



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

JULHO/2023

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

© 2023/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DGL 0068/2023

NT CCEE09470/2023

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA
INCORPORAÇÃO DE USINAS
DO ACL SEM OBRAS
INICIADAS NO PMO E
CÁLCULO DO PLD - JANEIRO
DE 2023**

JULHO/2023

Sumário

1	Objetivo	4
2	Contextualização	5
3	Estudo Sombra do PMO e Cálculo do PLD de Janeiro de 2023	7
3.1	Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra	7
3.2	Resultados do Estudo Sombra	10
3.2.1	Análise Estrutural	10
3.2.2	Análise Conjuntural	14
4	Considerações Finais	18

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), 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. Busca-se, em cumprimento ao Ofício-Circular nº 5/2022/CMSE-MME, prestar transparência ao processo de inclusão dessas usinas nos dados de entrada dos modelos computacionais, bem como respaldar nova apreciação do tema por parte do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, previsto para julho de 2023.

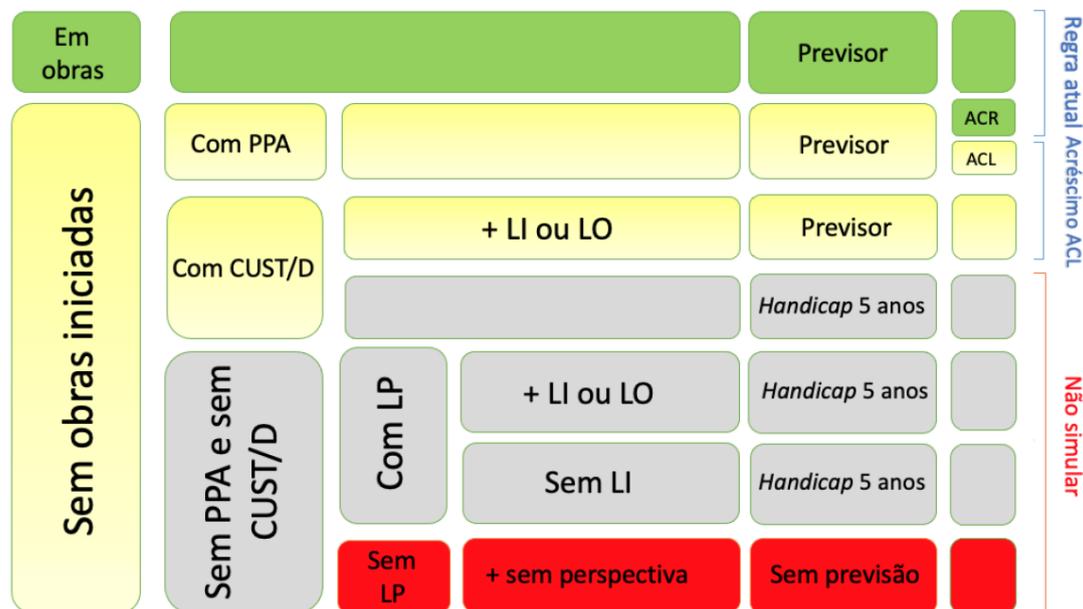
2 Contextualização

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 a incorporação está 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 apresenta a análise das contribuições realizadas e propõe 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, atualmente são representados no PMO apenas os empreendimentos que comercializaram energia no ACR.

Ao considerar a proposta da ANEEL, adiciona-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).

3 Estudo Sombra do PMO e Cálculo do PLD de Janeiro de 2023

O presente capítulo busca apresentar os resultados referente a execução do processo sombra para o PMO e cálculo do PLD referente ao mês de janeiro de 2023.

3.1 Oferta Adicional Considerada no Estudo Sombra

Nas próximas seções são apresentados os resultados obtidos nas análises conjuntural e estrutural, respectivamente, do Estudo de Caso 1.

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 16,65 GW a serem incorporados.

Tabela 1 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW)

		2023	2024	2025	2026	2027	Total
SE/CO	PCH	-	16	-	-	23	39
	PCT	-	-	40	-	35	75
	UFV	-	5.216	3.300	588	25	9.129
	EOL	-	-	-	-	-	-
S	PCH	13	-	9	-	-	22
	PCT	-	-	-	-	-	-
	UFV	-	-	-	-	-	-
	EOL	-	-	-	-	-	-
NE	PCH	-	-	-	-	-	-
	PCT	-	-	-	-	6	6
	UFV	33	3.758	1.438	270	-	5.499
	EOL	-	1.074	614	93	99	1.880
N	PCH	-	-	-	-	-	-
	PCT	-	-	-	-	-	-
	UFV	-	-	-	-	-	-
	EOL	-	-	-	-	-	-
SIN	PCH	13	16	9	-	23	61
	PCT	-	-	40	-	41	81
	UFV	33	8.974	4.739	858	25	14.628
	EOL	-	1.074	614	93	99	1.880
Total		46	10.064	5.401	951	188	16.650

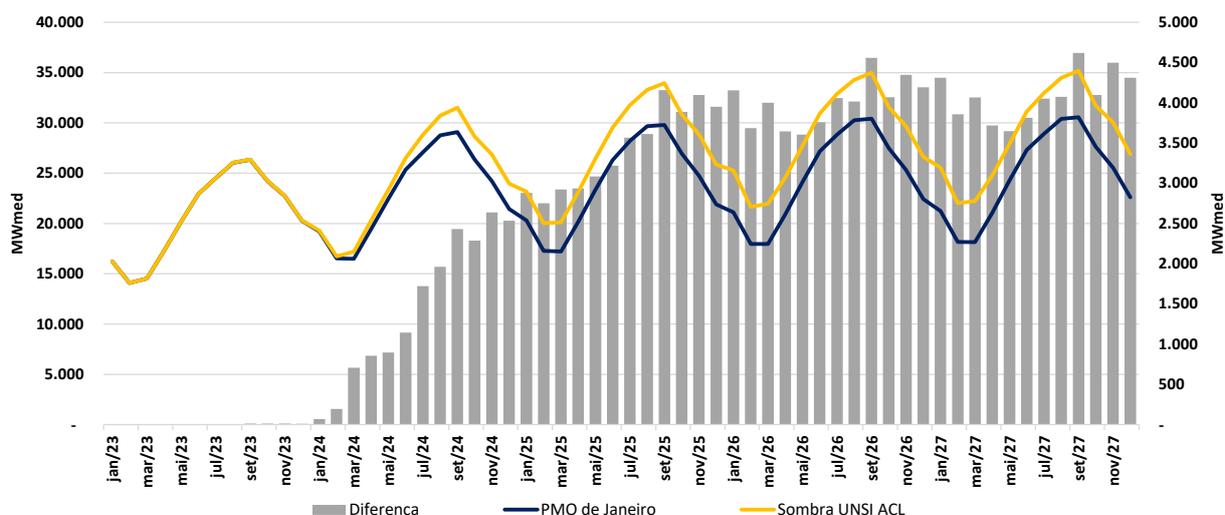
Conforme observado na tabela anterior, o maior incremento anual acontece no ano de 2024, 10.064 MW, sendo a fonte fotovoltaica a que apresenta a maior contribuição, totalizando ao longo dos 5 anos 14.628 MW no SIN.

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

Da 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 4.620 MW médios.

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

Figura 4 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL



Da 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 janeiro/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 janeiro 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 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 janeiro de 2023.

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 2, a seguir, são apresentados os valores esperados dos custos totais de operação, para a configuração oficial do PMO de janeiro/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.

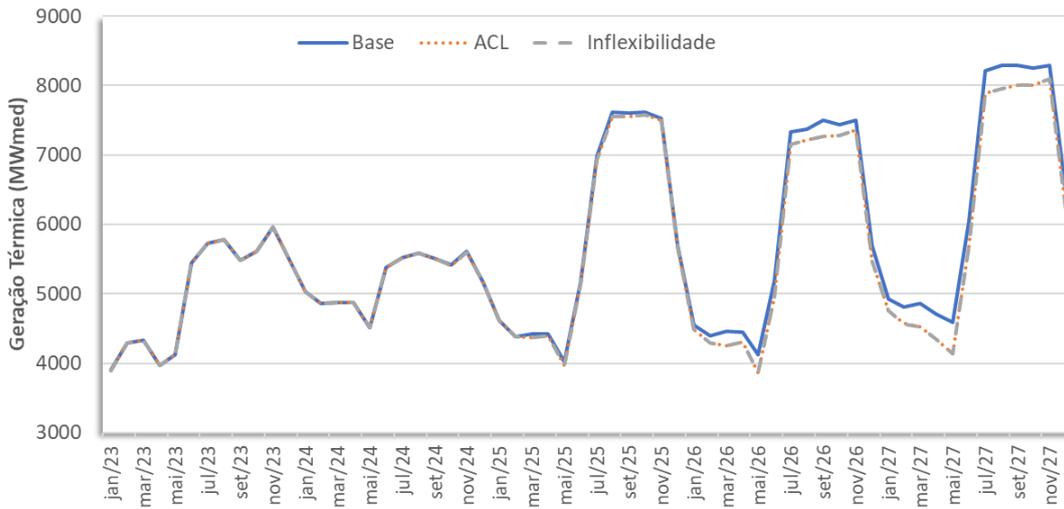
Tabela 2 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural

Custo Total de Operação	R\$ x 10 ⁶
Base	24.833,08
ANEEL	24.430,81
Base - ANEEL	402,27

Da 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\$ 402 milhões, que equivale a uma redução de -1,6%.

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).

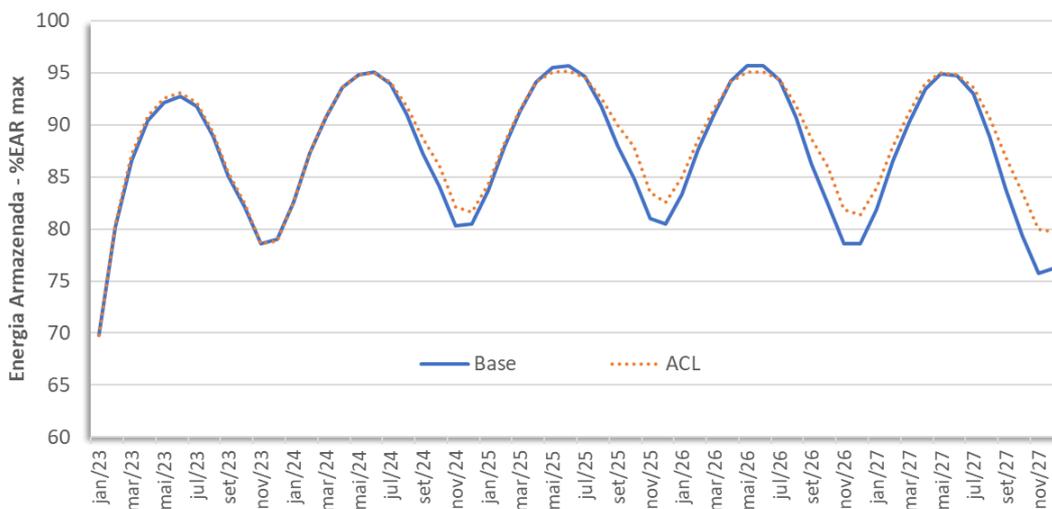
Figura 5 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural



Da Figura 5, 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 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.

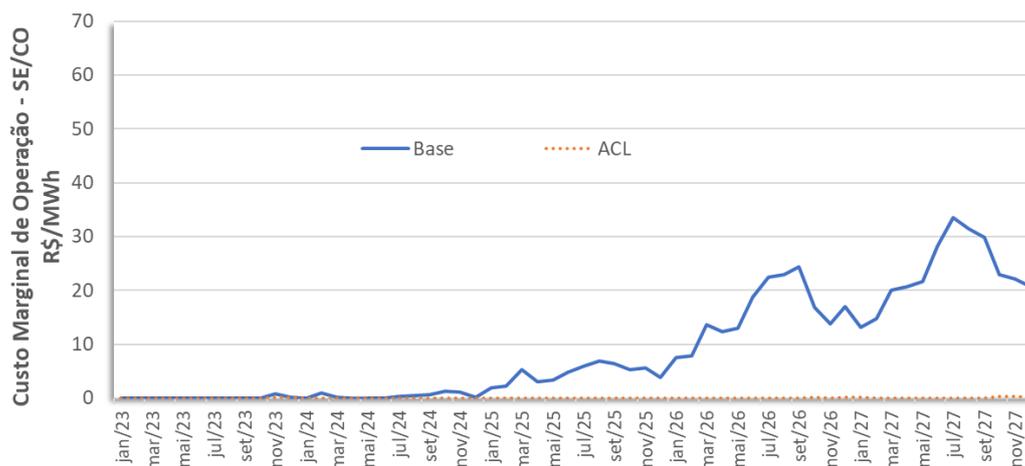
Figura 6 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural



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 4,2 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.

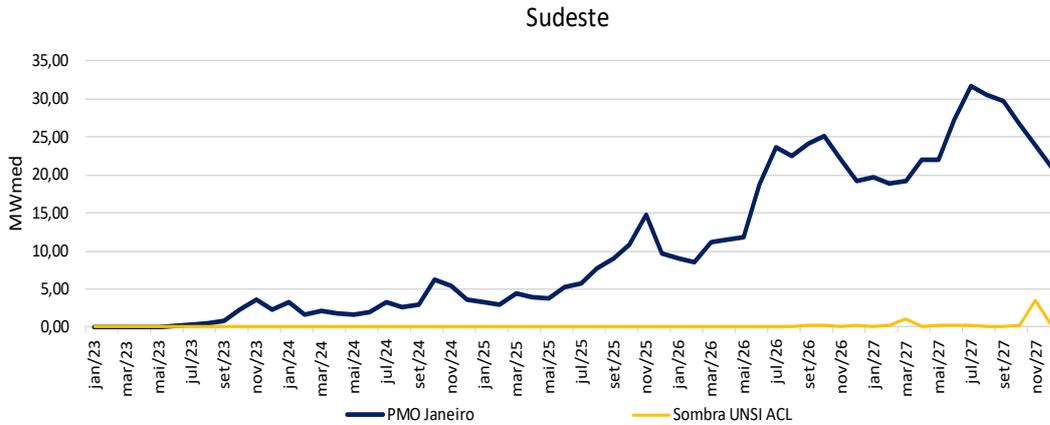
Figura 7 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural



Da 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 33,50 R\$/MWh para 0,00 R\$/MWh. O valor médio da curva em azul ao longo do horizonte de estudo é de 8,82 R\$/MWh, e da curva em laranja é 0,02 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 8,80 R\$/MWh (redução de cerca de 99,7%) no custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste.

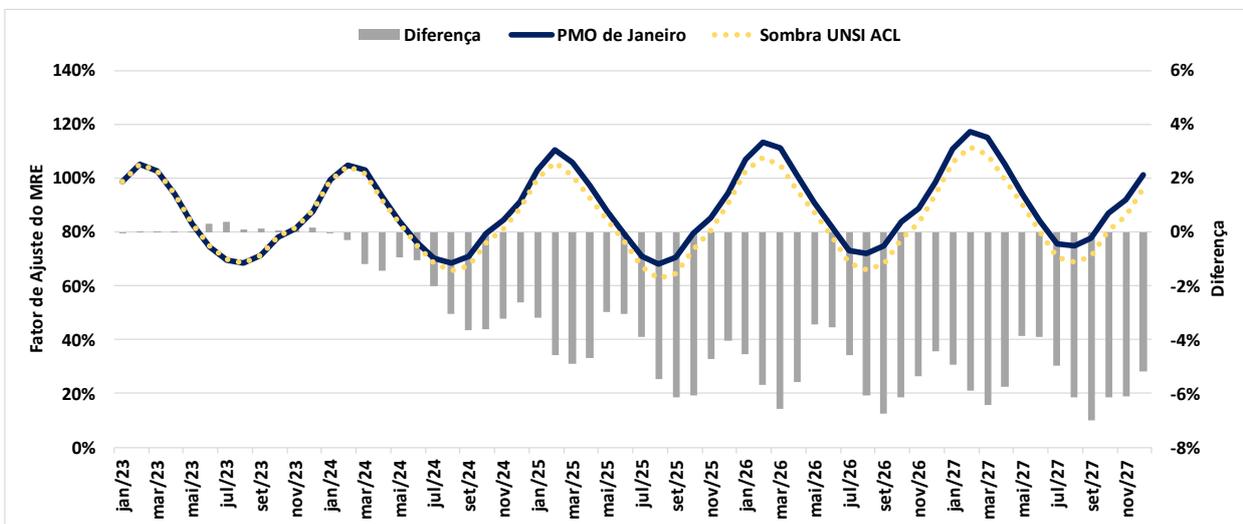
Na Figura 8 apresenta-se a evolução do PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de 2023 a 2027, obtidos através da simulação final das séries históricas do modelo NEWAVE da CCEE. Podemos observar que para o caso que considera a oferta adicional de usinas do ACL sem construção iniciada segundo o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



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

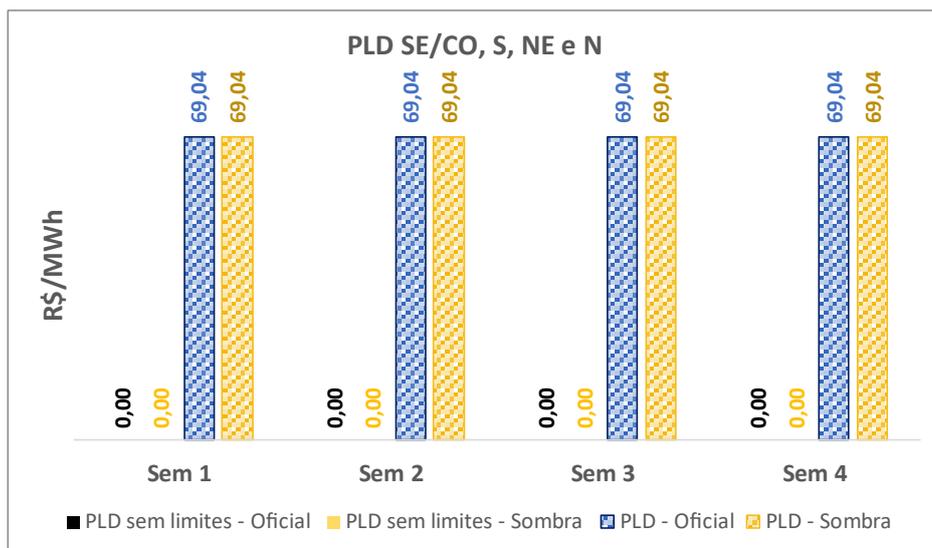
inflexibilidade, conforme verificado na Figura 5. Deste modo, a elevação de geração proveniente de usinas não simuladas individualmente promove a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, a redução do GSF.

3.2.2 Análise Conjuntural

Os custos marginais de operação fornecidos pelo DECOMP de todas as revisões do PMO de Janeiro 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 janeiro de 2023, conforme calculados pelo modelo DECOMP, com e sem a aplicação dos limites regulatórios máximos e mínimos.

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

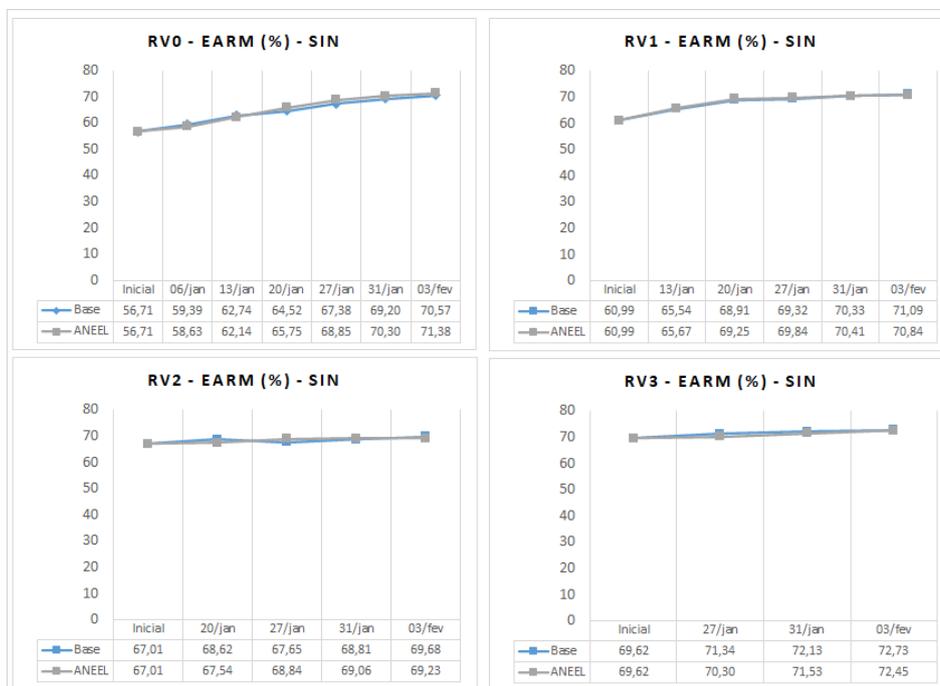


Na Figura 10, observa-se que não houve diferenças dos resultados considerando a incorporação das usinas não simuladas individualmente do ACL segundo o critério proposto pela ANEEL e os resultados oficiais.

Quanto à Energia Armazenada nos Subsistemas (%EAR_{máx}), os valores obtidos para as revisões semanais do PMO de janeiro 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,

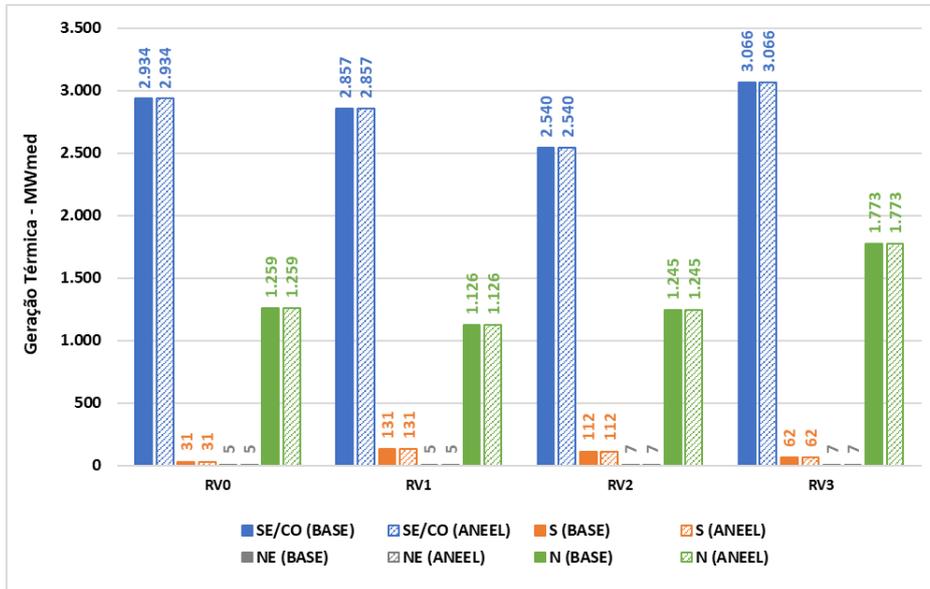
sendo a maior diferença observada no armazenamento previsto para 27/jan na RV0 do PMO de Janeiro de 2023, no total de 1,47 %EARMáx.

Figura 11 – Energia Armazenada nos Subsistemas (%EARMáx) da Análise Conjuntural



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).

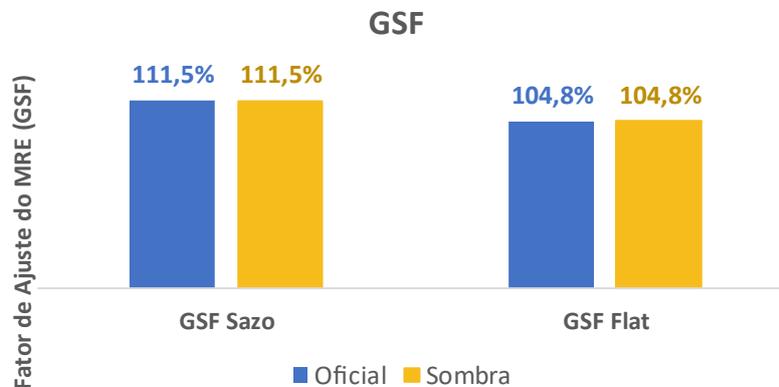
Figura 12 – Geração Térmica da Análise Conjuntural



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

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 janeiro 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



Na Figura 13, anterior, observa-se que não ocorreu diferenças entre o caso oficial e o caso sombra, tanto para o GSF Sazonalizada 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 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. A incorporação deste conjunto de usina se dá segundo critério proposto pela ANEEL, que tomando como base as informações do mês de janeiro de 2023, adiciona-se ao longo do horizonte do PMO cerca de 16,65 GW de capacidade instalada. Em termos energéticos, esta oferta adicional equivale a cerca de 4,6 GW médios no final do horizonte do PMO.

As simulações tomaram como base o deck do PMO e cálculo do PLD de janeiro de 2023. Foram realizadas análises estruturais, cujo foco foi a evolução temporal de algumas variáveis até dezembro de 2027, e análises conjunturais, com foco nos resultados do DECOMP para as semanas operativas.

Os resultados da análise estrutural apresentaram redução dos custos marginais de operação, que apesar de não ser perceptível no início do horizonte, devido ao cenário hidrológico favorável, se amplifica 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.

Por fim, 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, como para a média das séries sintéticas que apresentou redução de -3,4% do GSF.

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.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 1 – Proposta ANEEL de Composição da Oferta de Usinas não Simuladas Individualmente	6
Figura 2 – Potência Instalada das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL	8
Figura 3 – Contribuição Energética da Incorporação dos Empreendimentos do ACL das Usinas não Simuladas por Submercado	8
Figura 4 – Contribuição Energética das Usinas não Simuladas Individualmente Com e Sem a Incorporação dos Empreendimentos do ACL	9
Figura 5 – Geração e Inflexibilidade Térmica da Análise Estrutural	11
Figura 6 – Energia Armazenada no SIN da Análise Estrutural	11
Figura 7 – Custo Marginal de Operação do Sudeste/Centro-Oeste da Análise Estrutural	12
Figura 8 – Estimativa do GSF na Análise Estrutural	13
Figura 9 - PLDs sem e com a aplicação de limites referentes a Análise Conjuntural	14
Figura 10 – Energia Armazenada nos Subsistemas (%EAR _{máx}) da Análise Conjuntural	15
Figura 11 – Geração Térmica da Análise Conjuntural	16
Figura 12 – Estimativa do Fator de Ajuste do MRE Mensal da Análise Conjuntural	16

Tabelas

Tabela 1 – Incremento Anual de Potência dos Empreendimentos do ACL (MW)	7
Tabela 2 – Custos Totais de Operação do Estudo da Análise Estrutural	10
Figura 8 – PLD sem aplicação dos limites para o horizonte de janeiro de 2023 a dezembro de 2027	13

Nota Técnica CCEE - CCEE09470-2023 pdf

Código do documento c84fd37a-c19b-4f28-9199-83b077503658



Assinaturas



TALITA DE OLIVEIRA PORTO:00485029790

Certificado Digital

TALITA.PORTO@CCEE.ORG.BR

Assinou

Eventos do documento

21 Jul 2023, 10:02:27

Documento c84fd37a-c19b-4f28-9199-83b077503658 **criado** por NATHALIA GONÇALVES DE SOUZA (91c8cc7f-f172-4297-8fb1-01b42bf71efd). Email:cedoc@ccee.org.br. - DATE_ATOM: 2023-07-21T10:02:27-03:00

21 Jul 2023, 10:02:35

Assinaturas **iniciadas** por NATHALIA GONÇALVES DE SOUZA (91c8cc7f-f172-4297-8fb1-01b42bf71efd). Email:cedoc@ccee.org.br. - DATE_ATOM: 2023-07-21T10:02:35-03:00

21 Jul 2023, 12:22:16

ASSINATURA COM CERTIFICADO DIGITAL ICP-BRASIL - TALITA DE OLIVEIRA PORTO:00485029790 **Assinou**

Email: TALITA.PORTO@CCEE.ORG.BR. IP: 200.228.200.111 (200.228.200.111 porta: 49078). Dados do Certificado: CN=TALITA DE OLIVEIRA PORTO:00485029790, 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: 2023-07-21T12:22:16-03:00

Hash do documento original

(SHA256):51b49ef146843593c78832bba7fb601236d244d530a7053292359c234f1adca9

(SHA512):eadaafa2618dcd1a8d1c4d1f014cb1437efe82452841bc153ff394ad869ecef6f8a0e4ade0840ddb09ec04d8796637ae206785de5665fb0535a8fc6149d8247c

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

Esse documento está assinado e certificado pela D4Sign