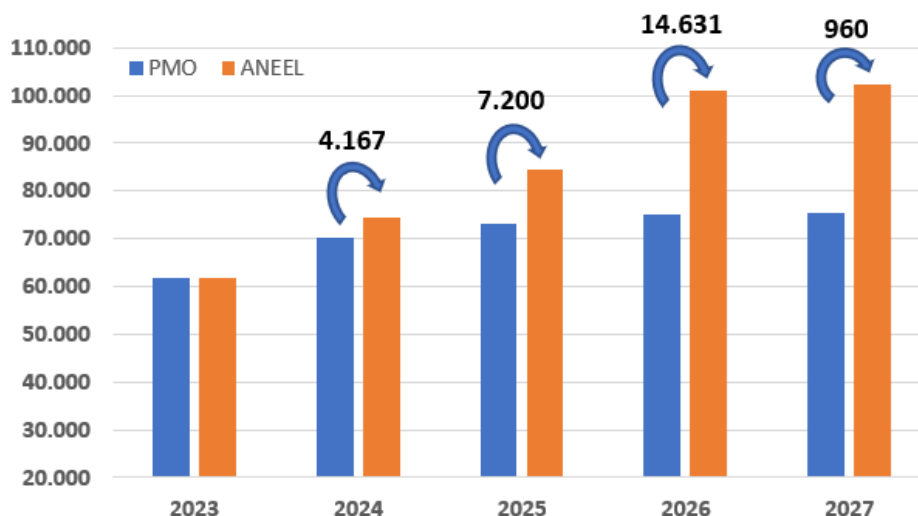
Tabela 9 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Junho de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	7	5	0	12
	PCT	0	0	0	42	0	42
	UFV	0	2063	4130	11194	417	17804
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	4	0	0	4
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	202	202
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	1635	1990	2923	342	6890
	EOL	0	469	1061	466	0	1996
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	15	5	0	20
	PCT	0	0	4	42	0	46
	UFV	0	3698	6120	14117	758	24694
	EOL	0	469	1061	466	202	2198
Total		0	4167	7200	14631	960	26959

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2026, 14.631 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 24.694 MW no SIN.

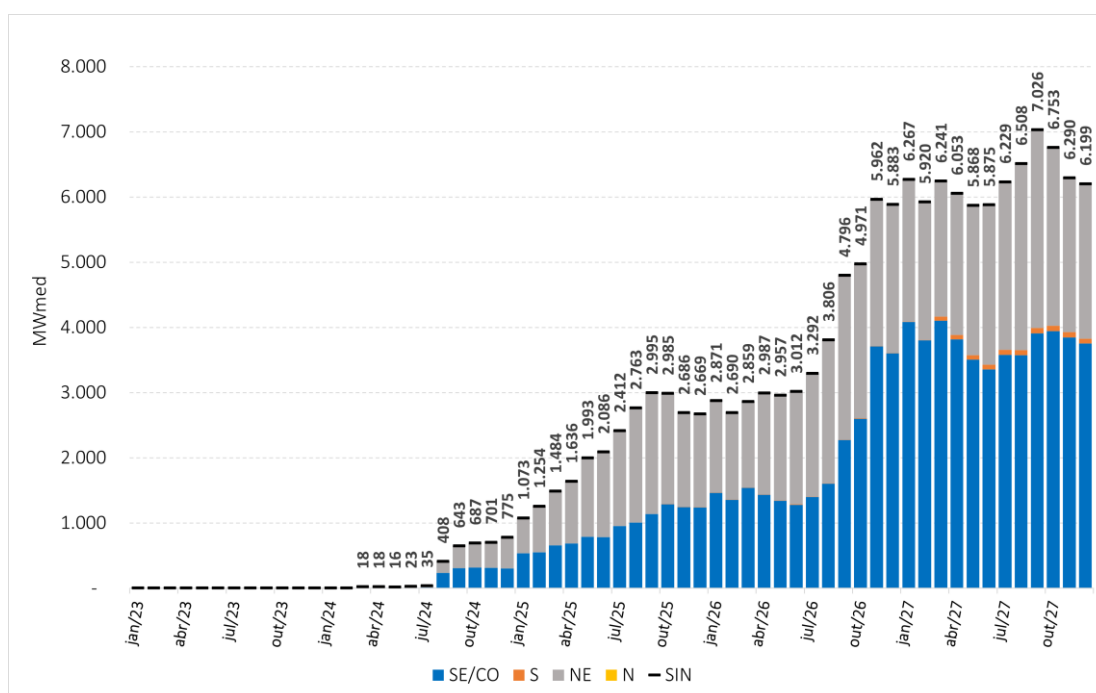
Na Figura 50, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 50 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Junho de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 51, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

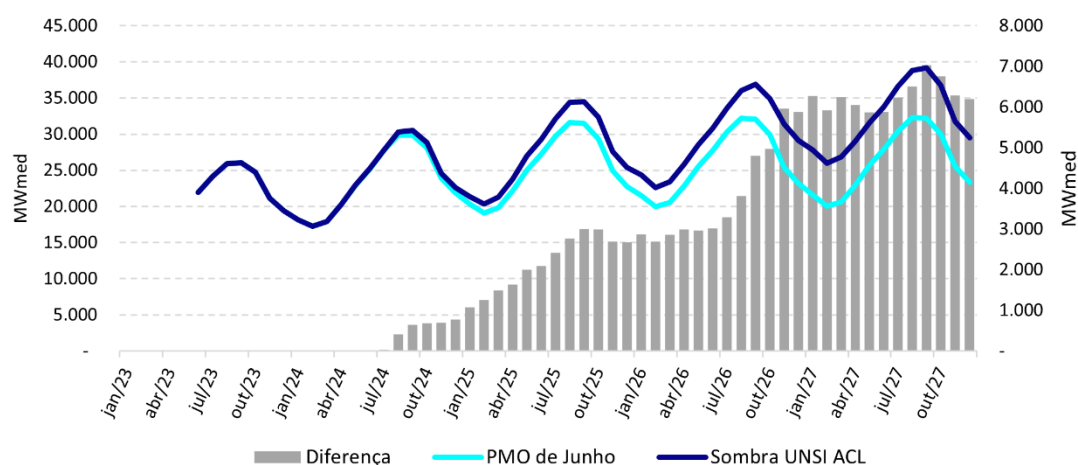
Figura 51 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Junho de 2023



Na Figura 51 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 9, estão localizados nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 7.026 MWmédios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 52, com discretização mensal.

Figura 52 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Junho de 2023



Na Figura 52, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do segundo ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de junho/2023. Dois tipos de análise foram realizados: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries históricas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de junho de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

3.6.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de junho de 2023.

3.6.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 10, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de junho/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

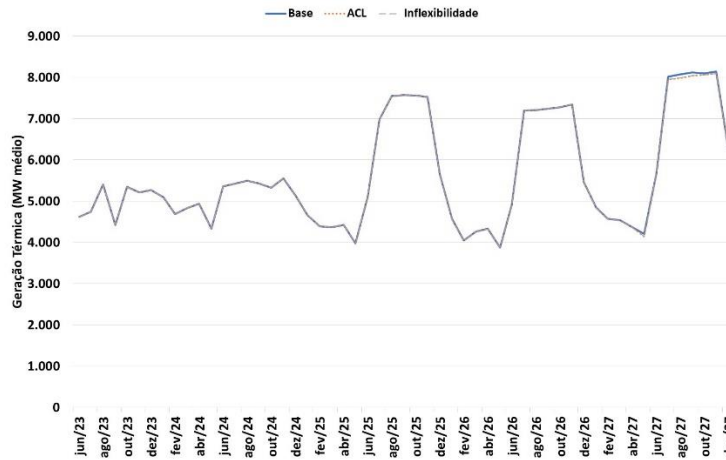
Tabela 10 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	23.313,13
ANEEL	23.588,76
Base - ANEEL	-275,63

Na Tabela 10, anterior, verifica-se um aumento no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 276 milhões, que equivale a um aumento de 1,17%.

Na Figura 53, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

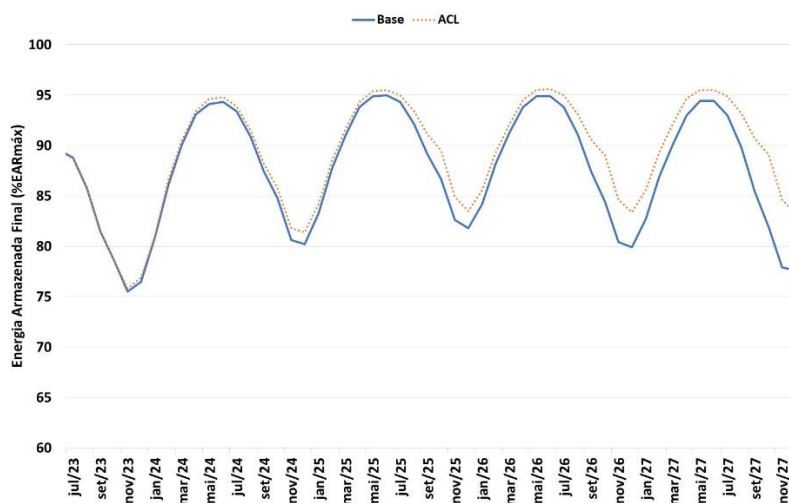
Figura 53 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 53, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 10.

Na Figura 54, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

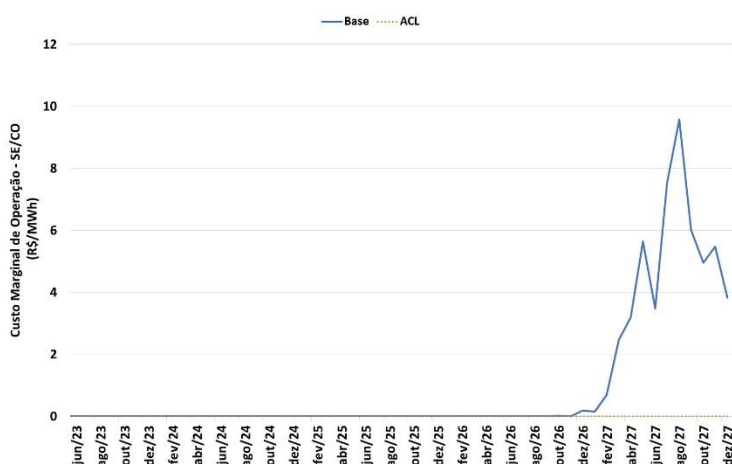
Figura 54 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 54, verifica-se uma pequena elevação nos níveis de armazenamento no final no período seco de 2024 a 2027. O mês de outubro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 7,2 pontos percentuais.

Na Figura 55, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

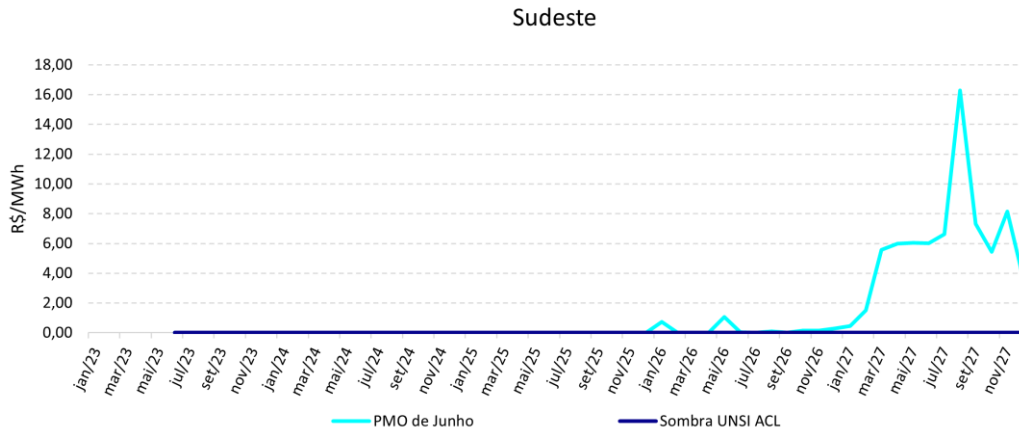
Figura 55 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 55, anterior, verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta numa redução dos custos marginais de operação. Esta redução se amplifica na medida que se aproxima o final do horizonte de estudo, quando há uma maior incorporação da oferta adicional do ACL na configuração. A maior redução ocorre no mês de agosto/2027, no qual o valor se reduz de 9,58 R\$/MWh para 0,00 R\$/MWh. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 0,9 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,00 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 0,9 R\$/MWh no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

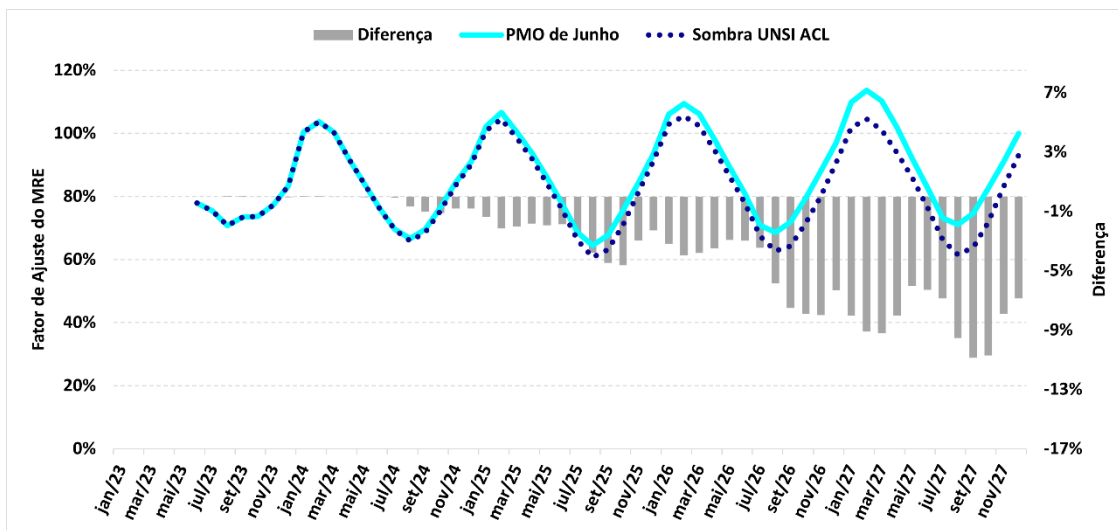
Na Figura 56 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE. Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero para todo o horizonte.

Figura 56 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 57 é ilustrada a estimativa do Fator de Ajuste do MRE, também denominado de GSF, calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 57 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027



Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -3,6% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadamente, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de

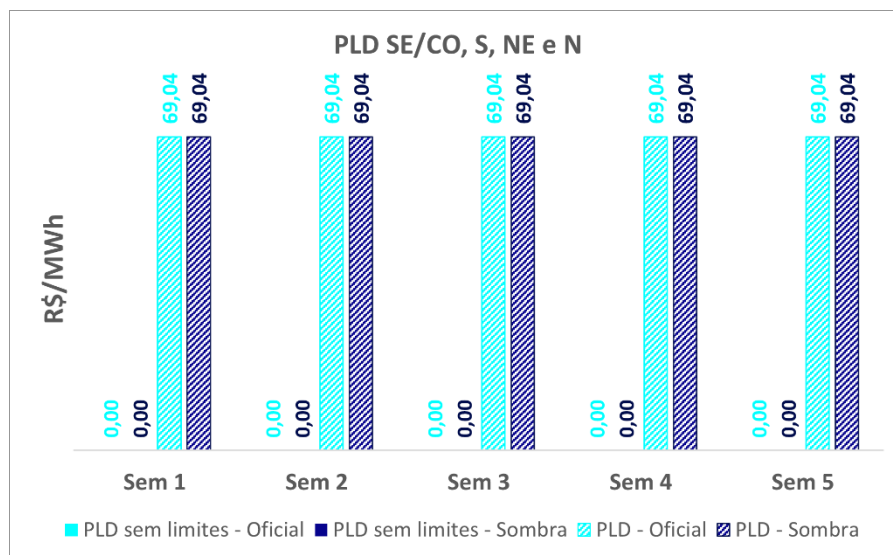
inflexibilidade, conforme verificado na Figura 53. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

3.6.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de junho de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

A Figura 58 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de junho de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

Figura 58 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Junho de 2023



Na Figura 58, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

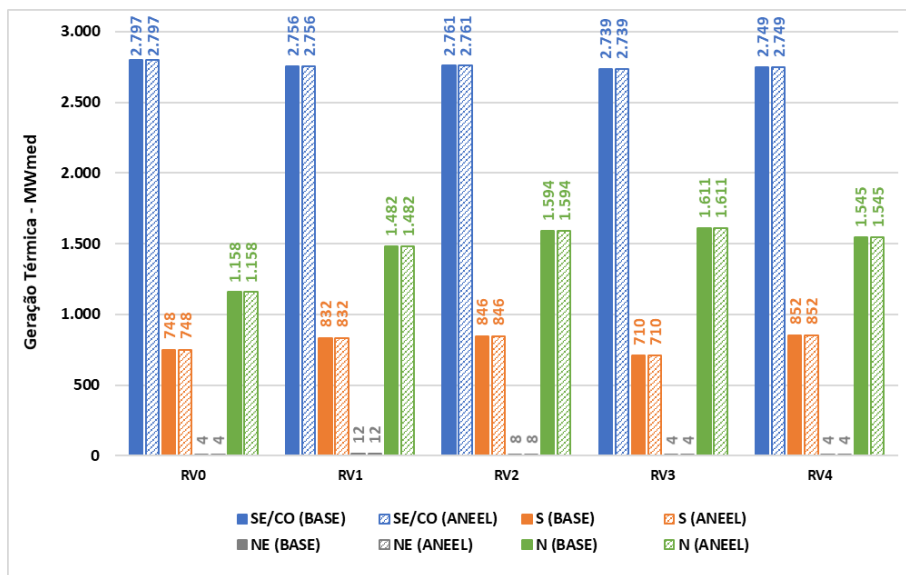
Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Junho de 2023 podem ser vistos na Figura 59. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL.

Figura 59 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Junho de 2023



Na Figura 60, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

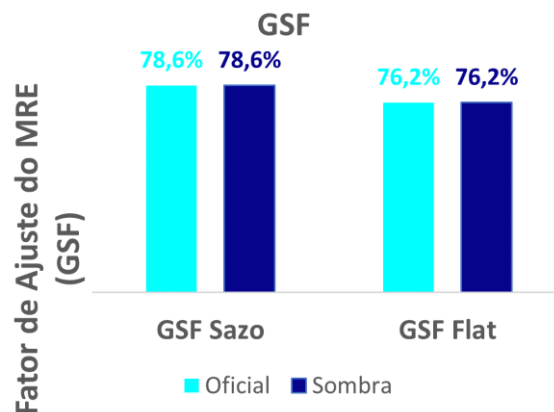
Figura 60 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Junho de 2023



Na Figura 60, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de junho.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 61, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de junho de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 61 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Junho de 2023



Na Figura 61, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

3.7 Caso de Julho de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de julho de 2023.

3.7.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 11, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 26,5 GW a serem incorporados.

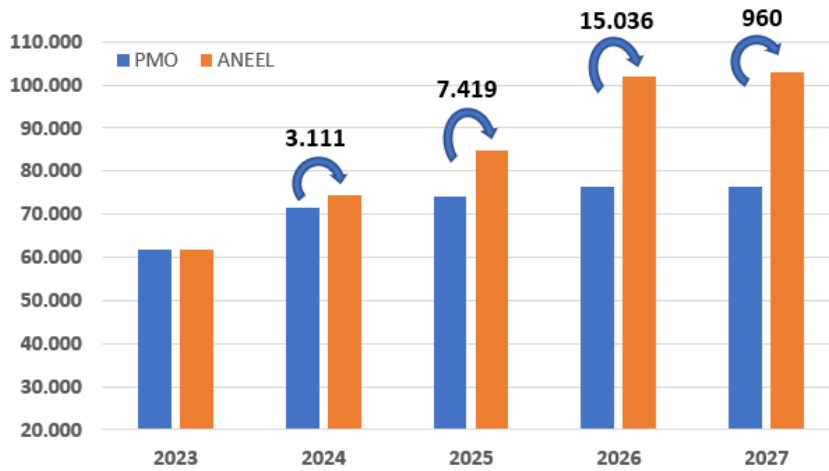
Tabela 11 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Julho de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	7	7	0	14
	PCT	0	0	9	0	0	9
	UFV	0	1251	4002	11551	417	17221
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	202	202
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	1491	2263	2944	342	7039
	EOL	0	370	1129	534	0	2033
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	15	7	0	22
	PCT	0	0	9	0	0	9
	UFV	0	2741	6266	14495	758	24260
	EOL	0	370	1129	534	202	2234
Total		0	3111	7419	15036	960	26526

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2026, 15.036 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 24.260 MW no SIN.

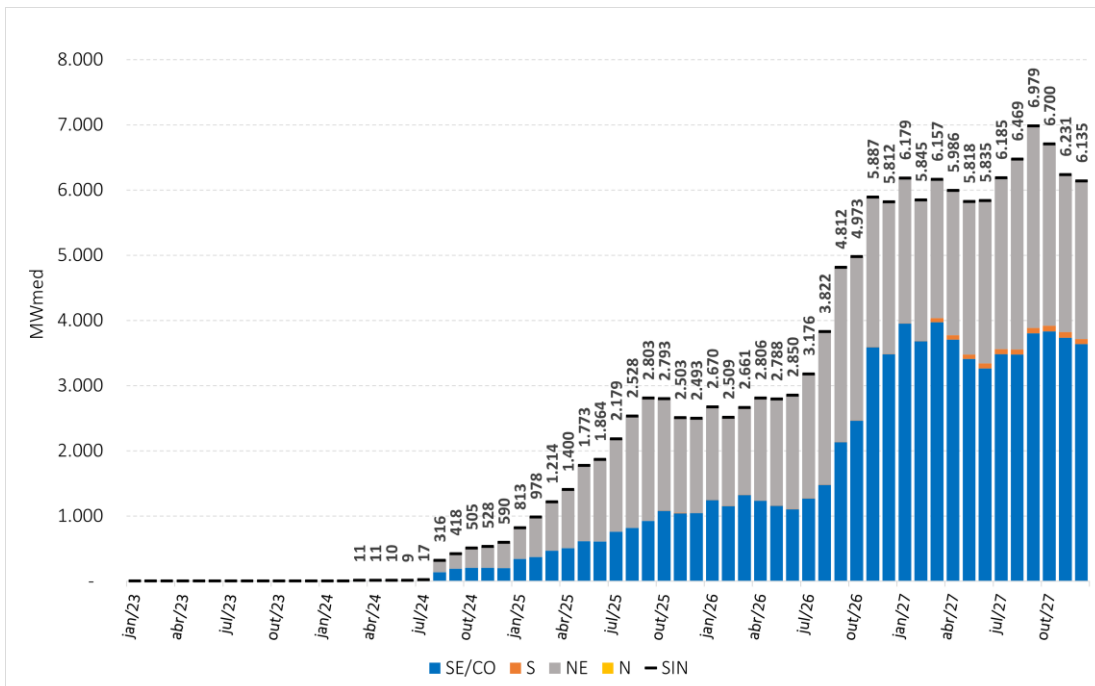
Na Figura 62, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 62 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Julho de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 63, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

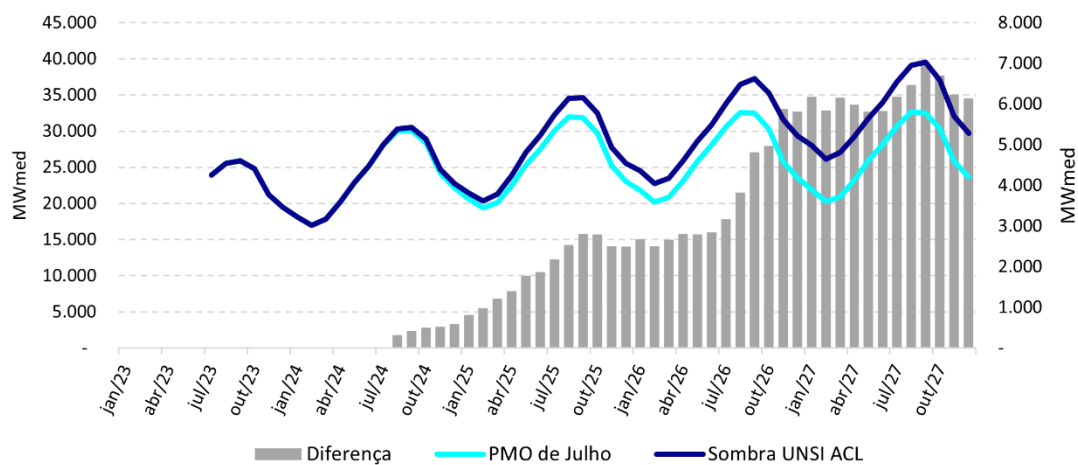
Figura 63 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Julho de 2023



Na Figura 63 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 11, estão localizados nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 6.979 MWmédios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 64, com discretização mensal.

Figura 64 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Julho de 2023



Na Figura 64, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do segundo ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de julho/2023. Dois tipos de análise foram realizados: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries históricas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de julho de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

3.7.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de julho de 2023.

3.7.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 12, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de julho/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

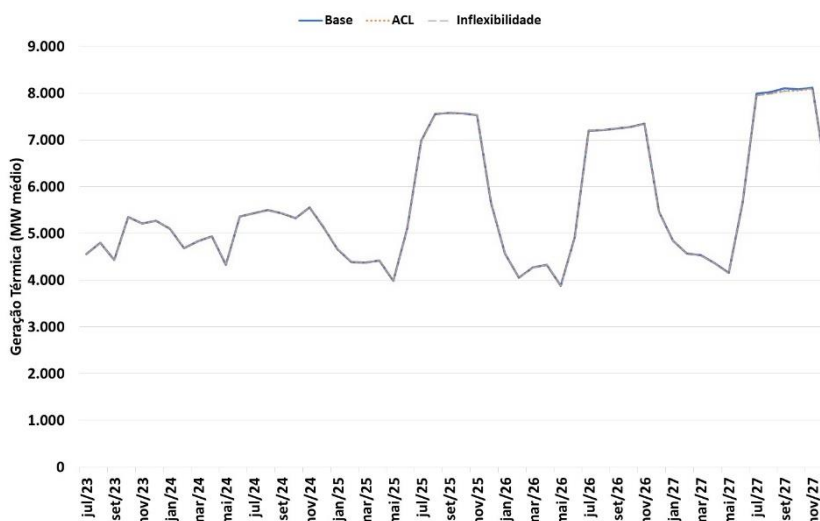
Tabela 12 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	22.596,76
ANEEL	22.751,16
Base - ANEEL	-154,40

Na Tabela 12, anterior, verifica-se um aumento no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 154 milhões, que equivale a um aumento de 0,68%.

Na Figura 65, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

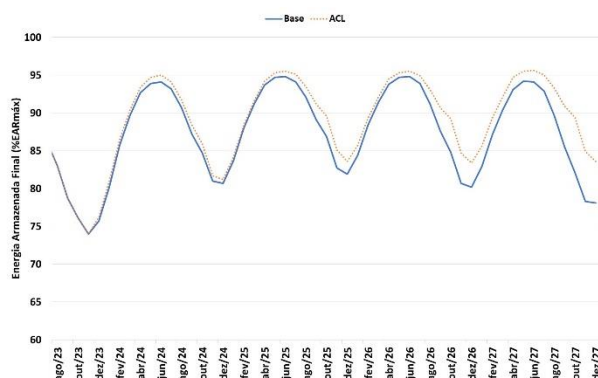
Figura 65 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 65, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 12.

Na Figura 66, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

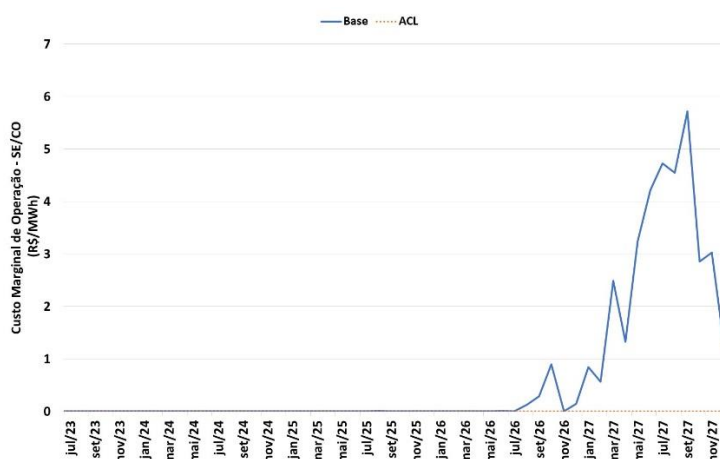
Figura 66 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 66, verifica-se uma pequena elevação nos níveis de armazenamento no final no período seco de 2024 a 2027. O mês de outubro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 7,3 pontos percentuais.

Na Figura 67, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

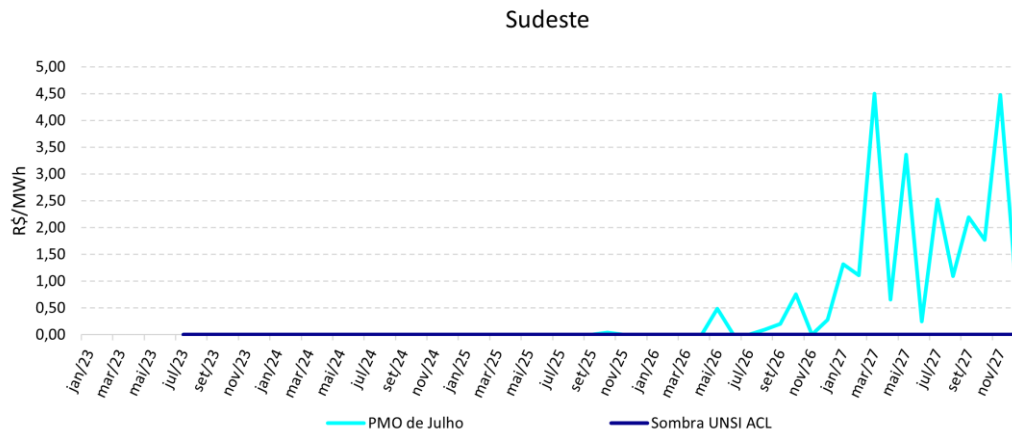
Figura 67 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 67, anterior, verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta numa redução dos custos marginais de operação. Esta redução se amplifica na medida que se aproxima o final do horizonte de estudo, quando há uma maior incorporação da oferta adicional do ACL na configuração. A maior redução ocorre no mês de setembro/2027, no qual o valor se reduz de 5,72 R\$/MWh para 0,00 R\$/MWh. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 0,6 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,00 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 0,6 R\$/MWh no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

Na Figura 68 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE.

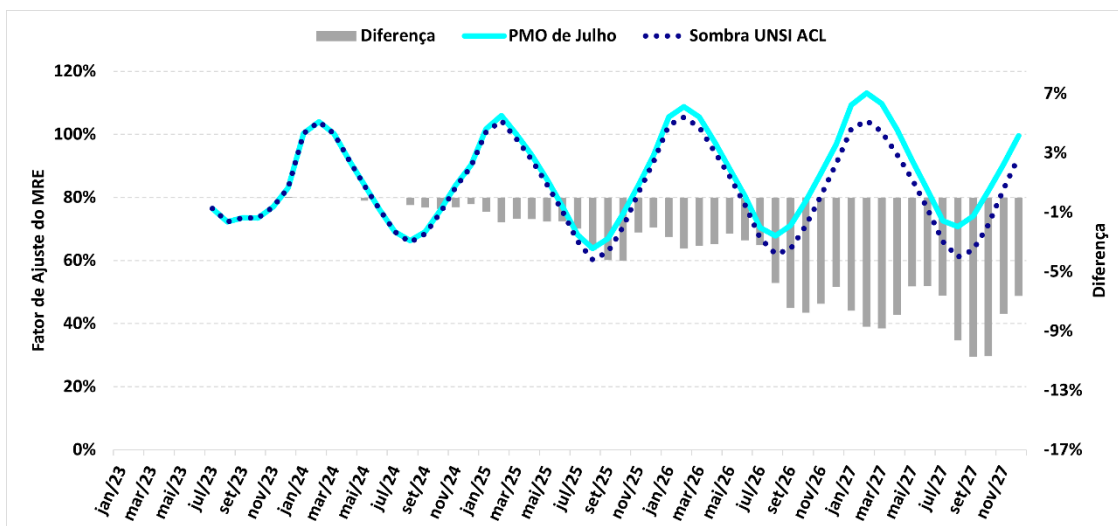
Figura 68 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027



Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero para todo o horizonte. A maior diferença observada no período ocorre no mês março/27 com uma redução de R\$ 4,50/MWh.

Na Figura 69 é ilustrada a estimativa do Fator de Ajuste do MRE, também denominado de GSF, calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 69 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027



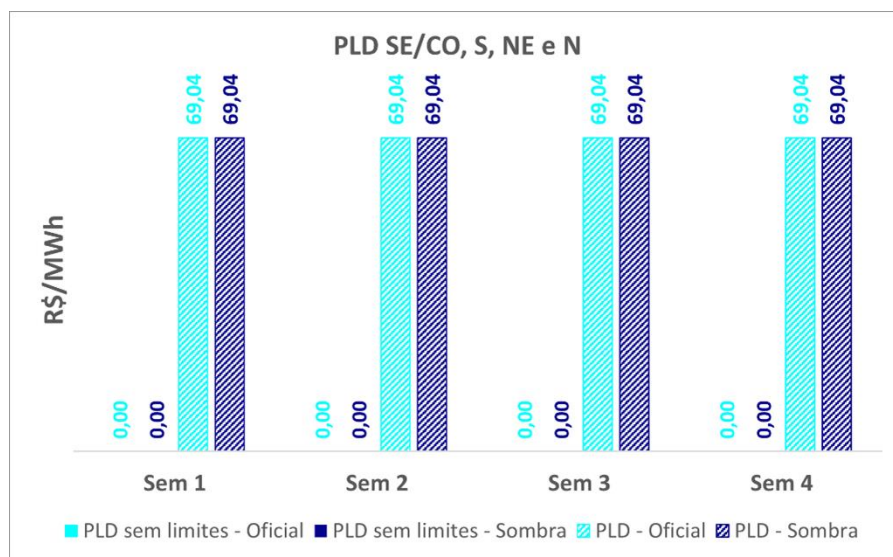
Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -3,4% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadas, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de inflexibilidade, conforme verificado na Figura 65. Portanto, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

3.7.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de julho de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

A Figura 70 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de julho de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

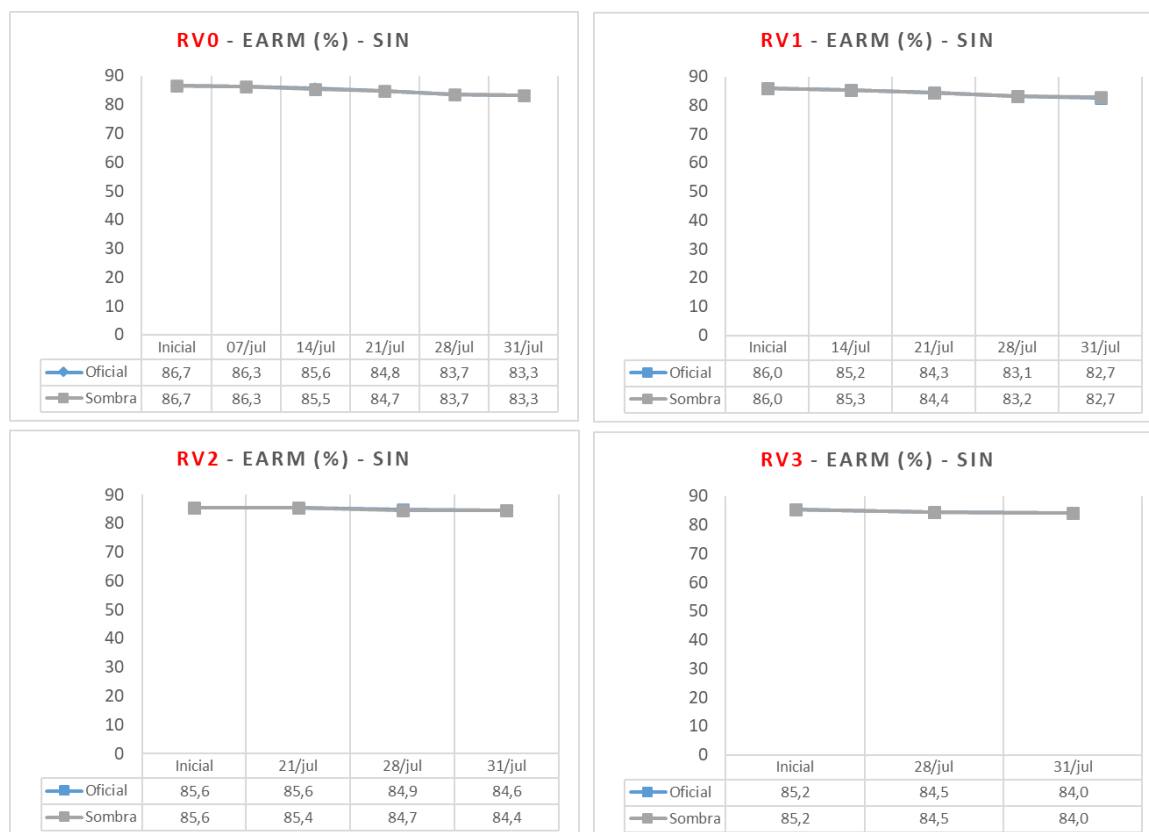
Figura 70 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Julho de 2023



Na Figura 70, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

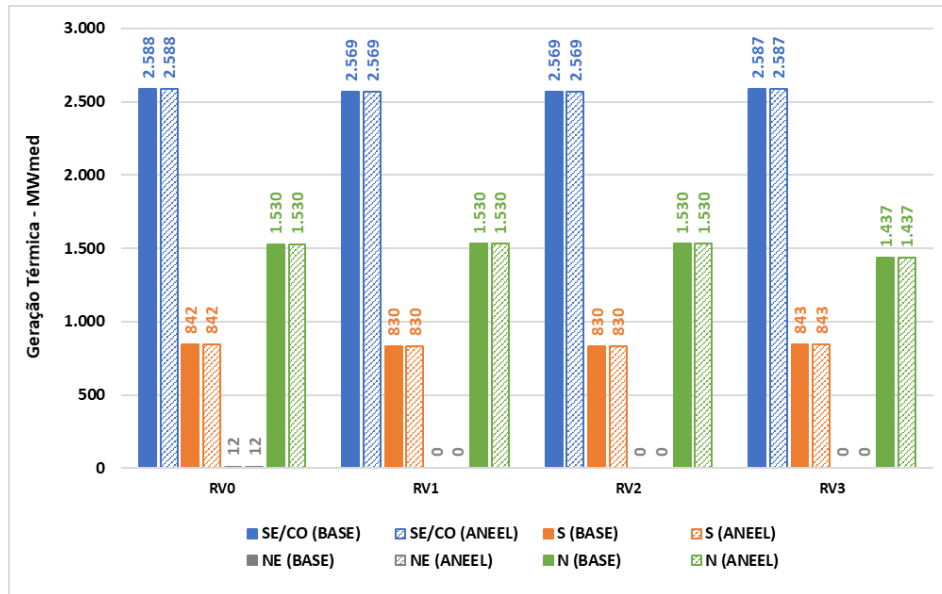
Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Julho de 2023 podem ser vistos na Figura 71. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL.

Figura 71 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Julho de 2023



Na Figura 72, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

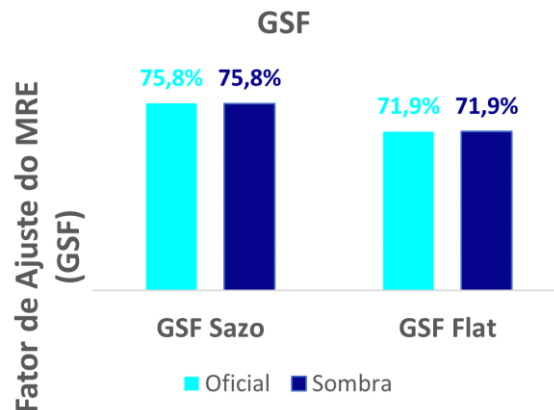
Figura 72 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Julho de 2023



Na Figura 72, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de julho.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 73, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de julho de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 73 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Julho de 2023



Na Figura 73, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

4 Estudo Sombra do PMO e Cálculo do PLD de Agosto a Dezembro de 2023

Em 5 de julho de 2023, o CMSE aprovou a representação das usinas do ACL no bloco de ofertas considerado no PMO a partir de janeiro de 2024, conforme as seguintes diretrizes:

- (i) considerar todas as usinas do ACL que estejam em obras, conforme critério já vigente;
- (ii) considerar, para as usinas do ACL que não estejam em obras, aquelas que possuam Contrato de Venda de Energia (PPA) e contrato de uso do sistema de transmissão ou distribuição (CUST/D) assinados; e
- (iii) considerar os critérios definidos nos itens “i” e “ii” no PMO “Sombra” para o período de agosto a dezembro de 2023

Dessa forma, este capítulo busca apresentar os resultados referente a execução do processo sombra para o PMO e cálculo do PLD referente aos meses de agosto a dezembro de 2023.

4.1 Caso de Agosto de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de agosto de 2023.

4.1.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 13, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 1,9 GW a serem incorporados.

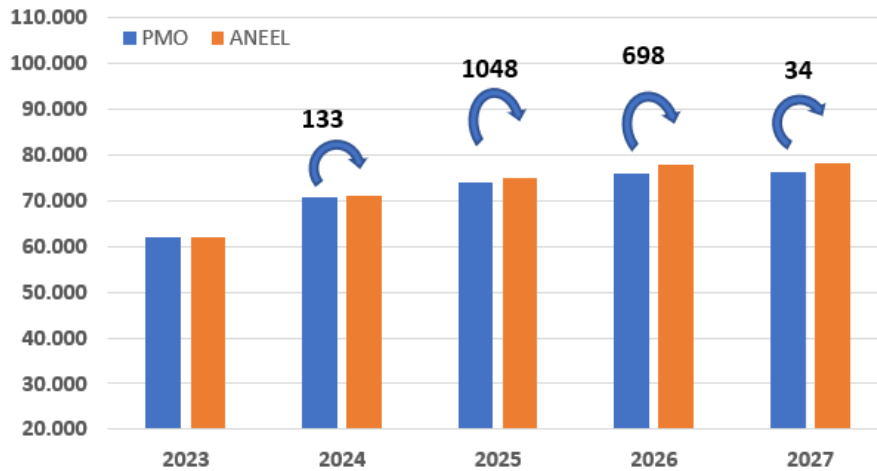
Tabela 13 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Agosto de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	195	0	195
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	36	0	0	36
	UFV	0	133	729	410	34	1306
	EOL	0	0	274	93	0	367
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	36	0	0	36
	UFV	0	133	729	605	34	1501
	EOL	0	0	274	93	0	367
Total		0	133	1048	698	34	1912

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2025, 1.048 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 1.501 MW no SIN.

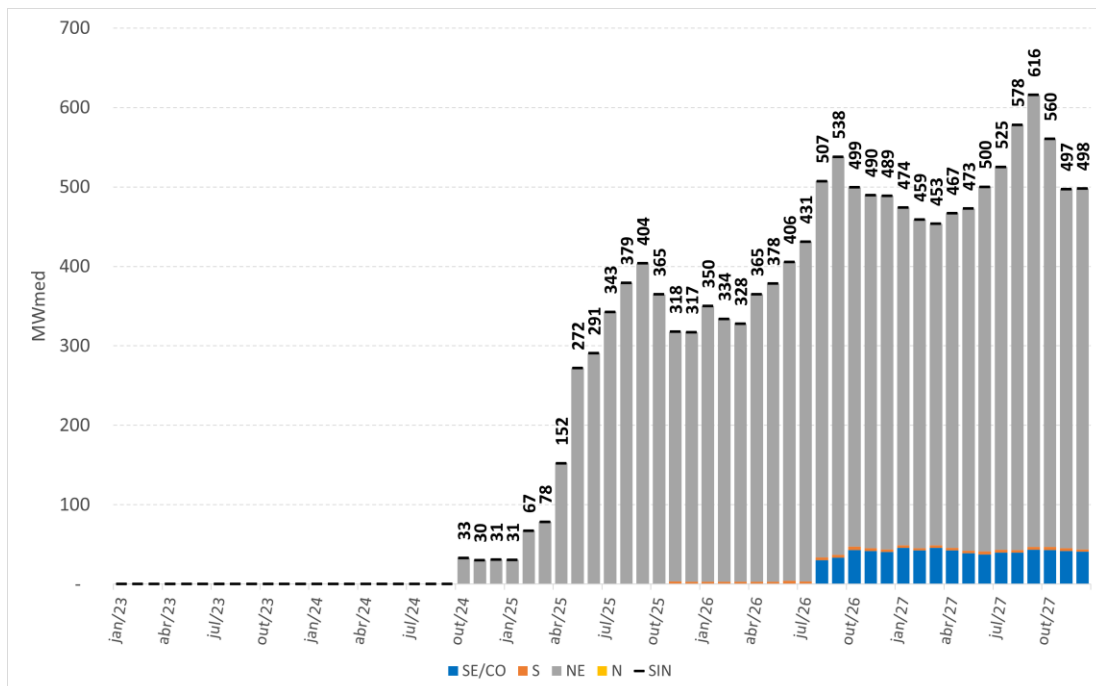
Na Figura 74, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 74 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Agosto de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 75, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

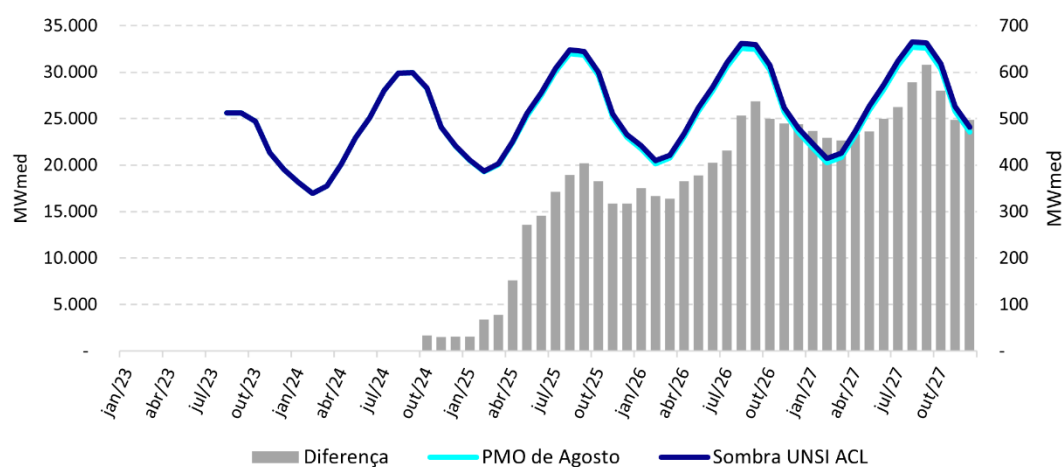
Figura 75 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Agosto de 2023



Na Figura 75 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 13, estão localizados no submercado Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 616 MW médios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 76, com discretização mensal.

Figura 76 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Agosto de 2023



Na Figura 76, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do segundo ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de agosto/2023. Dois tipos de análise foram realizados: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries históricas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de agosto de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

4.1.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de agosto de 2023.

4.1.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 14, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de agosto/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

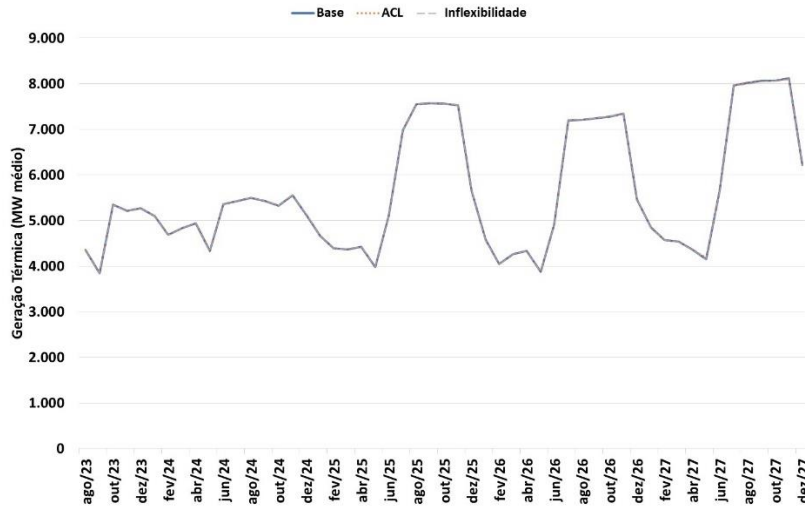
Tabela 14 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	22.119,33
ANEEL	22.131,46
Base - ANEEL	-12,13

Na Tabela 14, anterior, verifica-se um aumento no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 12 milhões, que equivale a um aumento de 0,05%.

Na Figura 77, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

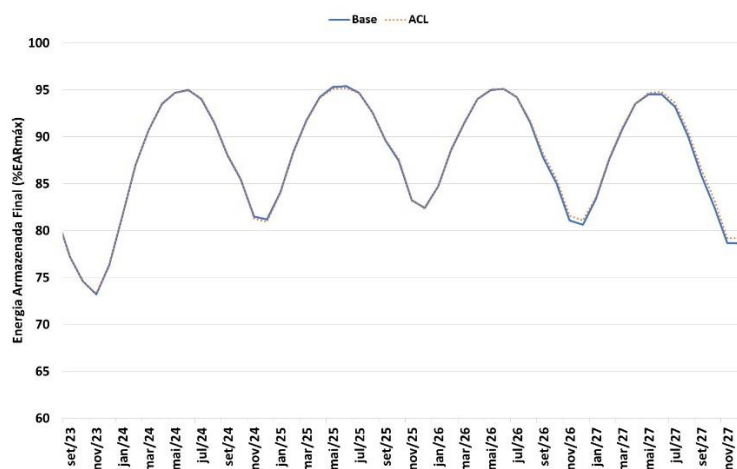
Figura 77 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 77, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 14.

Na Figura 78, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

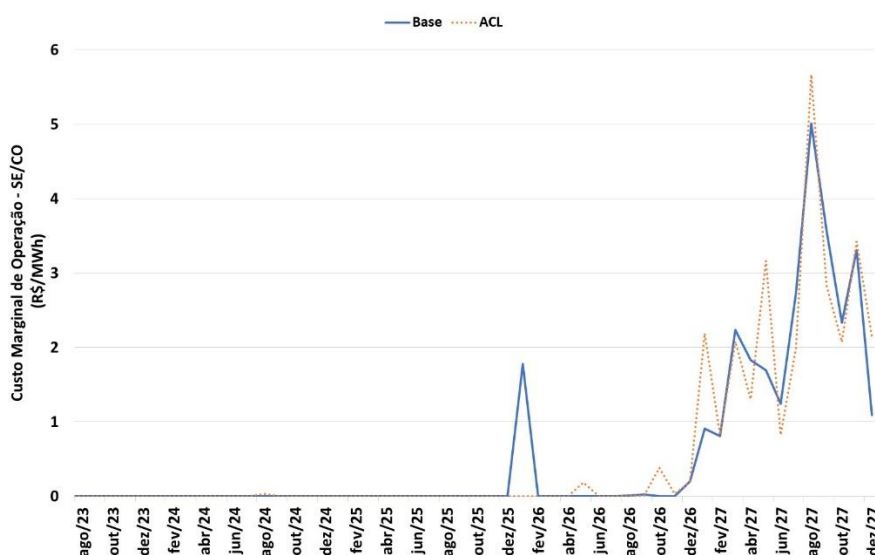
Figura 78 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 78, verifica-se uma estagnação nos níveis de armazenamento. O mês de outubro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 0,8 pontos percentuais.

Na Figura 79, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

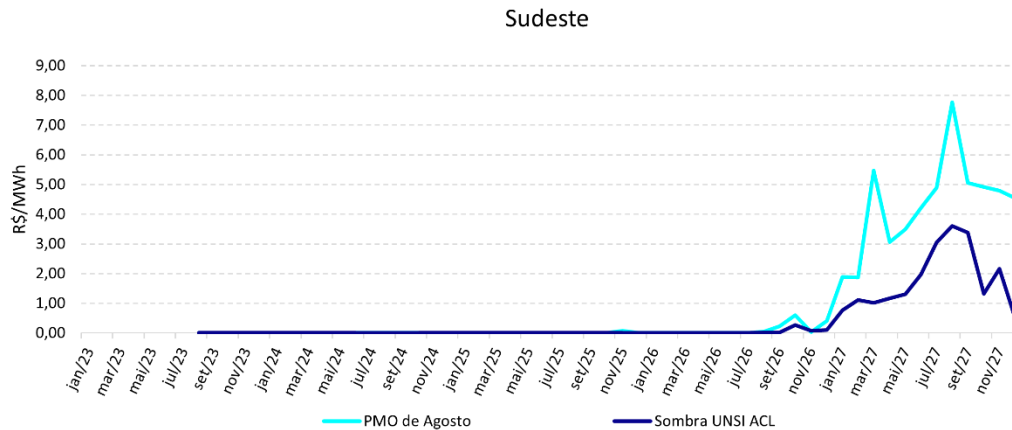
Figura 79 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 79, anterior, verifica-se que a baixa inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta na equivalência dos custos marginais de operação. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 0,48 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,48 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 0,00 R\$/MWh no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

Na Figura 80 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE.

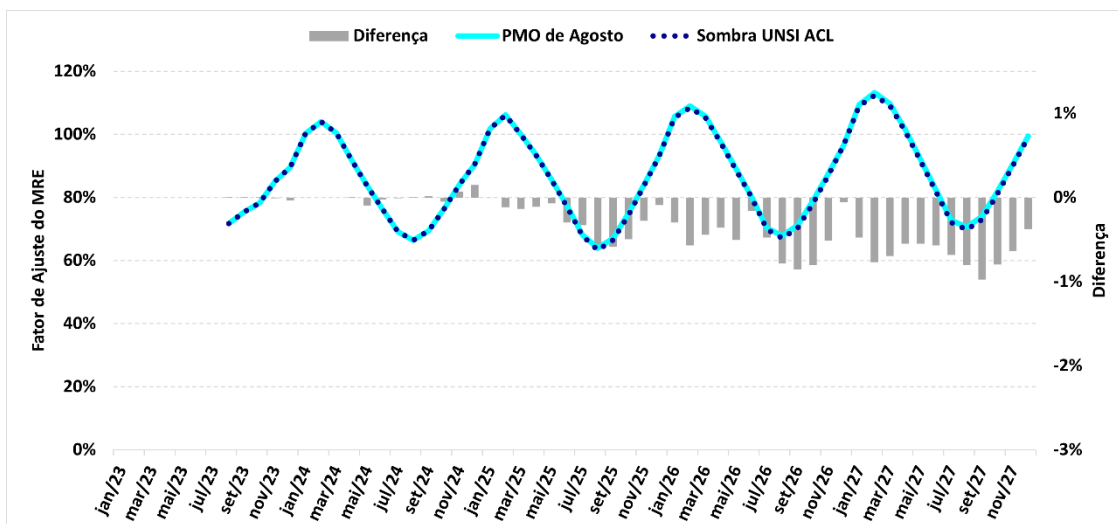
Figura 80 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027



Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero até o penúltimo ano do horizonte, alcançando valores máximos próximos a R\$ 3,60/MWh no último ano de estudo, cerca de R\$ 4,15 /MWh inferior ao valor obtido com o caso oficial.

Na Figura 81 é ilustrada a estimativa do GSF calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 81 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027



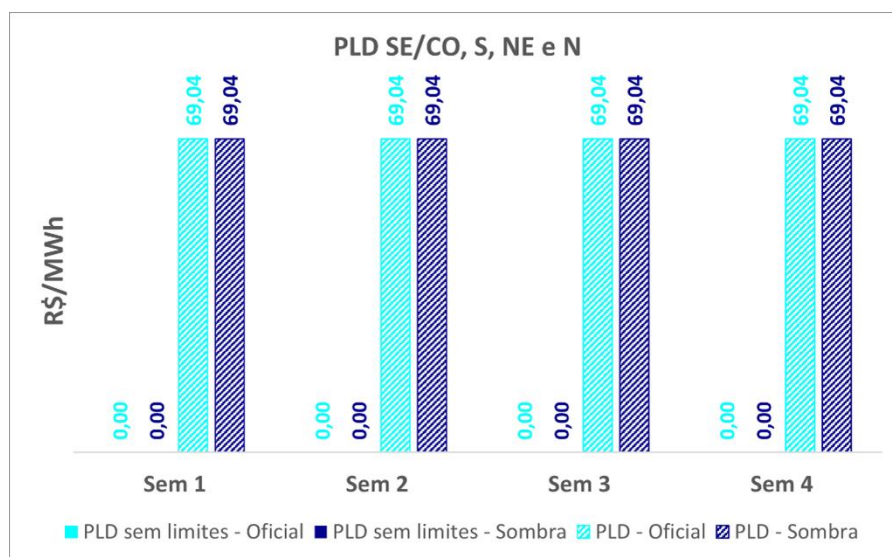
Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -0,3% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadas, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de inflexibilidade, conforme verificado na Figura 77. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

4.1.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de agosto de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

A Figura 82 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de agosto de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

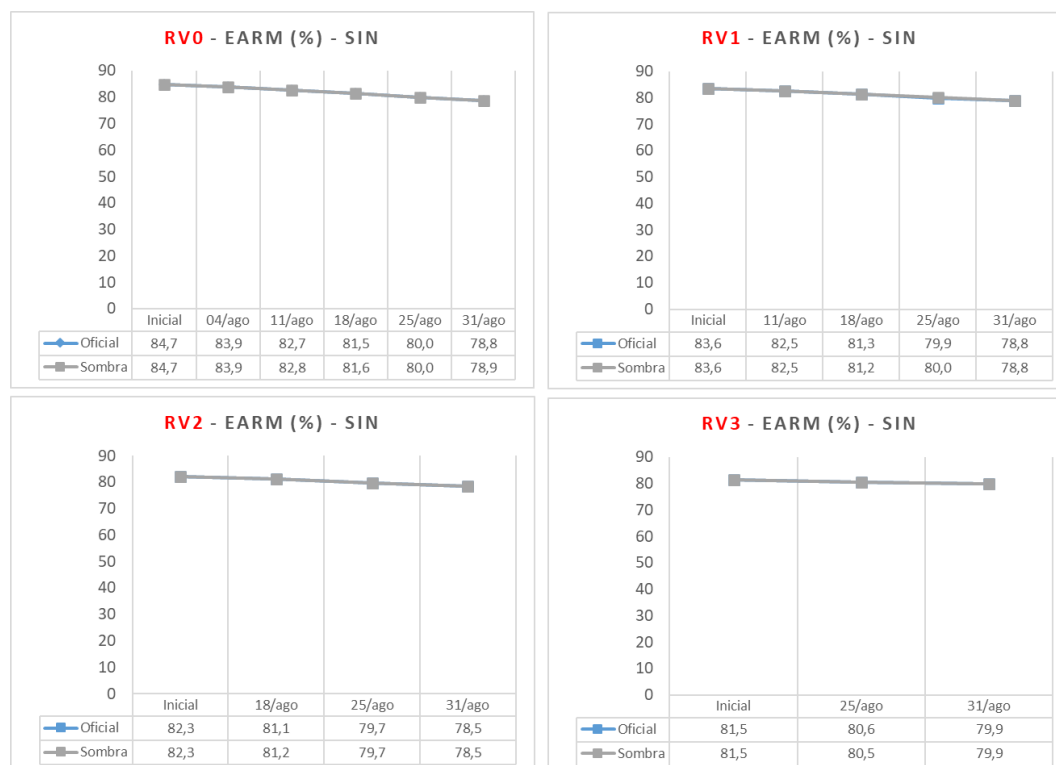
Figura 82 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Agosto de 2023



Na Figura 82, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

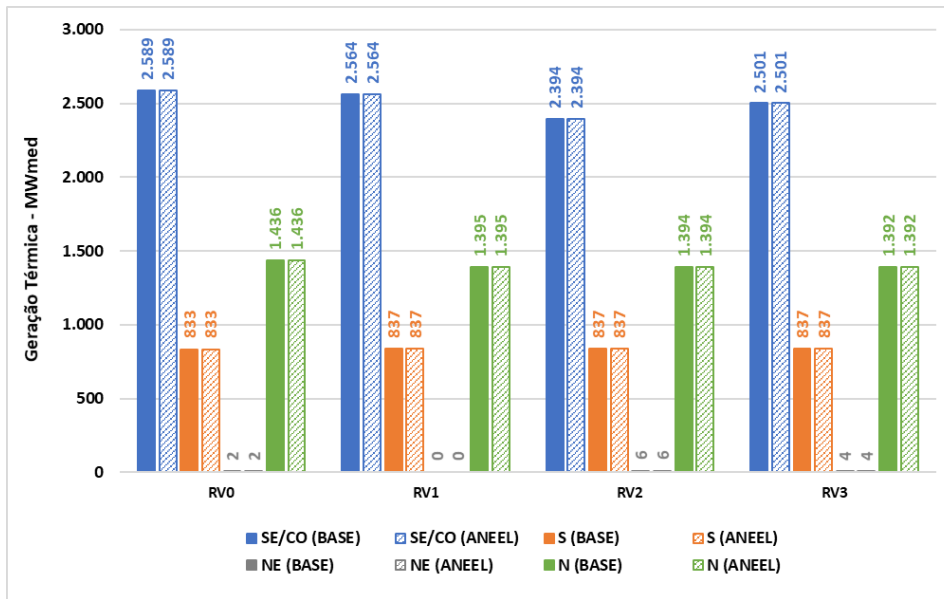
Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Agosto de 2023 podem ser vistos na Figura 83. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL.

Figura 83 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Agosto de 2023



Na Figura 84 a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

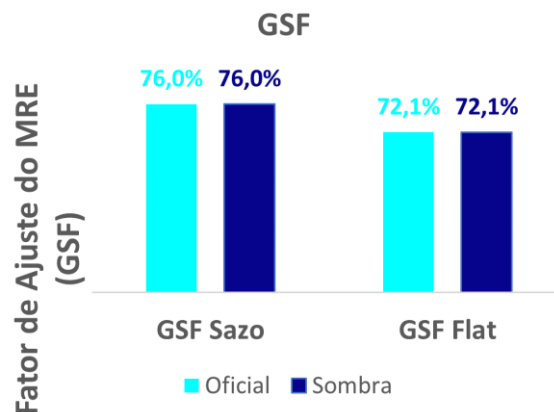
Figura 84 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Agosto de 2023



Na Figura 84, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de agosto.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 85, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de agosto de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 85 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Agosto de 2023



Na Figura 85, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

4.2 Caso de Setembro de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de setembro de 2023.

4.2.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 15, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 2,3 GW a serem incorporados.

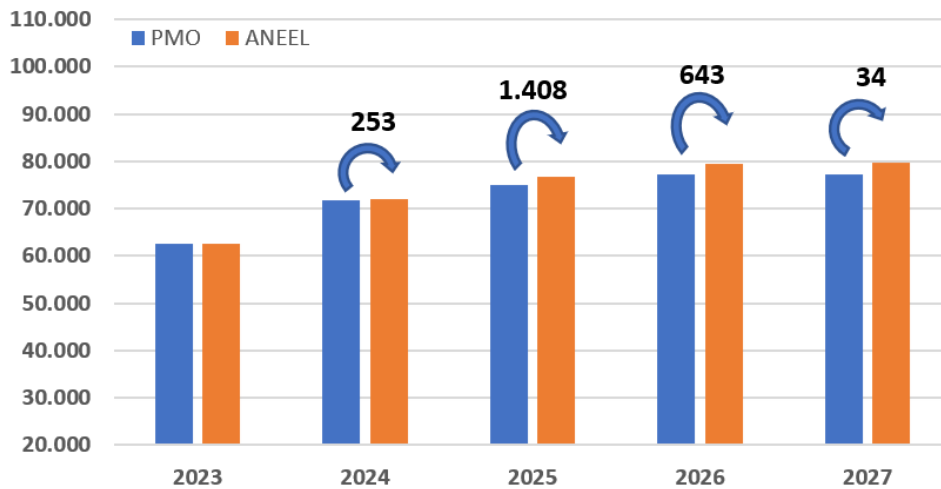
Tabela 15 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Setembro de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	120	300	90	0	510
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	36	0	0	36
	UFV	0	133	789	460	34	1416
	EOL	0	0	274	93	0	367
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	9	0	0	9
	PCT	0	0	36	0	0	36
	UFV	0	253	1089	550	34	1926
	EOL	0	0	274	93	0	367
Total		0	253	1408	643	34	2338

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2025, 1.408 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 1.926 MW no SIN.

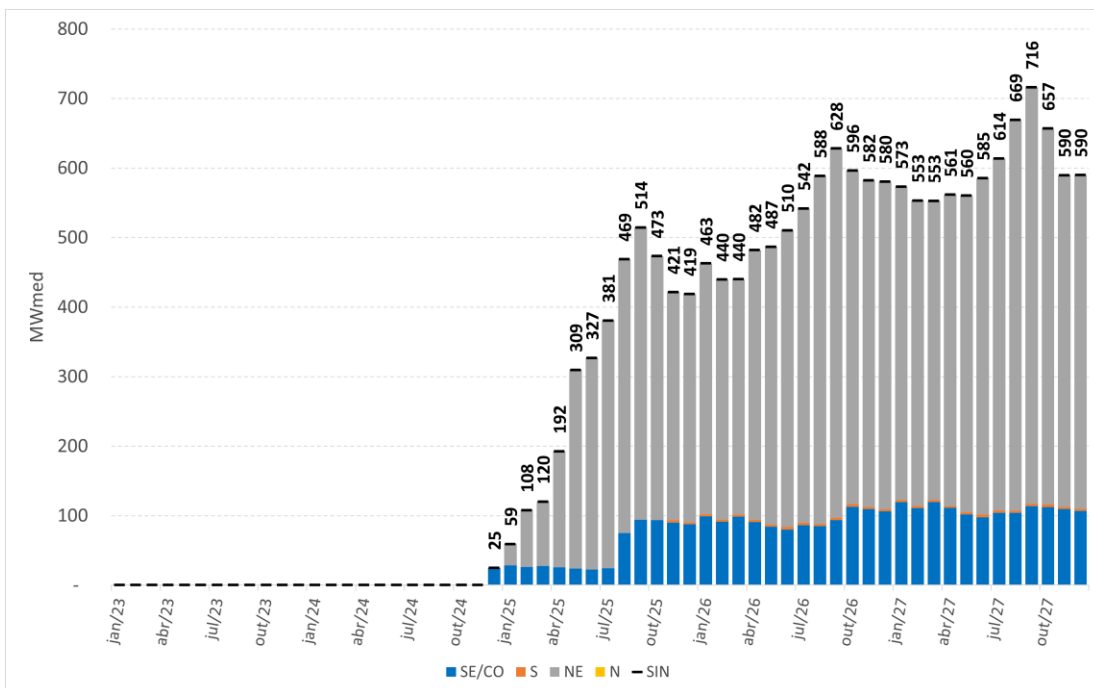
Na Figura 86, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 86 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Setembro de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 87, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

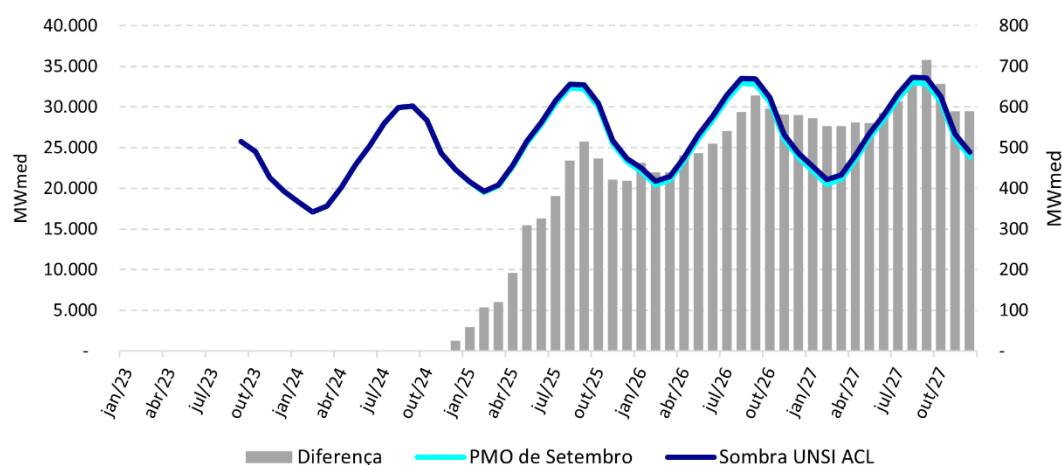
Figura 87 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Setembro de 2023



Na Figura 87 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 15, estão localizados no submercado Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 716 MW médios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 88, com discretização mensal.

Figura 88 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Setembro de 2023



Na Figura 88, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do terceiro ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de setembro/2023. Dois tipos de análise foram realizados: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries históricas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

Foram considerados para este estudo o caso oficial de setembro de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

4.2.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas subseções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de setembro de 2023.

4.2.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 16, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de setembro/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

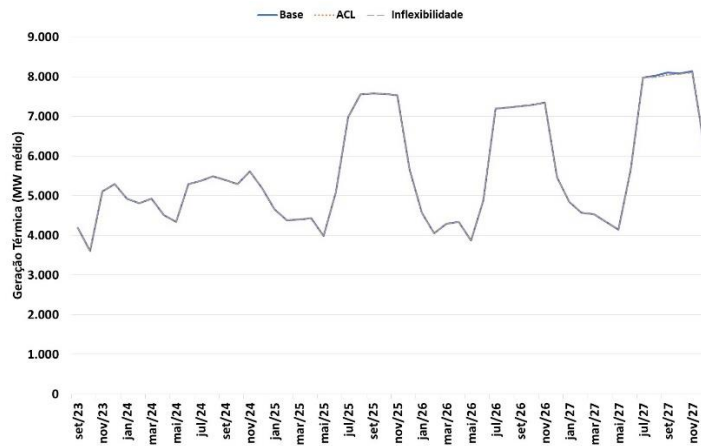
Tabela 16 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	21.693,80
ANEEL	21.718,34
Base - ANEEL	-24,54

Na Tabela 16, anterior, verifica-se um aumento no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 24 milhões, que equivale a um aumento de 0,11%.

Na Figura 89, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

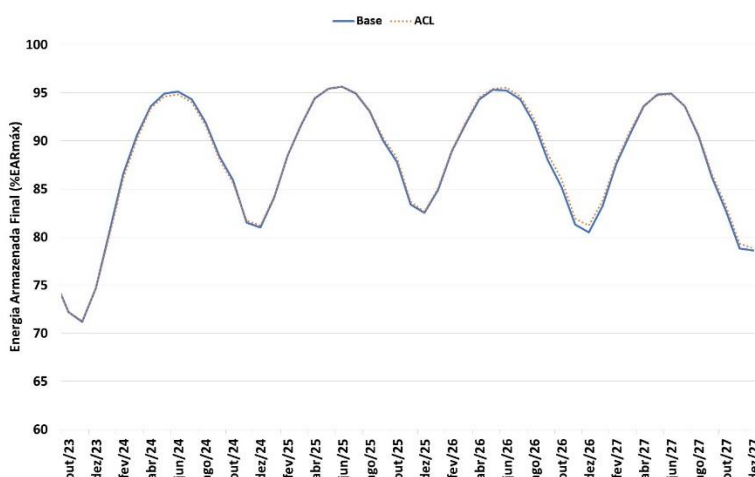
Figura 89 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 89, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 16.

Na Figura 90, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

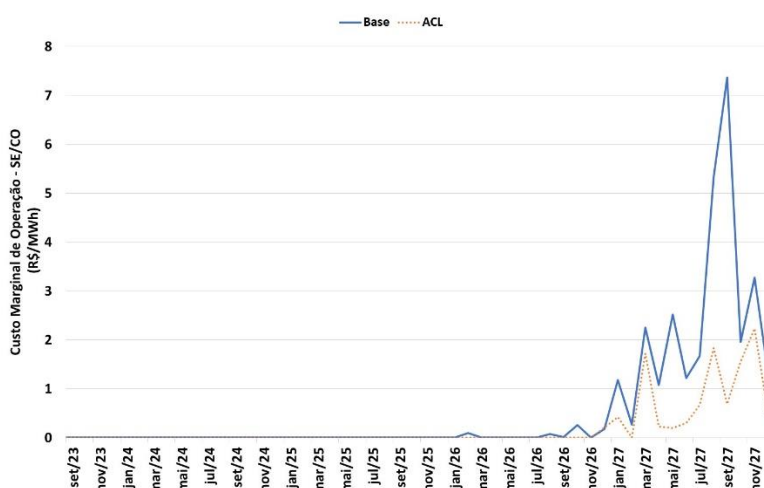
Figura 90 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 90, verifica-se uma estagnação nos níveis de armazenamento. O mês de outubro/2026 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 0,8 pontos percentuais.

Na Figura 91, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

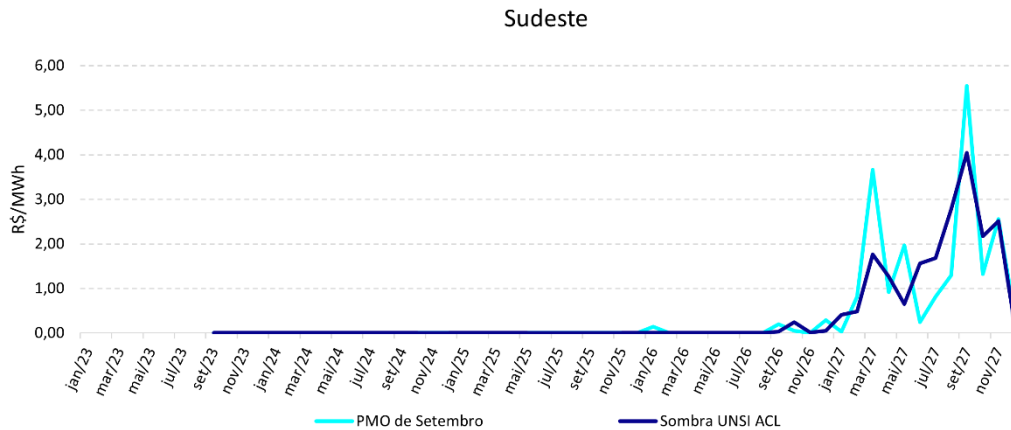
Figura 91 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 91, anterior, verifica-se que a baixa inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta na equivalência dos custos marginais de operação. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 0,50 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,17 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 0,33 R\$/MWh no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

Na Figura 92 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE.

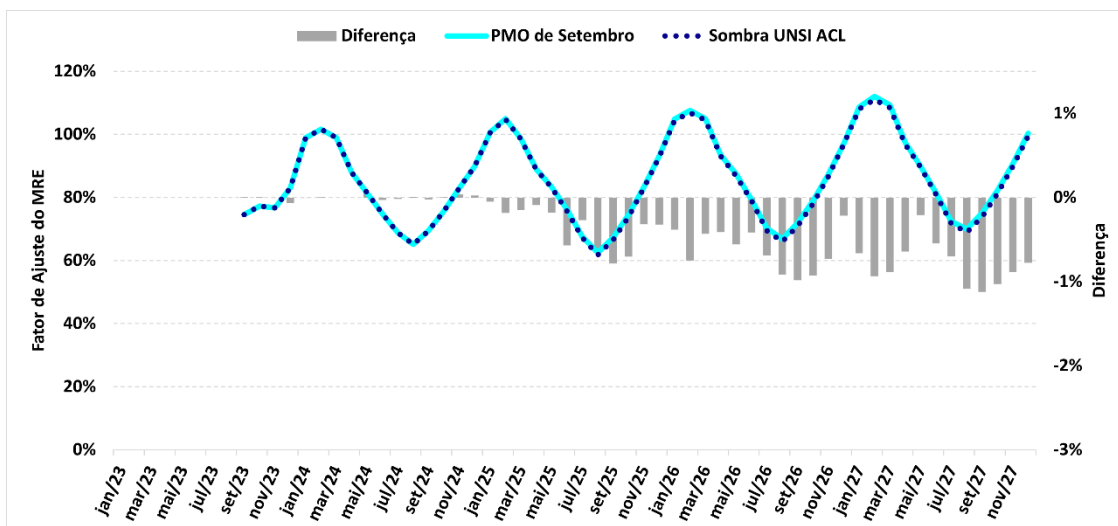
Figura 92 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027



Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero até o penúltimo ano do horizonte, alcançando valores máximos próximos a R\$ 4,00/MWh no último ano de estudo.

Na Figura 93 é ilustrada a estimativa do Fator de Ajuste do MRE, também denominado de GSF, calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 93 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027



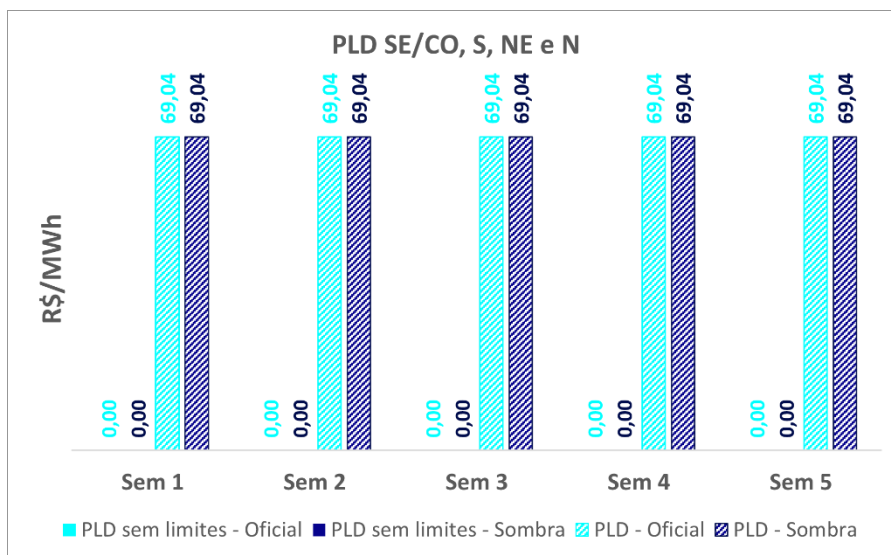
Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -0,4% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadas, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de inflexibilidade, conforme verificado na Figura 89. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

4.2.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de setembro de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

A Figura 94 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de setembro de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

Figura 94 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Setembro de 2023



Na Figura 94, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

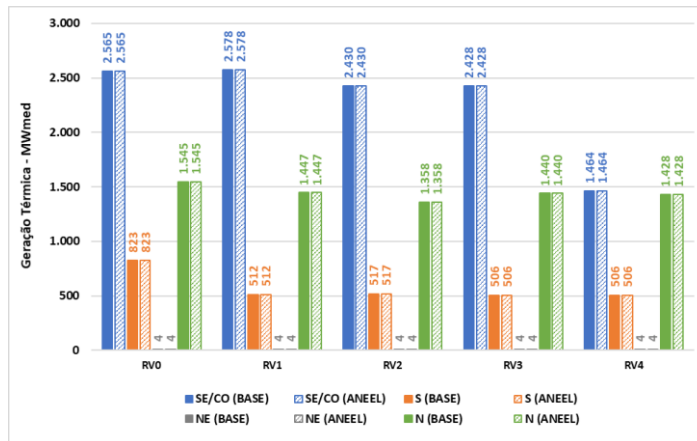
Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Setembro de 2023 podem ser vistos na Figura 95. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL.

Figura 95 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Setembro de 2023



Na Figura 96, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

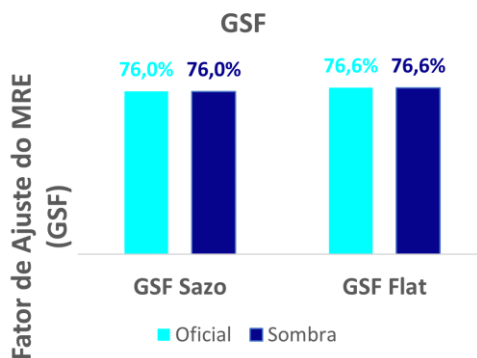
Figura 96 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Setembro de 2023



Na Figura 96, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de setembro.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 97, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de setembro de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 97 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Setembro de 2023



Na Figura 97, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, consequentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

4.3 Caso de Outubro de 2023

Nas próximas subseções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de outubro de 2023.

4.3.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 17, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 1,9 GW a serem incorporados.

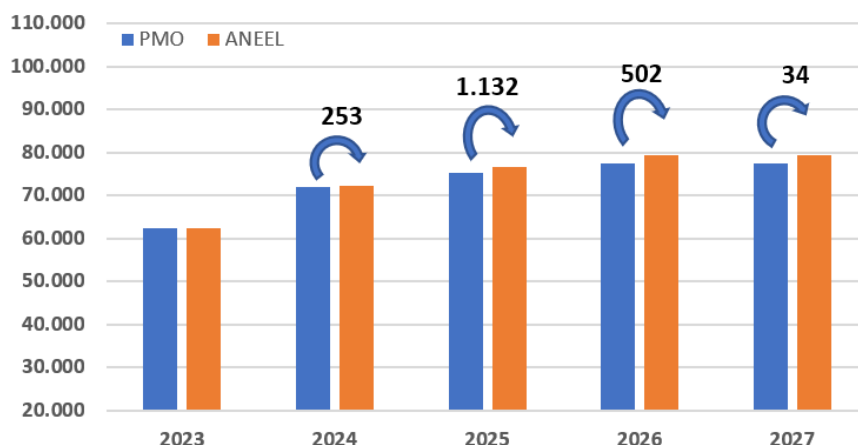
Tabela 17 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Outubro de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	120	300	0	0	420
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	0	9	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	133	571	400	34	1138
	EOL	6	0	261	93	0	360
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	0	9	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	253	871	400	34	1558
	EOL	6	0	261	93	0	360
Total		6	253	1132	502	34	1927

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2024, 1.132 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 1.558 MW no SIN.

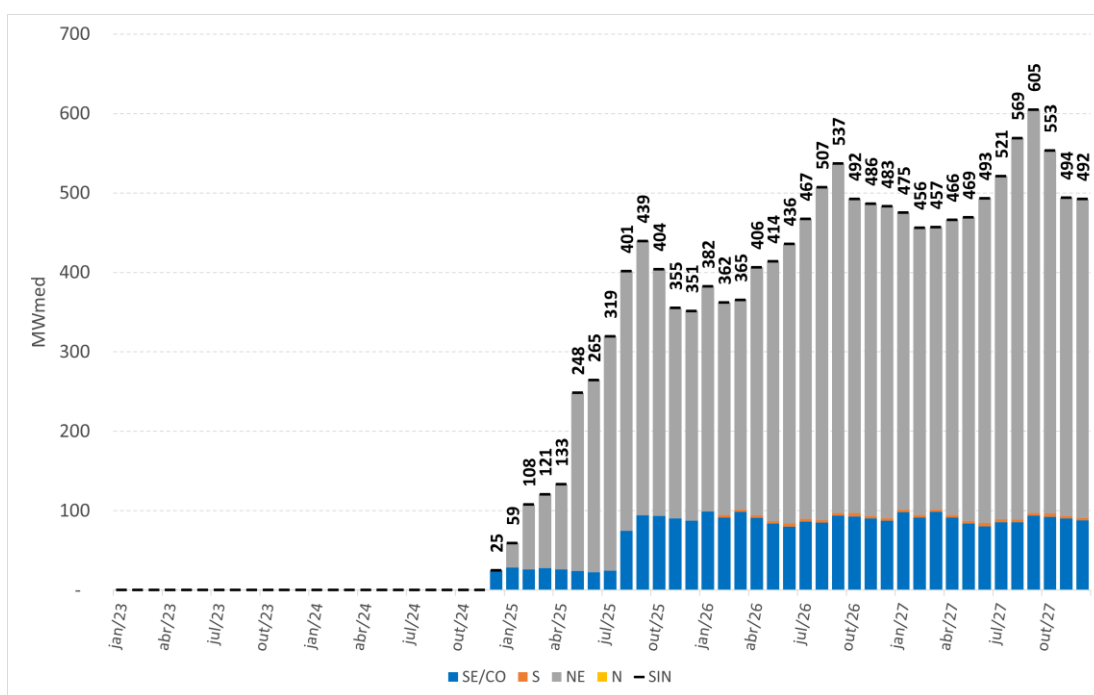
Na Figura 98, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 98 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Outubro de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 99, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

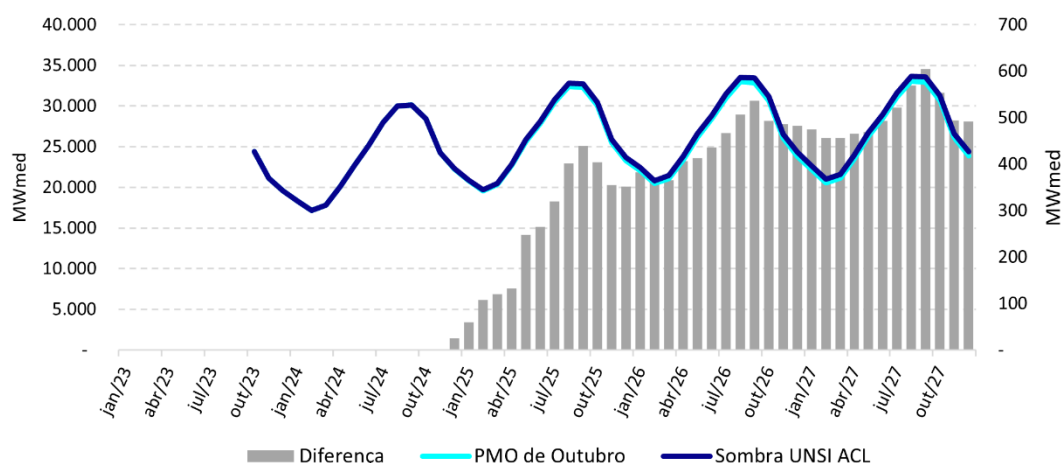
Figura 99 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Outubro de 2023



Na Figura 99 verifica-se que os maiores incrementos de energia, estão localizados no submercado Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 605 MW médios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 100, com discretização mensal.

Figura 100 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Outubro de 2023



Na Figura 100, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do terceiro ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de outubro/2023. Dois tipos de análise foram realizados: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries históricas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de outubro de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

4.3.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas subseções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de outubro de 2023.

4.3.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 18, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de outubro/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

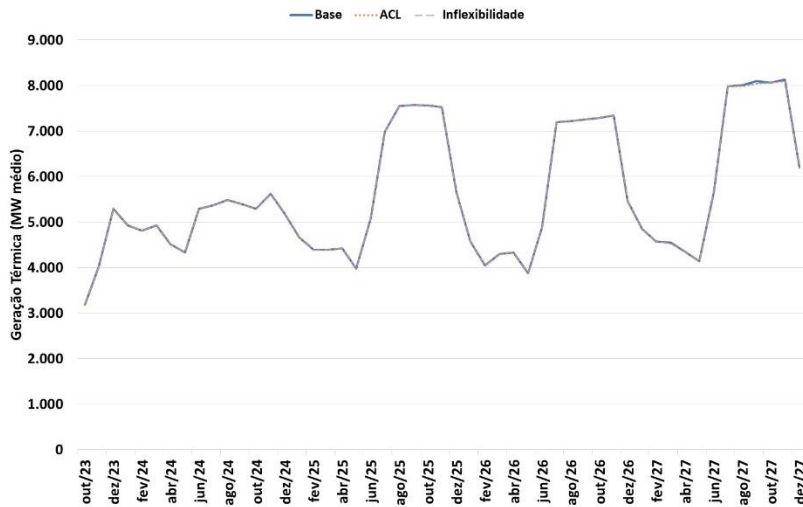
Tabela 18 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	21.167,22
ANEEL	21.154,58
Base - ANEEL	12,64

Na Tabela 18, anterior, verifica-se uma redução no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 13 milhões, que equivale a uma redução de 0,06%.

Na Figura 101, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

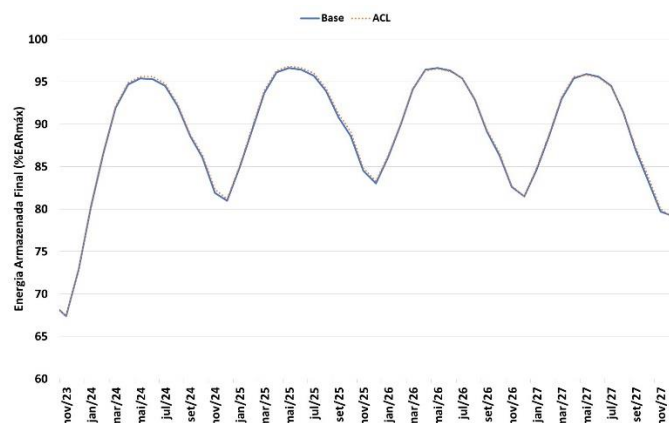
Figura 101 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 101, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 18.

Na Figura 102, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

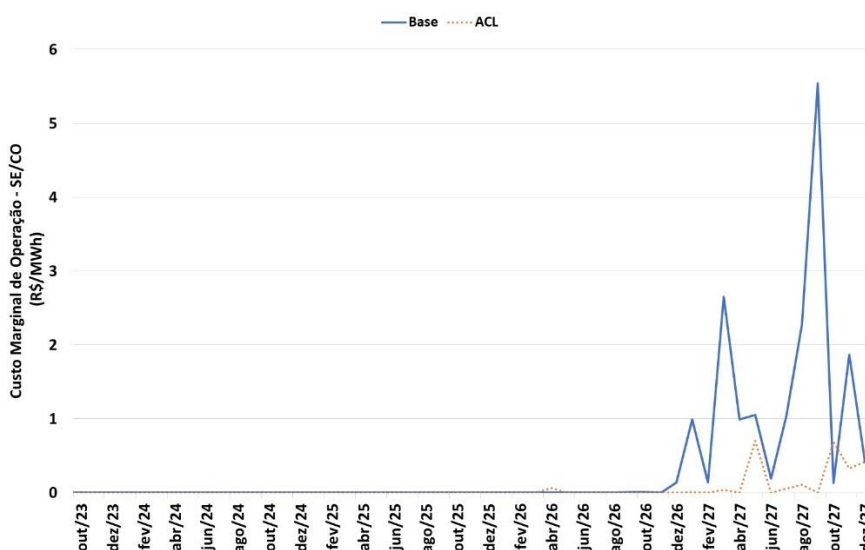
Figura 102 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 102, verifica-se uma estagnação nos níveis de armazenamento. O mês de outubro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 0,5 pontos percentuais.

Na Figura 103, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

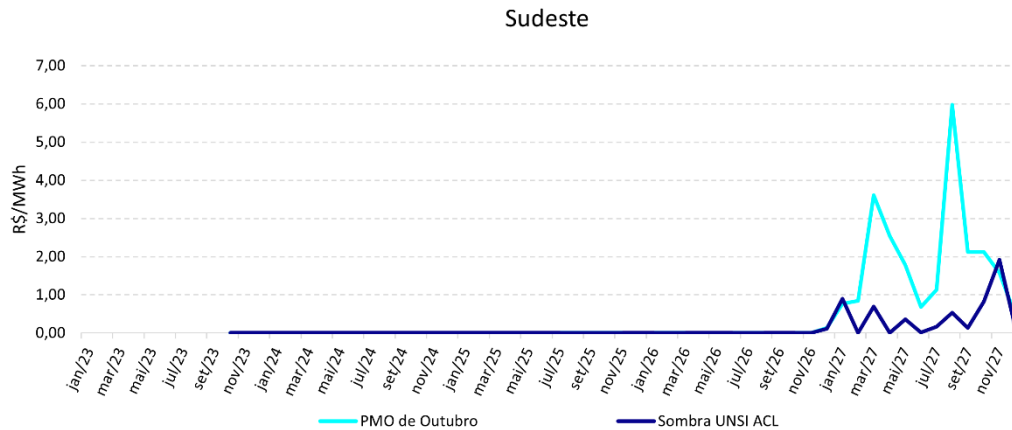
Figura 103 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 103, verifica-se que a baixa inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta na equivalência dos custos marginais de operação. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 0,29 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,04 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 0,25 R\$/MWh no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

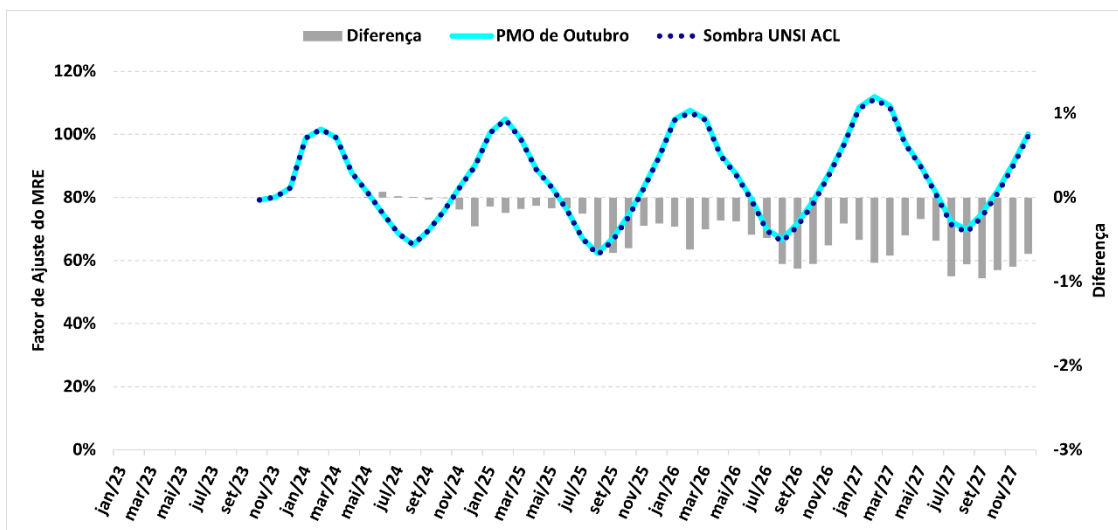
Na Figura 104 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE. Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero até o penúltimo ano do horizonte, alcançando valores máximos próximos a R\$ 2,00/MWh no último ano de estudo.

Figura 104 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 105 é ilustrada a estimativa do Fator de Ajuste do MRE, também denominado de GSF, calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 105 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027



Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -0,4% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadamente, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de

inflexibilidade, conforme verificado na Figura 101. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

4.3.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de outubro de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

Figura 106A Figura 106 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de outubro de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

Figura 106 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Outubro de 2023

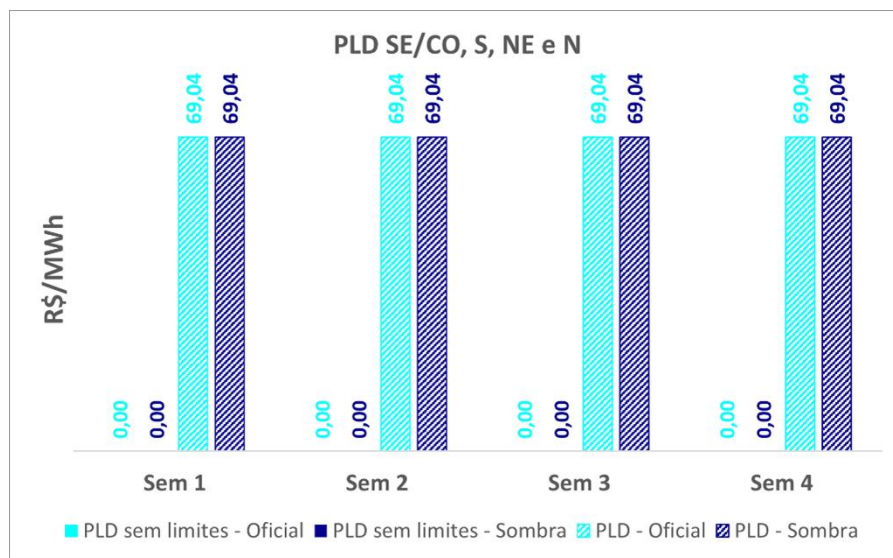
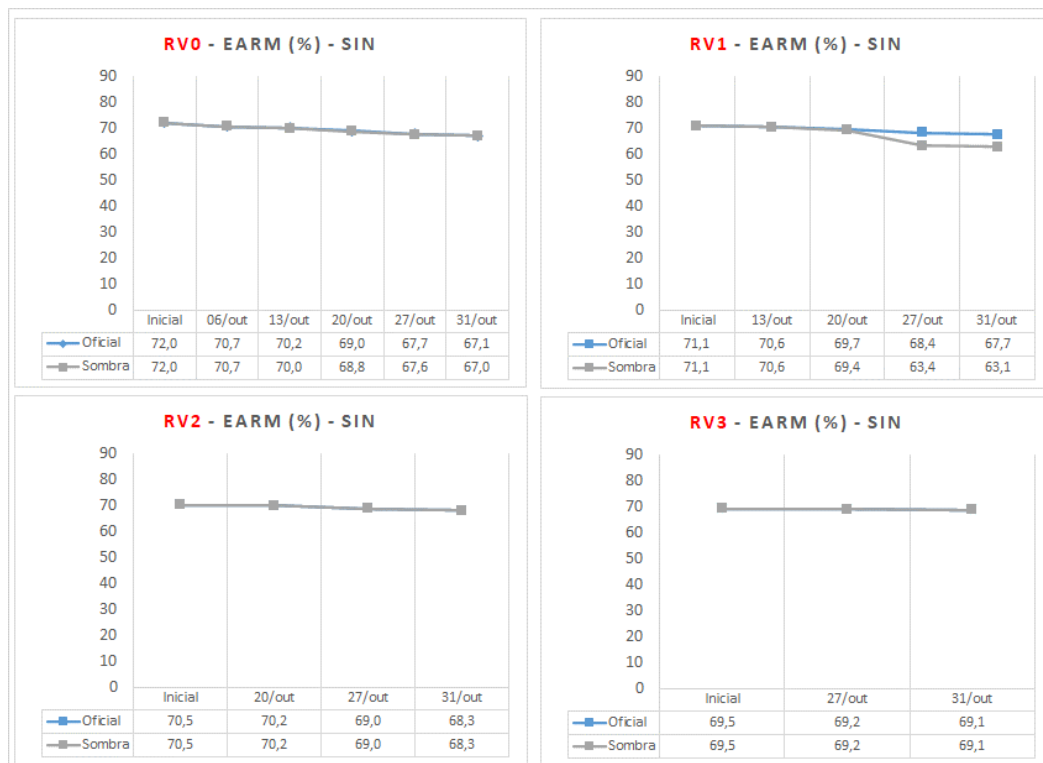


Figura 106Na Figura 106, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EAR_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Outubro de 2023 podem ser vistos na Figura 107. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, sendo

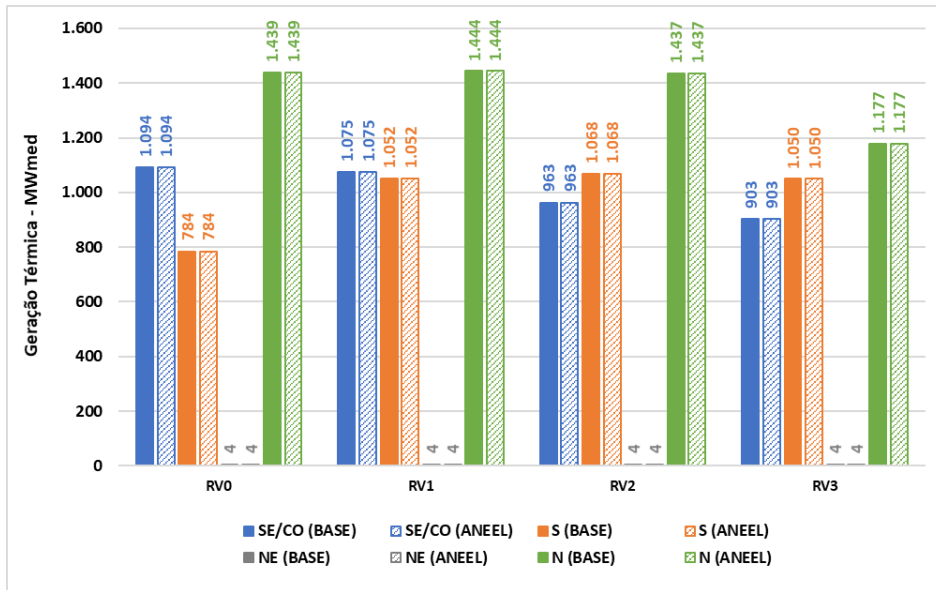
a maior diferença observada no armazenamento previsto para 27/out na RV1 do PMO de Outubro de 2023, no total de 5,0 %EARM_{máx}.

Figura 107 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Outubro de 2023



Na Figura 108, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

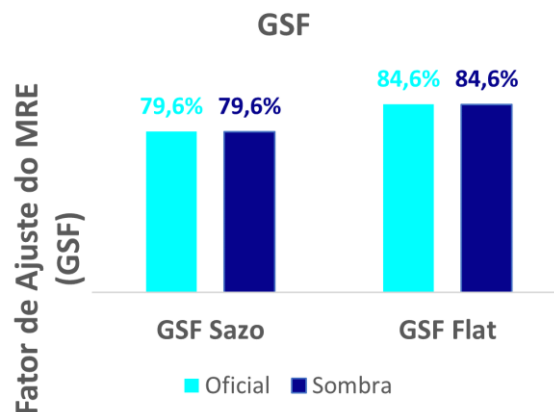
Figura 108 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Outubro de 2023



Na Figura 108, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de outubro.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 109, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de outubro de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 109 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Outubro de 2023



Na Figura 109, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

4.4 Caso de Novembro de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de novembro de 2023.

4.4.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 19, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 1,7 GW a serem incorporados.

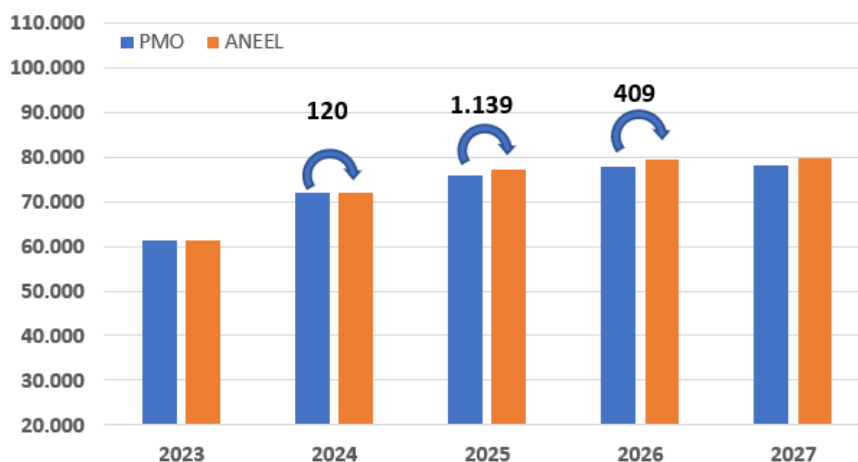
Tabela 19 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Novembro de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	120	300	0	0	420
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	0	9	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	578	400	0	978
	EOL	0	0	261	0	0	261
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	0	9	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	120	878	400	0	1398
	EOL	0	0	261	0	0	261
Total		0	120	1139	409	0	1668

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2025, 1.139 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 1.398 MW no SIN.

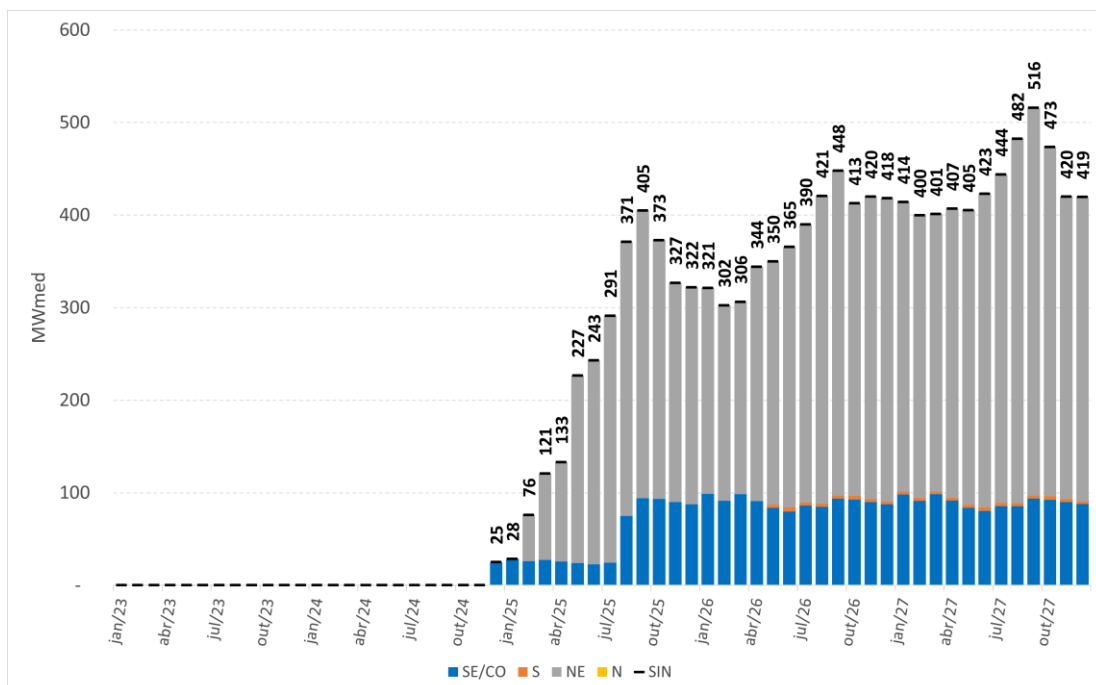
Na Figura 110, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 110 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Novembro de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 111, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

Figura 111 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Novembro de 2023

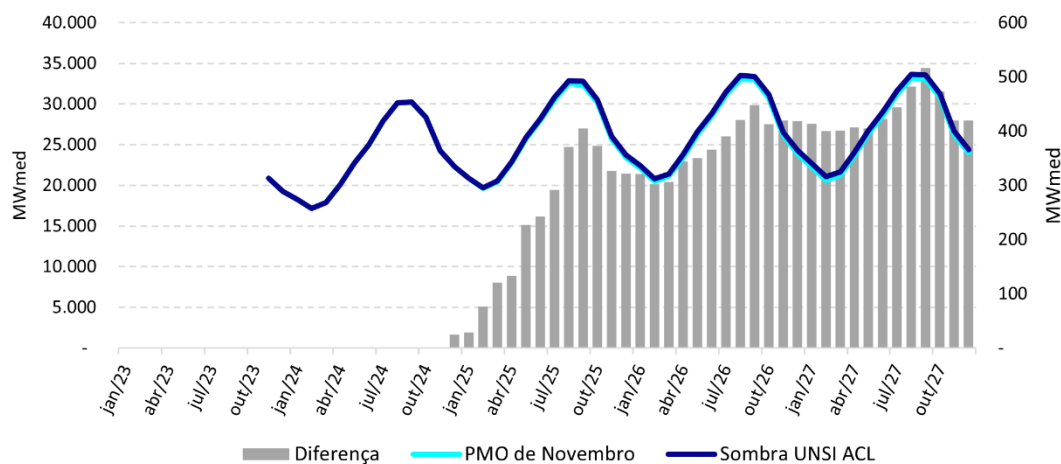


Na Figura 111 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 19, estão localizados no submercado Sudeste/Centro-

Oeste e Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 516 MWmédios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 112, com discretização mensal.

Figura 112 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Novembro de 2023



Na Figura 112, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do terceiro ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de novembro/2023. Dois tipos de análise foram realizados: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries históricas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de novembro de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

4.4.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de novembro de 2023.

4.4.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 20, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de novembro/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

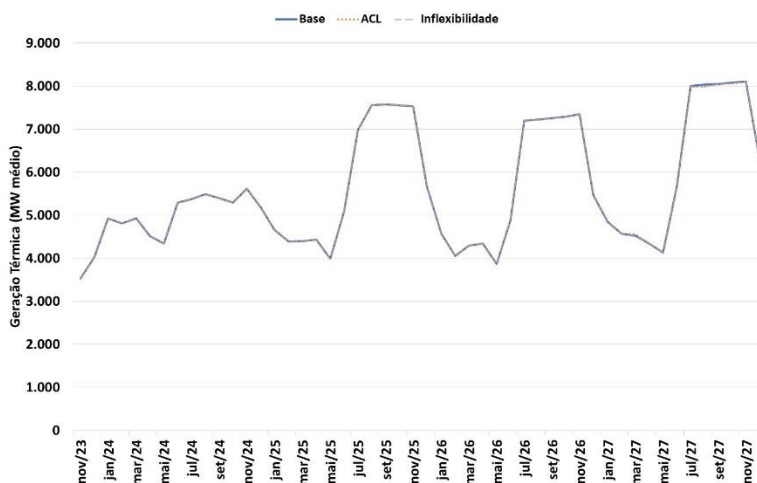
Tabela 20 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	21.019,14
ANEEL	20.970,44
Base - ANEEL	48,70

Na Tabela 20, anterior, verifica-se uma redução no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 49 milhões, que equivale a uma redução de 0,23%.

Na Figura 113, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

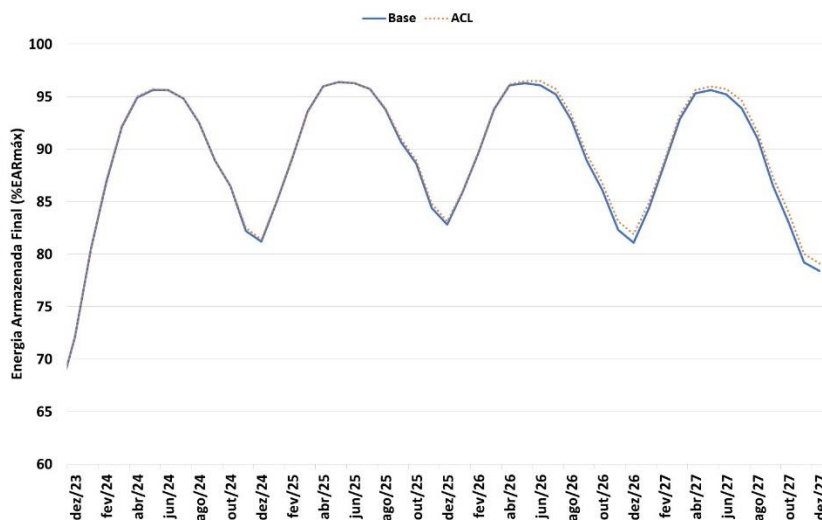
Figura 113 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 113, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 20.

Na Figura 114, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

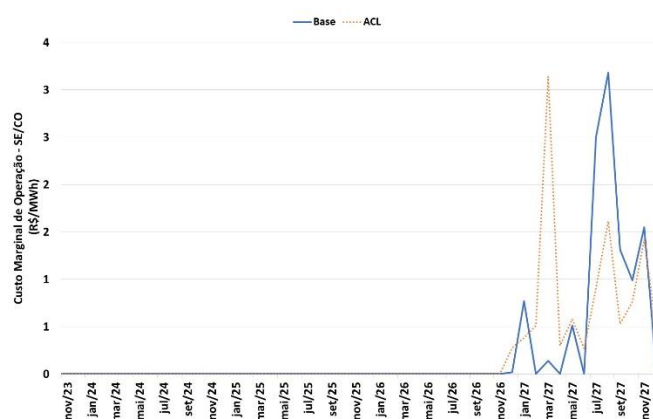
Figura 114 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 114, verifica-se uma estagnação nos níveis de armazenamento. O mês de outubro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 1 ponto percentual.

Na Figura 115, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

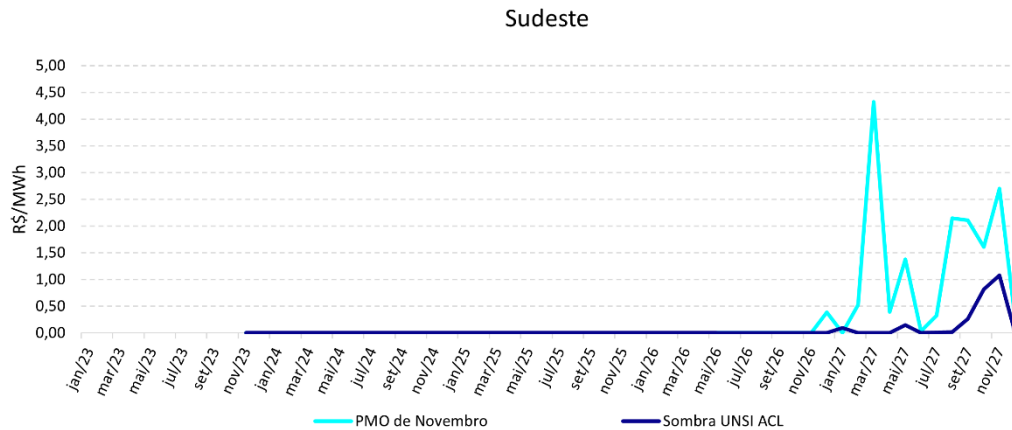
Figura 115 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 115, verifica-se que a baixa inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta na equivalência dos custos marginais de operação. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 0,18 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,18 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração, em termos médios, acaba não impactando no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

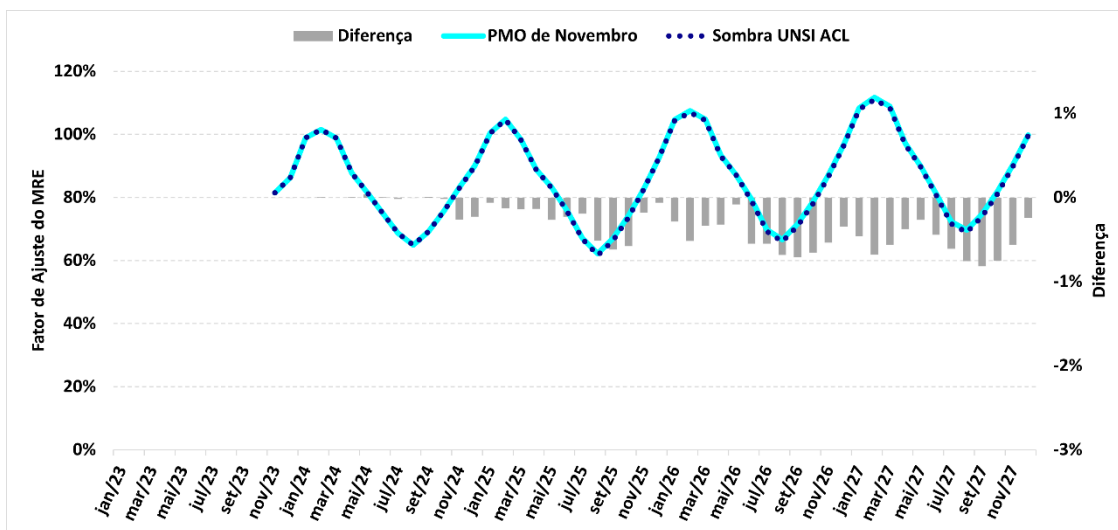
Na Figura 116 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE. Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero durante todo o horizonte de estudo, alcançando valores máximos próximos a R\$ 1,00/MWh nos últimos meses de estudo.

Figura 116 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 117 é ilustrada a estimativa do Fator de Ajuste do MRE, também denominado de GSF, calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 117 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027



Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -0,3% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadamente, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de

inflexibilidade, conforme verificado na Figura 113. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

4.4.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de novembro de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

Figura 118A Figura 118 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de novembro de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

Figura 118 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Novembro de 2023

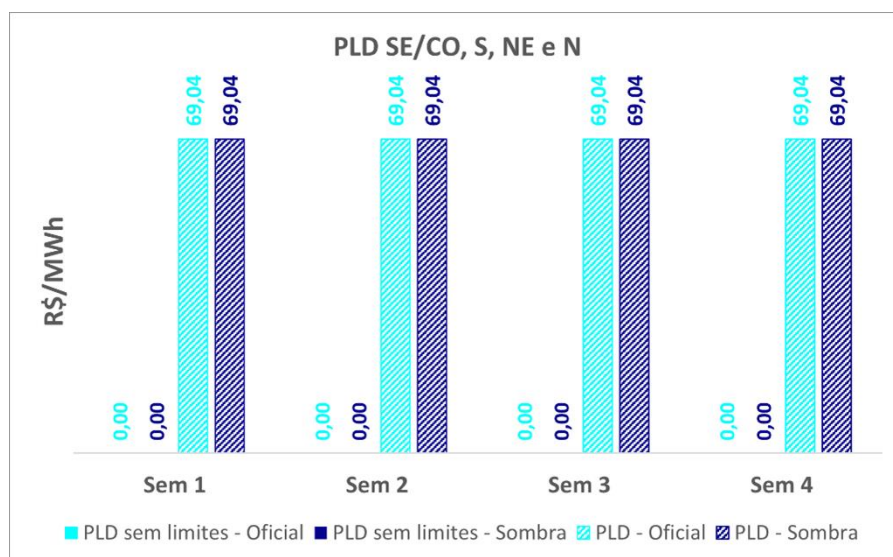


Figura 118 Figura 118, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EAR_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Novembro de 2023 podem ser vistos na Figura 119. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, sendo

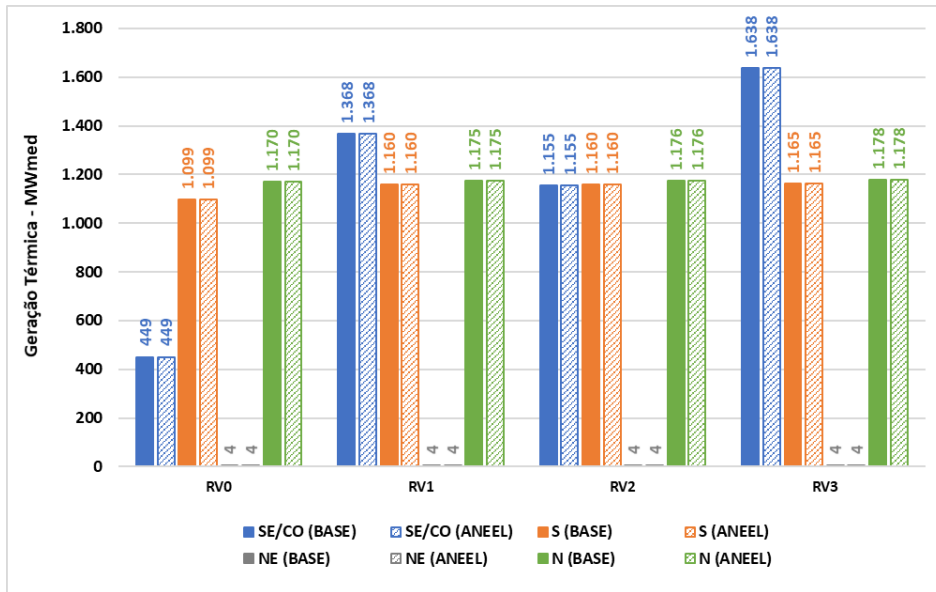
a maior diferença observada no armazenamento previsto para 17/nov na RV0 do PMO de Novembro de 2023, no total de 2,5%EARM_{máx}.

Figura 119 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Novembro de 2023



Na Figura 120, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

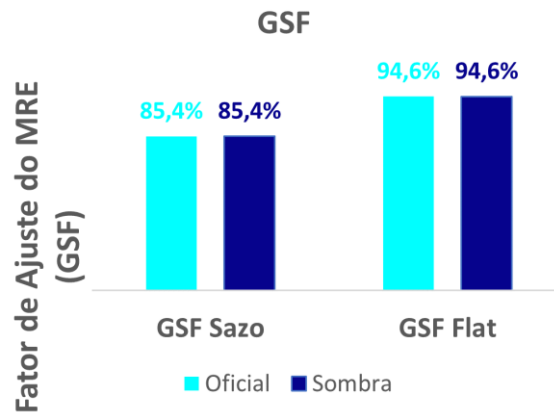
Figura 120 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Novembro de 2023



Na Figura 120, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de novembro.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 121, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de novembro de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 121 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Novembro de 2023



Na Figura 121, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizado quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

4.5 Caso de Dezembro de 2023

Nas próximas seções são apresentados os dados da oferta adicional considerada no Estudo Sombra e os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do mês de dezembro de 2023.

4.5.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Na Tabela 21, a seguir, é apresentado o incremento anual de potência devido a representação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, divididos por tipo de fonte e subsistema, totalizando 1.5 GW a serem incorporados.

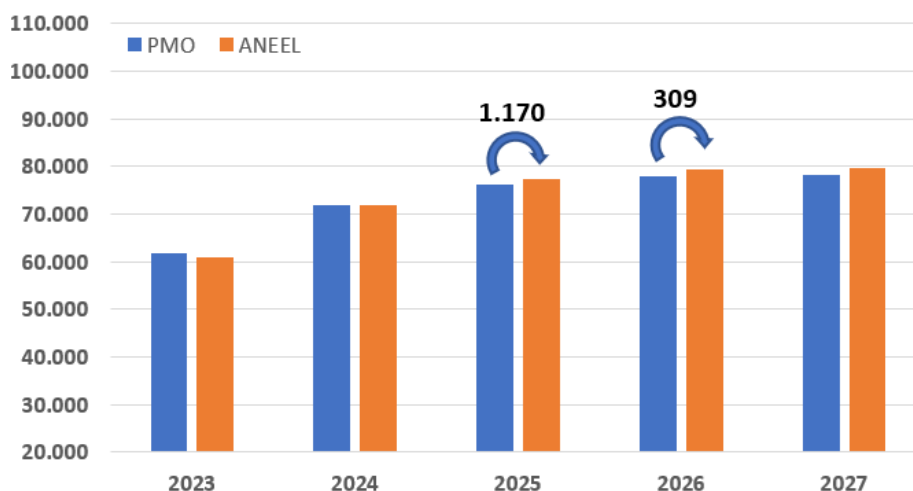
Tabela 21 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Dezembro de 2023

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	420	0	0	420
	EOL	0	0	0	0	0	0
S	PCH	0	0	0	9	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
NE	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	529	300	0	829
	EOL	0	0	221	0	0	221
N	PCH	0	0	0	0	0	0
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	0	0	0	0
	EOL	0	0	0	0	0	0
SIN	PCH	0	0	0	9	0	9
	PCT	0	0	0	0	0	0
	UFV	0	0	949	300	0	1249
	EOL	0	0	221	0	0	221
Total		0	0	1170	309	0	1478

Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2025, 1.170 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 1.249 MW no SIN.

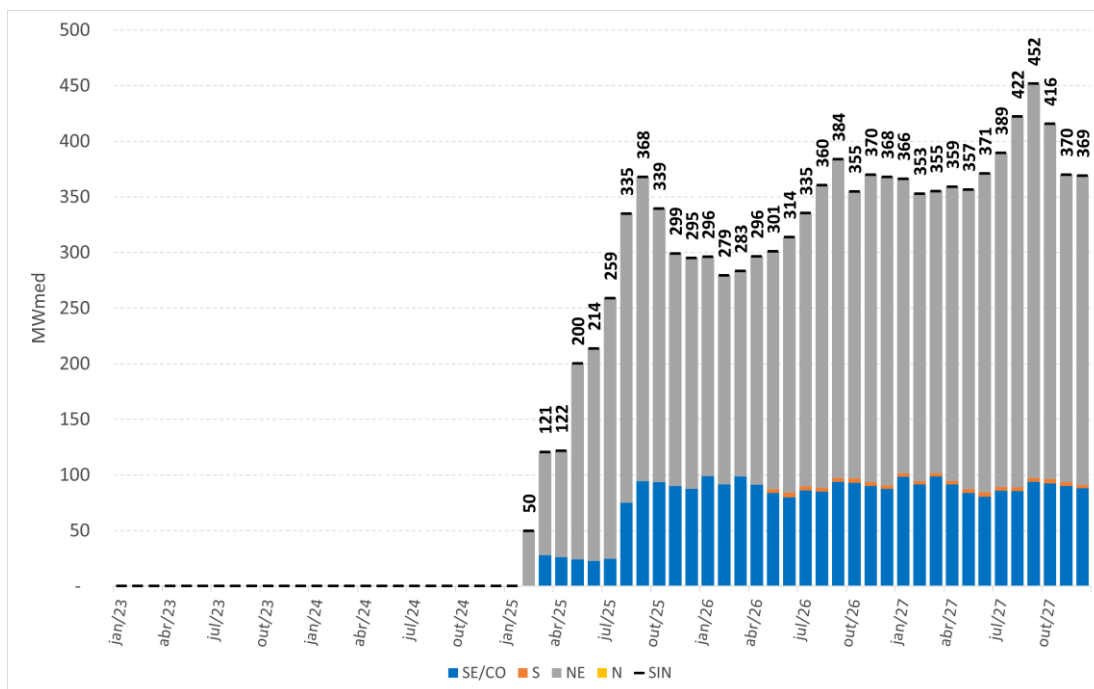
Na Figura 122, a seguir, é apresentada a potência instalada ao final de cada ano já representada no PMO associada as usinas não simuladas individualmente (barras em azul) e os valores resultantes com a incorporação dos empreendimentos do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (barras em laranja).

Figura 122 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Dezembro de 2023



A contribuição energética adicional proveniente do critério proposto é apresentada na Figura 123, a seguir, por submercado e com discretização mensal, a qual foi definida conforme metodologia da REN ANEEL nº 1.032/2022.

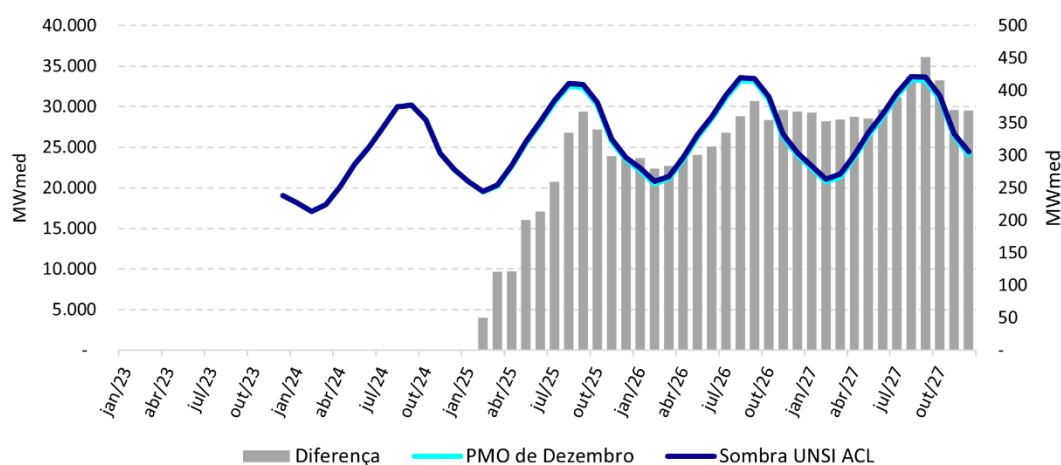
Figura 123 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Dezembro de 2023



Na Figura 123 verifica-se que os maiores incrementos de energia, assim como apresentado na Tabela 21, estão localizados no submercado Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Além disso, o maior incremento ocorre no mês de setembro/2027, correspondente a 452 MW médios.

O montante total do caso base e da contribuição energética adicional é apresentado na Figura 124, com discretização mensal.

Figura 124 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Dezembro de 2023



Na Figura 124, verifica-se que em termos energéticos, o incremento resultante da incorporação das usinas do ACL aumenta ao longo do horizonte de estudo, principalmente a partir do terceiro ano do horizonte.

Foram realizadas avaliações do impacto da incorporação das usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL, tomando como base a configuração do PMO de dezembro/2023. Dois tipos de análise foram realizados: estrutural, na qual se avalia o impacto na evolução temporal de algumas variáveis até dezembro/2027, com base nos resultados da simulação final do modelo NEWAVE com séries históricas de vazões; e conjuntural, na qual é analisado o impacto nos resultados das revisões semanais fornecidas pelo modelo DECOMP.

Resumidamente, foram considerados para este estudo o caso oficial de dezembro de 2023 e o caso considerando a inclusão da oferta adicional de usinas não simuladas individualmente sem obras iniciadas com disponibilidade de energia no ACL, segundo o critério proposto pela ANEEL.

4.5.2 Resultados do Estudo Sombra

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nas análises estrutural e conjuntural referente ao estudo sombra do PMO e Cálculo do PLD de dezembro de 2023.

4.5.2.1 Análise Estrutural

Os resultados da análise estrutural foram obtidos com a simulação final do modelo NEWAVE considerando séries históricas de vazões.

Na Tabela 22, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de dezembro/2023 (Caso Base) e para aquela que incorpora a oferta adicional de usinas do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL (Caso de Sensibilidade ANEEL). É também apresentada a diferença entre os custos dos dois casos.

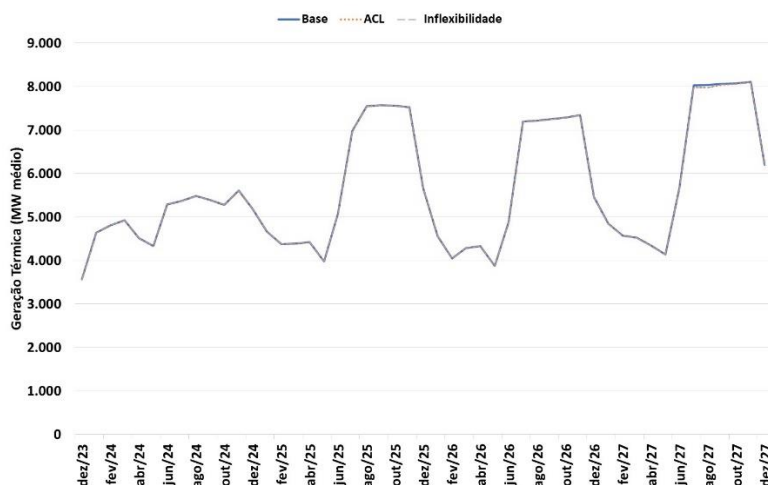
Tabela 22 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	20.756,34
ANEEL	20.771,86
Base - ANEEL	-15,52

Na Tabela 22, anterior, verifica-se um aumento no valor esperado do custo total de operação quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL, de cerca de R\$ 15 milhões, que equivale a um aumento de 0,07%.

Na Figura 125, a seguir, é apresentada a evolução da geração térmica ao longo do horizonte de estudo, tanto para o Caso Base (curva em azul) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (curva pontilhada em laranja). Tais valores equivalem a média das 90 séries históricas simuladas. É apresentado também o nível de inflexibilidade térmica (curva pontilhada em cinza).

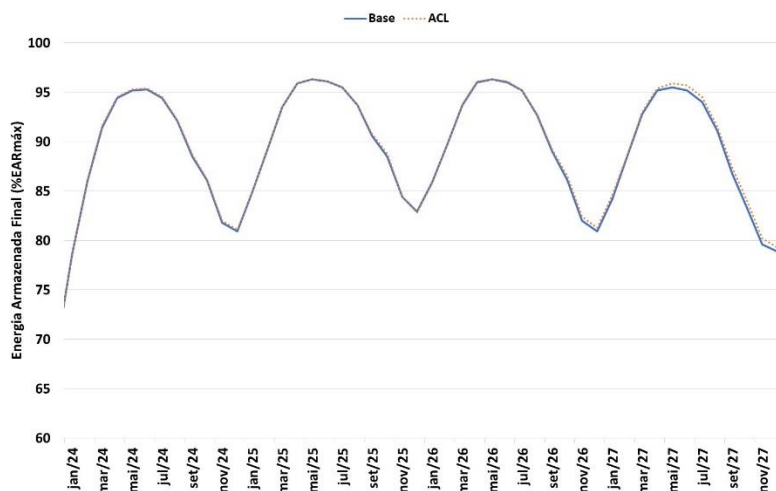
Figura 125 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 125, verifica-se que praticamente ao longo de todo horizonte de simulação a geração térmica se encontra no nível de inflexibilidade ou muito pouco acima. Desta forma não há muito espaço para redução de geração térmica quando se incorpora na configuração a oferta adicional do ACL. Este fato justifica o baixo impacto no valor esperado do custo total de operação apresentado na Tabela 22.

Na Figura 126, é apresentada a evolução do armazenamento do SIN ao longo do horizonte de estudo, em valores médios das séries históricas simuladas, tanto para o Caso Base quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL.

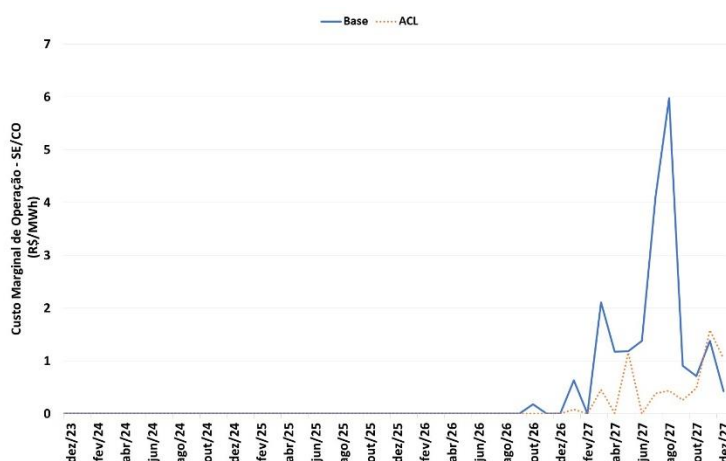
Figura 126 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 126, verifica-se uma estagnação nos níveis de armazenamento. O mês de outubro/2027 é o que apresenta a maior elevação, equivalente a 0,7 ponto percentual.

Na Figura 127, é apresentada a evolução do custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em valores médios das 90 séries históricas simuladas, para os dois casos simulados.

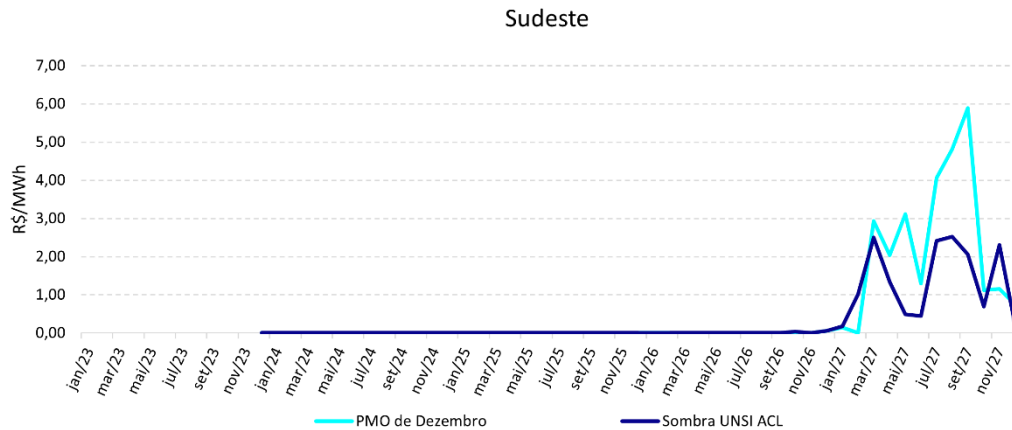
Figura 127 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 127, verifica-se que a baixa inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta na equivalência dos custos marginais de operação. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 0,34 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,01 R\$/MWh, ou seja, em valores médios para o horizonte de janeiro/2023 a dezembro/2027, a incorporação da oferta adicional do ACL na configuração resulta em uma redução de 0,33 R\$/MWh no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

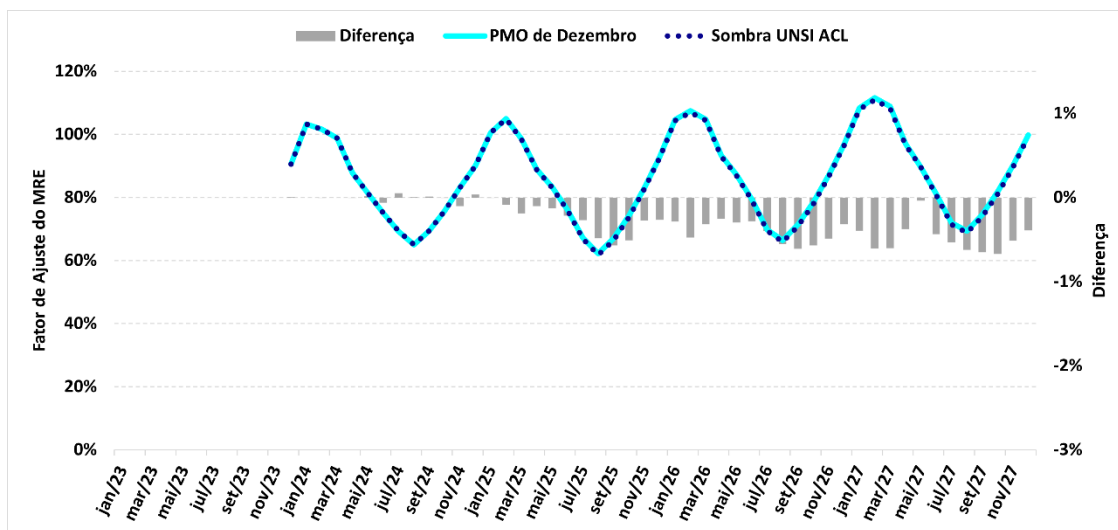
Na Figura 128 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE. Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o critério proposto pela ANEEL, o valor do PLD sem limites permanece próximo a zero até o penúltimo ano do horizonte, alcançando valores máximos próximos a R\$ 2,50/MWh no último ano de estudo.

Figura 128 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027



Na Figura 129 é ilustrada a estimativa do Fator de Ajuste do MRE, também denominado de GSF, calculado para o horizonte de 5 anos com base na média das séries históricas simuladas de geração hidráulica.

Figura 129 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027



Verifica-se que a inclusão da oferta adicional do ACL na configuração resulta em redução de -0,3% na média do GSF para o horizonte. Esse movimento ocorre, pois com o aumento da geração de usinas não simuladas individualizadamente, ocorre a redução da carga líquida observada pelo modelo NEWAVE do caso Sombra, além disso, o despacho termelétrico pouco se altera para ambos os casos, devido aos baixos níveis de CMO e, portanto, permanecendo próximo aos valores de

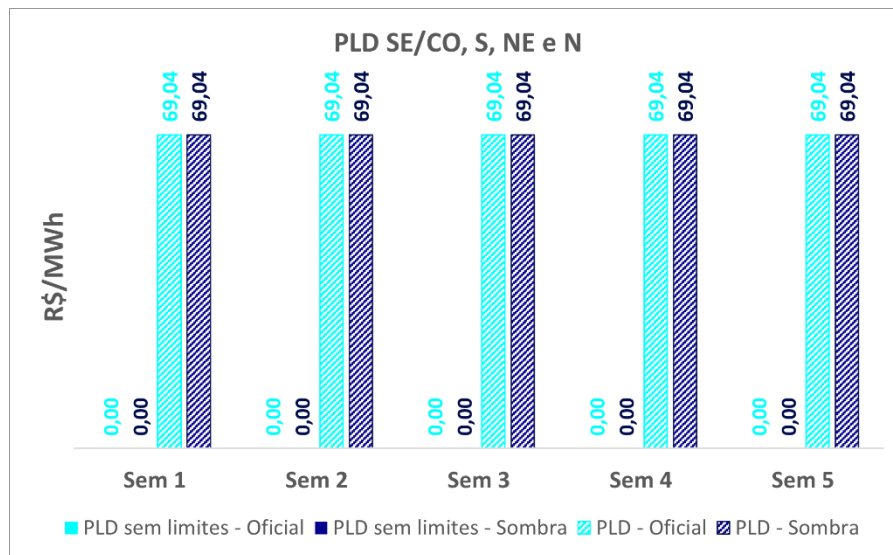
inflexibilidade, conforme verificado na Figura 125. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

4.5.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de dezembro de 2023 não sofreram alterações, permanecendo nulos em todos os patamares de carga e subsistemas das semanas operativas.

A Figura 130 apresenta os valores do PLD para as semanas operativas de dezembro de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimo.

Figura 130 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Dezembro de 2023



Na Figura 130, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

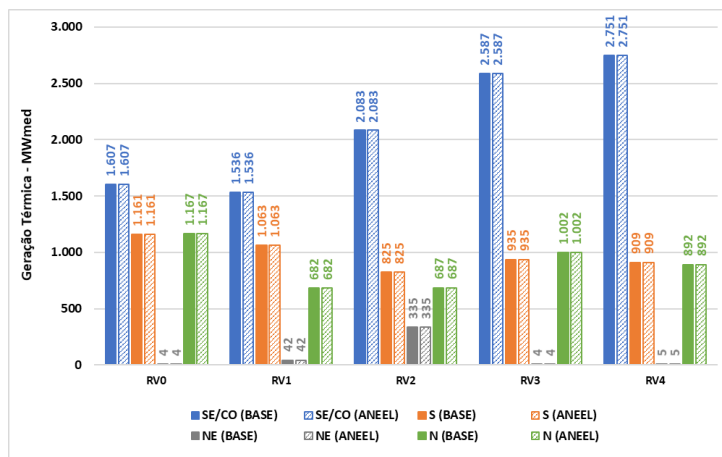
Quanto à Energia Armazenada no SIN (%EAR_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de Dezembro de 2023 podem ser vistos na Figura 131. Não foram observadas mudanças significativas a partir da inclusão das usinas não simuladas individualmente no ACL segundo o critério proposto pela ANEEL.

Figura 131 – Energia Armazenada no SIN (%EARM_{máx}) da Análise Conjuntural de Dezembro de 2023



Na Figura 132, a seguir, é apresentada a geração térmica de cada subsistema fornecida pelo DECOMP para a primeira semana operativa de cada uma das revisões semanais, tanto para o Caso Base (barras em cor sólida) quanto para o Caso de Sensibilidade ANEEL (barras hachuradas).

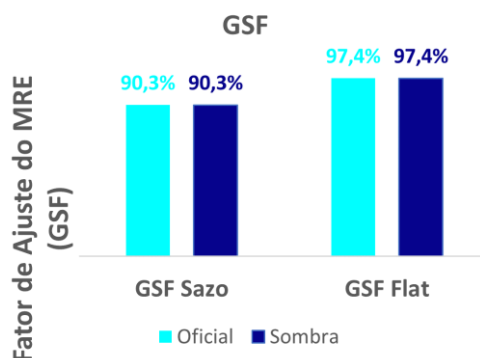
Figura 132 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Dezembro de 2023



Na Figura 132, anterior, verifica-se que a geração térmica despachada não sofreu alterações, permanecendo o despacho por inflexibilidade em todos os subsistemas. Não resultando em expectativa de ESS para o mês de dezembro.

Ainda em relação à análise conjuntural, a Figura 133, mostra a estimativa do GSF, referente ao caso oficial e ao estudo sombra para o mês de dezembro de 2023. A expectativa de geração hidráulica do período foi calculada a partir da indicação fornecida pela simulação dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

Figura 133 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Dezembro de 2023



Na Figura 133, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonal quanto para o GSF Flat, uma vez que o valor do CMO não apresenta alterações, não impactando em alteração do despacho termelétrico e, conseqüentemente, no hidrelétrico. Além disso, as elevações de geração de UNSI não afetam o primeiro mês do estudo.

5 Considerações Finais

Esta Nota Técnica teve por objetivo avaliar os impactos nos resultados das simulações energéticas do SIN, ao se considerar uma oferta adicional de usinas não simuladas individualmente no PMO, associadas a usinas com disponibilidade de energia para o ACL, cujas obras ainda não iniciaram. Ao longo dos meses, a incorporação deste conjunto de usina sofreu alterações de critério proposto pela ANEEL, iniciando com adição de 22,26 GW de capacidade instalada em fevereiro de 2023 com a metodologia inicial e finalizando com acréscimo de 1,5 GW de capacidade instalada em dezembro de 2023.

As simulações tomaram como base os decks do PMO e cálculo do PLD de fevereiro a dezembro de 2023. Foram realizadas análises estruturais históricas, cujo foco foi a evolução temporal de algumas variáveis até o final do horizonte, e análises conjunturais, com foco nos resultados do DECOMP para as semanas operativas.

Os resultados da análise estrutural para a metodologia inicial (até julho/2023) apresentaram redução dos custos marginais de operação, que apesar de não serem perceptíveis no início do horizonte, devido ao cenário hidrológico favorável, se amplificam na medida que se aproxima o final do horizonte de estudo, a medida em que há uma maior incorporação da oferta adicional do ACL na configuração. No entanto, a partir de agosto/2023 as diferenças entre os casos Base e os casos ANEEL são marginais, dado que o acréscimo de capacidade instalada não apresenta impacto significativo nos resultados.

Destaca-se que para níveis mais baixos de CMO, devido a geração termelétrica encontrar-se próxima a inflexibilidade, ocorre um impacto mais significativo na estimativa do GSF, considerando a metodologia inicialmente proposta pela ANEEL, como para a média das séries históricas que apresentou redução de -4,4% do GSF na média do horizonte para o caso de janeiro de 2023. Para a metodologia proposta a partir de agosto/2023, dada a menor quantidade de inserção de geração de UNSI e a manutenção do cenário de CMOs baixos, os impactos no GSF ficaram mais reduzidos em cerca de -0,3% na média do horizonte para o caso de dezembro de 2023.

Os resultados da análise conjuntural mostraram que a incorporação da oferta adicional do ACL, devido ao cenário otimista de aflúências e níveis de reservatórios atuais, não resulta em variações nos valores de CMO e do PLD de todos os subsistemas. Cabe destacar, que em situações menos favoráveis de armazenamento e aflúências, espera-se impactos mais significativos em relação ao incremento de oferta devido a incorporação das usinas do ACL sem obras

iniciadas. Em termos de geração térmica, os resultados também indicam que não houve variação.

O GSF mensal considerando a análise conjuntural também não apresentou alterações, uma vez que as elevações de geração pelas usinas do ACL que não iniciaram as obras ocorrem apenas meses à frente aos 2 primeiros meses do horizonte conjuntural do PMO. Além disso, a geração termelétrica verificada consiste apenas na inflexibilidade, devido aos baixos valores do CMO, não impactando em expectativa de ESS para as simulações realizadas.

Lista de Figuras e Tabelas

Figuras

Figura 1 – Proposta ANEEL de Composição da Oferta de Usinas não Simuladas Individualmente	7
Figura 2 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Fevereiro de 2023	10
Figura 3 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Fevereiro de 2023	10
Figura 4 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Fevereiro de 2023	11
Figura 5 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027	13
Figura 6 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027	14
Figura 7 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027	15
Figura 8 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027	16
Figura 9 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027	16
Figura 10 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de fevereiro de 2023	17
Figura 11 – Energia Armazenada no SIN (%EAR_{máx}) da Análise Conjuntural de Fevereiro de 2023	18
Figura 12 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Fevereiro de 2023	18
Figura 13 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Fevereiro de 2023	19
Figura 14 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Março de 2023	21
Figura 15 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Março de 2023	21
Figura 16 – Contribuição Energética das Usinas Não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Março de 2023	22
Figura 17 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027	24

Figura 18 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027	25
Figura 19 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027	25
Figura 20 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027	26
Figura 21 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027	27
Figura 22 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Março de 2023	28
Figura 23 – Energia Armazenada no SIN (%EAR _{máx}) da Análise Conjuntural de Março de 2023	29
Figura 24 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Março de 2023	30
Figura 25 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Março de 2023	30
Figura 26 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Abril de 2023	33
Figura 27 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Abril de 2023	33
Figura 28 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Abril de 2023	34
Figura 29 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027	36
Figura 30 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027	36
Figura 31 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027	37
Figura 32 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027	38
Figura 33 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027	38
Figura 34 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Abril de 2023	39
Figura 35 – Energia Armazenada no SIN (%EAR _{máx}) da Análise Conjuntural de Abril de 2023	40
Figura 36 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Abril de 2023	40
Figura 37 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Abril de 2023	41
Figura 38 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Maio de 2023	43

Figura 39 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Maio de 2023	43
Figura 40 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Maio de 2023	44
Figura 41 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027	46
Figura 42 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027	46
Figura 43 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027	47
Figura 44 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027	48
Figura 45 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027	48
Figura 46 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Maio de 2023	49
Figura 47 – Energia Armazenada no SIN (%EAR _{máx}) da Análise Conjuntural de Maio de 2023	50
Figura 48 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Maio de 2023	51
Figura 49 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Maio de 2023	51
Figura 50 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Junho de 2023	54
Figura 51 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Junho de 2023	54
Figura 52 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Junho de 2023	55
Figura 53 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027	57
Figura 54 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027	57
Figura 55 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027	58
Figura 56 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027	59
Figura 57 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027	59
Figura 58 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Junho de 2023	60

Figura 59 – Energia Armazenada no SIN (%EAR _{máx}) da Análise Conjuntural de Junho de 2023	61
Figura 60 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Junho de 2023	62
Figura 61 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Junho de 2023	62
Figura 62 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Julho de 2023	65
Figura 63 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Julho de 2023	65
Figura 64 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Julho de 2023	66
Figura 65 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027	68
Figura 66 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027	68
Figura 67 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027	69
Figura 68 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027	70
Figura 69 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027	70
Figura 70 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Julho de 2023	71
Figura 71 – Energia Armazenada no SIN (%EAR _{máx}) da Análise Conjuntural de Julho de 2023	72
Figura 72 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Julho de 2023	73
Figura 73 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Julho de 2023	73
Figura 74 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Agosto de 2023	77
Figura 75 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Agosto de 2023	77
Figura 76 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Agosto de 2023	78
Figura 77 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027	80
Figura 78 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027	80

Figura 79 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027	81
Figura 80 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027	82
Figura 81 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027	82
Figura 82 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Agosto de 2023	83
Figura 83 – Energia Armazenada no SIN (%EAR _{máx}) da Análise Conjuntural de Agosto de 2023	84
Figura 84 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Agosto de 2023	85
Figura 85 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Agosto de 2023	85
Figura 86 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Setembro de 2023	88
Figura 87 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Setembro de 2023	88
Figura 88 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Setembro de 2023	89
Figura 89 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027	91
Figura 90 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027	91
Figura 91 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027	92
Figura 92 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027	93
Figura 93 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027	93
Figura 94 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Setembro de 2023	94
Figura 95 – Energia Armazenada no SIN (%EAR _{máx}) da Análise Conjuntural de Setembro de 2023	95
Figura 96 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Setembro de 2023	96
Figura 97 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Setembro de 2023	96
Figura 98 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Outubro de 2023	98

Figura 99 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Outubro de 2023	98
Figura 100 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Outubro de 2023	99
Figura 101 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027	101
Figura 102 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027	101
Figura 103 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027	102
Figura 104 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027	103
Figura 105 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027	103
Figura 106 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Outubro de 2023	104
Figura 107 – Energia Armazenada no SIN (%EAR _{máx}) da Análise Conjuntural de Outubro de 2023	105
Figura 108 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Outubro de 2023	106
Figura 109 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Outubro de 2023	106
Figura 110 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Novembro de 2023	109
Figura 111 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Novembro de 2023	109
Figura 112 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Novembro de 2023	110
Figura 113 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027	112
Figura 114 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027	112
Figura 115 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027	113
Figura 116 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027	114
Figura 117 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027	114

Figura 118 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Novembro de 2023	115
Figura 119 – Energia Armazenada no SIN (%EARmáx) da Análise Conjuntural de Novembro de 2023	116
Figura 120 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Novembro de 2023	117
Figura 121 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Novembro de 2023	117
Figura 122 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Dezembro de 2023	120
Figura 123 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado no Processo Sombra de Dezembro de 2023	120
Figura 124 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL no Processo Sombra de Dezembro de 2023	121
Figura 125 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027	123
Figura 126 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027	123
Figura 127 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027	124
Figura 129 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027	125
Figura 128 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027	125
Figura 130 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural de Dezembro de 2023	126
Figura 131 – Energia Armazenada no SIN (%EARmáx) da Análise Conjuntural de Dezembro de 2023	127
Figura 132 – Geração Térmica da Análise Conjuntural de Dezembro de 2023	128
Figura 133 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural de Dezembro de 2023	128

Tabelas

Tabela 1 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Fevereiro de 2023	9
Tabela 2 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de fevereiro de 2023 a dezembro de 2027	12
Tabela 3 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Março de 2023	20

Tabela 4 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de março de 2023 a dezembro de 2027	23
Tabela 5 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Abril de 2023	32
Tabela 6 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de abril de 2023 a dezembro de 2027	35
Tabela 7 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Maio de 2023	42
Tabela 8 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de maio de 2023 a dezembro de 2027	45
Tabela 9 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Junho de 2023	53
Tabela 10 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de junho de 2023 a dezembro de 2027	56
Tabela 11 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Julho de 2023	64
Tabela 12 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de julho de 2023 a dezembro de 2027	67
Tabela 13 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Agosto de 2023	76
Tabela 14 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de agosto de 2023 a dezembro de 2027	79
Tabela 15 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Setembro de 2023	87
Tabela 16 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de setembro de 2023 a dezembro de 2027	90
Tabela 17 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Outubro de 2023	97
Tabela 18 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de outubro de 2023 a dezembro de 2027	100
Tabela 19 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Novembro de 2023	108
Tabela 20 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de novembro de 2023 a dezembro de 2027	111
Tabela 21 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW) no Processo Sombra de Dezembro de 2023	119
Tabela 22 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural para o horizonte de dezembro de 2023 a dezembro de 2027	122

NT-ONS DGL 0028-2024 NT CCEE 5610-2024 - AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INCORPORAÇÃO DE USINAS DO ACL S

Código do documento 3f7a6ac7-f2ff-466e-8fa0-0373d3d6b4f5



Assinaturas



ALEXANDRE RAMOS PEIXOTO:60017716691

Certificado Digital

alexandre.ramos@ccee.org.br

Assinou

Eventos do documento

27 Mar 2024, 16:54:40

Documento 3f7a6ac7-f2ff-466e-8fa0-0373d3d6b4f5 **criado** por NATHALIA GONÇALVES DE SOUZA (91c8cc7f-f172-4297-8fb1-01b42bf71efd). Email:cedoc@ccee.org.br. - DATE_ATOM: 2024-03-27T16:54:40-03:00

27 Mar 2024, 16:54:49

Assinaturas **iniciadas** por NATHALIA GONÇALVES DE SOUZA (91c8cc7f-f172-4297-8fb1-01b42bf71efd). Email:cedoc@ccee.org.br. - DATE_ATOM: 2024-03-27T16:54:49-03:00

28 Mar 2024, 17:00:23

ASSINATURA COM CERTIFICADO DIGITAL ICP-BRASIL - ALEXANDRE RAMOS PEIXOTO:60017716691 **Assinou**

Email: alexandre.ramos@ccee.org.br. IP: 179.190.0.169 (179-190-0-169-xdsl-cas.ascenty.com porta: 5662). Dados do Certificado: CN=ALEXANDRE RAMOS PEIXOTO:60017716691, OU=(em branco), OU=RFB e-CPF A1, OU=Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB, OU=01554285000175, OU=VideoConferencia, O=ICP-Brasil, C=BR. - DATE_ATOM: 2024-03-28T17:00:23-03:00

Hash do documento original

(SHA256):f1270b86e651062f0245b50e55b975da4a63f8f30d2aae6d60c8a8f76736d341

(SHA512):fac21952789eacb63e0ba4ae8a259b77dc9dc6566c3f95ed86d56f7dbdc681b1e7496920da0e052fd91b6ba96305308adf76f9627161a0e7684d10b26dae5270

Esse log pertence **única e exclusivamente** aos documentos de HASH acima

Esse documento está assinado e certificado pela D4Sign