

PARECER TÉCNICO PARA A PRESTAÇÃO DE SERVIÇO ANCILAR

UHE SÃO SIMÃO

© 2022 /ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração sem autorização é proibida.

RT-ONS DPL 0598/2022

EPE-DEE-RE-099/2022-r0

PARECER TÉCNICO PARA A PRESTAÇÃO DE SERVIÇO ANCILAR

UHE SÃO SIMÃO

Parecer Técnico referente a indicação de necessidade para a prestação de serviço ancilar de autorrestabelecimento integral, suporte de potência reativa e controle secundário da frequência.

- UHE São Simão

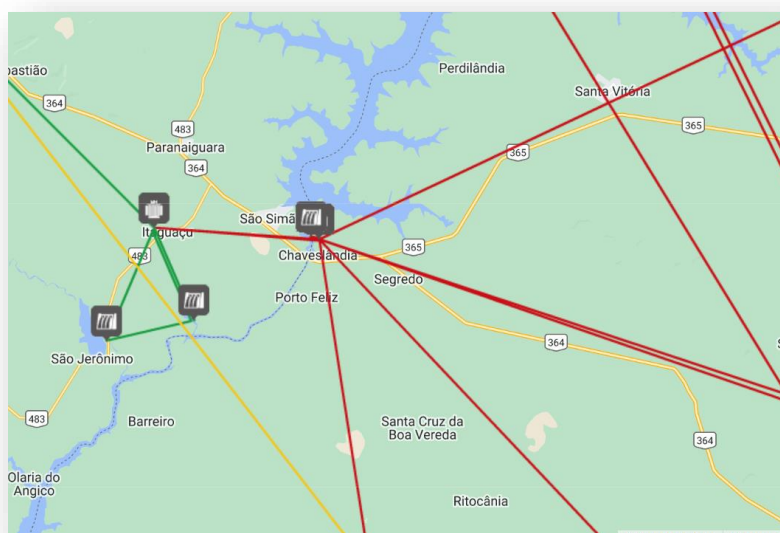
Sumário

1	Introdução	4
2	Objetivo	6
3	Conclusões	7
4	Providências	9
5	Aspectos técnicos do empreendimento	10
6	Critérios e premissas	11
7	Análise técnica	12
7.1	Autorrestabelecimento integral	12
7.2	Suporte de potência reativa	13
7.3	Controle secundário de frequência	20
8	Análise econômica	23
9	Referências	26
10	Anexos	27

1 Introdução

A UHE São Simão, usina hidroelétrica sob a concessão da SPIC Brasil com potência instalada de 1.710 MW, é conectada à Rede Básica através da SE São Simão 500 kV (sob responsabilidade da CEMIG-GT), no estado de Minas Gerais. A figura ilustra a localização eletrogeográfica da UHE São Simão e o seu respectivo ponto de conexão.

Figura 1-1: Localização eletrogeográfica da UHE São Simão



O sistema elétrico nas proximidades geográficas/elétricas da usina é caracterizado pela presença de extensas linhas de transmissão em 500 kV e compõe o sistema receptor da interligação Norte/Sudeste e do corredor de escoamento da geração proveniente do complexo gerador Teles Pires.

Neste sentido, com base nas conclusões que serão apresentadas neste documento, este Parecer avalia e recomenda:

- A operação das unidades geradoras da UHE São Simão como compensadores síncronos viabilizando a prestação de serviço ancilar de suporte de potência reativa.
- A sua capacitação para prestar o serviço de autorrestabelecimento integral viabilizando que esta usina possa iniciar o corredor de recomposição fluente de atendimento às cargas das áreas Itumbiara – Mato Grosso e Itumbiara – Goiás, quando da indisponibilidade da UHE Itumbiara. Haja vista sua localização, será avaliada ainda a

possibilidade de que a UHE São Simão possa ser alternativa também para os corredores fluentes das áreas Marimbondo e/ou Água Vermelha, em caso de indisponibilidade de suas respectivas usinas de autorrestabelecimento.

- A sua integração do Controle Automático da Geração (CAG) através da prestação do serviço ancilar de controle secundário da frequência.

2 Objetivo

Conforme estabelecido pelo Submódulo 3.11 [1] dos Procedimentos de Rede e na Resolução Normativa ANEEL 697/2015 [2], o ONS possui a atribuição de identificar a necessidade de prestação de serviços ancilares de autorrestabelecimento integral, suporte de potência reativa e controle secundário da frequência para novas instalações ou indicar a adequação de instalações já existentes no SIN.

O presente documento possui a finalidade de apresentar o parecer técnico do ONS, com colaboração da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), referente à necessidade sistêmica da prestação dos serviços ancilares pelo empreendimento em análise e indicar as providências que deverão ser tomadas pelos Agentes responsáveis.

3 Conclusões

A seguir são apresentadas as principais conclusões com relação à viabilidade e à necessidade sistêmica para a prestação dos serviços ancilares de autorrestabelecimento integral, suporte de potência reativa e controle secundário da frequência.

Com relação à viabilidade técnica

Conforme informações apresentadas pelo Agente responsável através do ofício [3], a SPIC Brasil realizou consulta ao ONS referente ao interesse sistêmico para a prestação de serviços ancilares de autorrestabelecimento integral, suporte de potência reativa e controle secundário da frequência. Recebendo resposta positiva deste Operador, o Agente incluiu as medidas necessárias no escopo dos serviços de modernização no sentido de não haver restrições de natureza técnica, ambiental ou operativa para a prestação dos serviços ancilares recomendados por este relatório.

Com relação à prestação do serviço de autorrestabelecimento integral

A UHE Simão, como prestadora de serviço ancilar de autorrestabelecimento integral, viabilizará procedimento alternativo para o reestabelecimento das cargas dos Estados do Mato Grosso e Goiás quando de indisponibilidade da UHE Itumbiara.

Haja vista sua localização, será avaliada ainda a possibilidade de que a UHE São Simão possa ser alternativa também para os corredores fluentes das áreas Marimondo e/ou Água Vermelha, em caso de indisponibilidade de suas respectivas usinas de autorrestabelecimento.

Dessa forma, entende-se que a prestação do serviço ancilar de autorrestabelecimento pela UHE São Simão agregaria, de forma estratégica, em segurança, flexibilidade e confiabilidade para o processo de recomposição do SIN, particularmente da Região Centro-Oeste e possivelmente, da Região Sudeste.

Com relação à prestação do serviço de suporte de potência reativa

A operação das unidades geradoras da UHE São Simão como compensadores síncronos representa em benefícios significativos para o SIN, em especial durante o período seco, quando o número de unidades geradoras nas usinas hidroelétricas tende a ser reduzido.

As principais necessidades atendidas através da prestação deste serviço ancilar são:

- Controle de tensão na malha em 500 kV da área MG.
- Possibilidade de acréscimo de 7.048 MW.s de inércia sincronizada ao SIN pelas quatro unidades geradoras, que poderão operar como compensadores síncronos de forma simultânea (1.762 MW.s por unidade geradora).

Destaca-se que a conversão de unidades geradoras da UHE São Simão se mostra como uma solução de mínimo custo global quando comparada a soluções alternativas que desempenhem função semelhante na região.

Com relação à prestação do serviço de controle secundário da frequência

A prestação do serviço de controle secundário da frequência pela UHE São Simão através da sua participação no CAG agregará grandes benefícios para a operação do sistema, que já enfrenta desafios para a alocação da reserva de potência operativa para fazer frente à variabilidade da carga e da geração presente no SIN.

4 Providências

A seguir, estão indicadas as providências a serem tomadas pelos Agentes responsáveis pelas instalações em análise.

A SPIC Brasil

1. Com relação ao serviço de autorrestabelecimento integral, o Agente deverá adequar as instalações e implantar recursos necessários para viabilizar o autorrestabelecimento integral de, ao menos, 2 (duas) das unidades geradoras da UHE São Simão. As especificações técnicas para a prestação deste serviço estão indicadas na seção 7.1 deste relatório.
2. Com relação ao serviço de suporte de potência reativa, o Agente deverá adequar as instalações e implantar recursos necessários para viabilizar a operação como compensadores síncronos das unidades geradoras da UHE São Simão. As especificações técnicas para a prestação deste serviço estão indicadas na seção 7.2 deste relatório.
3. Com relação ao serviço de controle secundário da frequência, o Agente deverá adequar as instalações e implantar recursos necessários para viabilizar a participação das unidades geradoras da UHE São Simão no Controle Automático da Geração (CAG). As especificações técnicas para a prestação deste serviço estão indicadas na seção 7.3 deste relatório.

5 Aspectos técnicos do empreendimento

Através do ofício [3], a SPIC realizou consulta ao ONS com relação ao interesse sistêmico para a prestação dos serviços ancilares de autorrestabelecimento integral, suporte de potência reativa e controle secundário da frequência, aproveitando a oportunidade gerada pelos trabalhos de modernização das instalações ora em curso.

Informou também que a prestação dos serviços de autorrestabelecimento integral e de suporte de potência reativa é viável, a depender da implementação de sistema de ar comprimido para rebaixamento e instalação de grupos geradores diesel, previstos no escopo de modernização da usina.

A única restrição indicada pelo Agente foi com relação ao número máximo de unidades geradoras que poderão operar como compensadores síncronos simultaneamente (que será de cinco unidades das seis disponíveis) devido à limitação de espaço físico para a instalação do sistema de ar comprimido.

Após esclarecimentos prestados pelo Agente em reunião no dia 18/11/2021, a SPIC Brasil declarou a viabilidade e disponibilidade para a prestação de serviços ancilares de autorrestabelecimento integral, suporte de potência reativa (operação de suas unidades como compensadores síncronos) e controle secundário da frequência, não sendo esperadas restrições de natureza operativa ou ambiental.

6 Critérios e premissas

Para os estudos apresentados neste relatório, foram considerados os critérios indicados, respectivamente, pelos seguintes submódulos dos Procedimentos de Rede:

- Submódulo 2.3 “*Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos*”;
- Submódulo 3.11 “*Análise técnica dos serviços ancilares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento integral*”.

7 Análise técnica

Nas seções a seguir serão apresentadas as considerações do ONS com relação à necessidade de prestação de serviços ancilares de autorrestabelecimento integral, suporte de potência reativa e controle secundário da frequência que, conforme indicado pelo Submódulo 3.11 dos Procedimentos de Rede, devem ser prestados pelos Agentes de geração quando caracterizada a sua necessidade sistêmica.

7.1 Autorrestabelecimento integral

Atualmente, em condição de recomposição, as cargas prioritárias dos estados do Mato Grosso e Goiás são restabelecidas através dos corredores de recomposição fluente iniciados a partir da UHE Itumbiara.

Neste sentido, a UHE São Simão, como usina de autorrestabelecimento integral, proporcionará um procedimento alternativo para recomposição das áreas Itumbiara – Mato Grosso e Goiás, na indisponibilidade da UHE Itumbiara, conforme recomendado no item 2.1.7 do SM 3.10. Atualmente, existe um procedimento alternativo para atendimento à Área Itumbiara a partir da UHE Cachoeira Dourada. Todavia, este procedimento alternativo cobre apenas a indisponibilidade do autorrestabelecimento da UHE Itumbiara, sendo ainda necessária a sincronização também de unidades geradoras desta última. Por outro lado, em razão da maior potência nominal das unidades geradoras da UHE São Simão, o procedimento alternativo proposto a partir desta permitirá prescindir do sincronismo de unidades geradoras da UHE Itumbiara, aumentando a flexibilidade e confiabilidade do processo de recomposição à medida que representará uma alternativa à indisponibilidade da própria usina.

Considerando-se sua localização estratégica, devido a sua proximidade elétrica com outras usinas de autorrestabelecimento que são responsáveis por restabelecerem corredores de recomposição fluente, duas delas são a UHE Água Vermelha e a UHE Marimbondo, será avaliada a possibilidade de que a UHE São Simão possa ser alternativa também para as referidas usinas, em caso de indisponibilidade. Desta forma, a UHE São Simão permitirá, de forma alternativa, o restabelecimento dos corredores de recomposição fluentes das áreas Marimbondo e/ou Água Vermelha.

Em adição aos benefícios expostos anteriormente, a atual dificuldade de operacionalização do recurso de autorrestabelecimento nas usinas hidrelétricas mais recentes e a escassa oferta futura de usinas hidrelétricas, que poderiam prestar esse serviço, corroboram para a indicação da prestação do serviço ancilar de autorrestabelecimento integral pela UHE São Simão.

Para tal, serão necessárias adequações nas instalações e implantação de grupos diesel em quantidade suficiente para possibilitar o autorrestabelecimento dos serviços auxiliares, **partindo pelo menos 2 (duas) unidades geradoras da UHE São Simão e garantir a efetivação do corredor de recomposição:**

- Sob a ótica de recomposição, será necessário que os controladores da usina possuam capacidade de operar em modo isolado, isto é, realizando o controle da frequência do corredor de recomposição. Os modelos dos controladores da usina para estudos de estabilidade eletromecânica que serão fornecidos pelo Agente deverão estar aptos a reproduzir tal capacidade para subsidiar a realização dos estudos de recomposição.
- Em caso de parada total prévia, programada ou intempestiva (por atuação de proteções externas) das unidades geradoras da UHE São Simão, não deve haver restrições técnicas e/ ou socioambientais que impeçam a pronta disponibilidade de autorrestabelecimento das unidades geradoras com este recurso, quando requisitadas.
- Para garantir a capacidade de iniciar o corredor de recomposição e prestar efetivamente o serviço de autorrestabelecimento integral, as unidades geradoras com este recurso devem poder operar em vazio e com potência abaixo da potência mínima, pelo menos, durante o tempo de recomposição.

O Agente responsável deverá observar aos procedimentos e requisitos indicados em [5] na ocasião da realização dos testes de autorrestabelecimento para que o serviço possa ser disponibilizado para operação, especialmente ao requisito de que as unidades geradoras que alimentam o serviço auxiliar (sangria) consigam se conectar em barra desenergizada em um tempo máximo total de 30 minutos.

7.2 Suporte de potência reativa

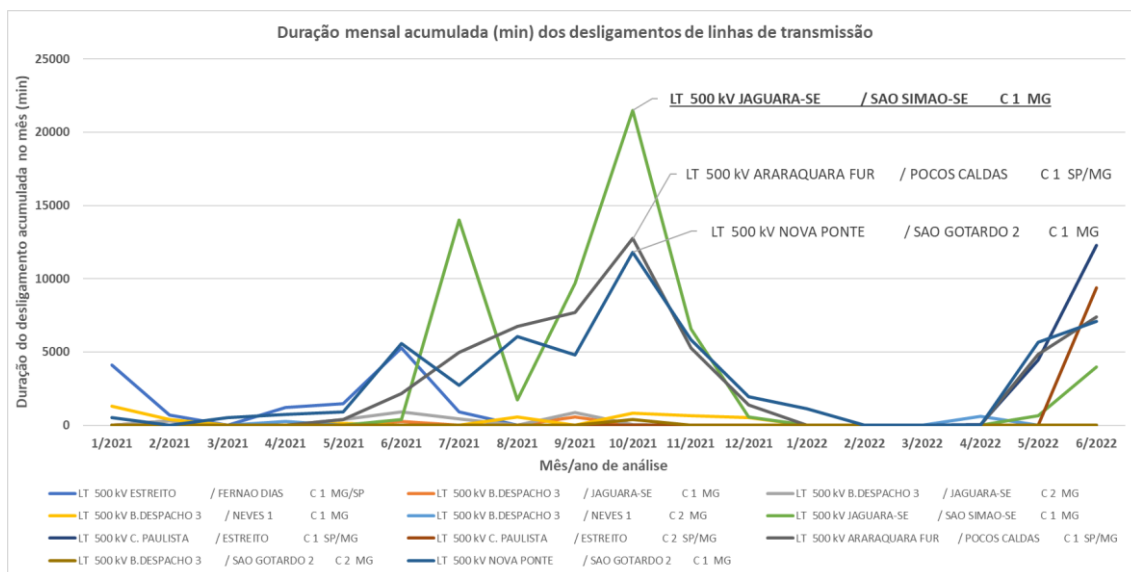
A região de influência da UHE São Simão é caracterizada pela presença de uma densa rede em 500 kV que interliga as usinas dos rios Grande e Paranaíba, além de fazer parte do corredor de escoamento das usinas do rio Teles Pires e das usinas conectadas na subestação de Itaguaçu.

Em função da forte presença de usinas de médio e grande porte, a rede de 500 kV da região conta com adequada regulação de tensão nos patamares de carga pesada e média, independentemente do cenário de intercâmbio regional, porém, nos patamares de carga leve e mínima a capacidade de regulação de tensão tem mostrado deficiências,

evidenciando dificuldades para o controle de tensões elevadas, sobretudo em cenários de hidrologia desfavorável (vide figura no anexo), que podem levar à adoção de medidas de abertura de linhas de transmissão após esgotados todos os demais recursos disponíveis: subexcitação de unidades geradoras e compensadores síncronos, manobra de bancos de capacitores e reatores nas redes de distribuição e transmissão, comutação de tapes em transformadores e regulação de compensadores estáticos de reativos.

O segundo semestre do ano de 2021, assim como o final do primeiro semestre de 2022, foi bastante ilustrativo sob esse aspecto, conforme pode ser observado na figura a seguir:

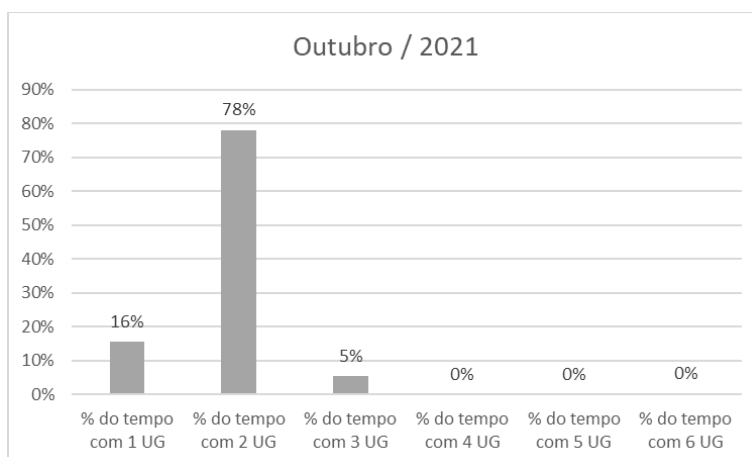
Figura 7-1: Duração mensal acumulada (min) dos desligamentos de linhas de transmissão na região de influência da UHE São Simão



Entre os meses de junho e novembro foi registrado pelo ONS um aumento da quantidade de aberturas de algumas linhas de transmissão para controle de tensão e, por consequência, um aumento do tempo total em que essas linhas de transmissão permaneceram desligadas em um mesmo mês. Na região de influência da UHE São Simão, destaca-se principalmente a LT 500 kV Jaguará – São Simão, cuja duração acumulada no mês de outubro de 2021 foi de 21501 minutos. Esse equipamento está conectado diretamente na subestação de São Simão, local onde esta nota técnica avalia a conversão de unidades geradoras para operação como compensadores síncronos. Outras linhas de transmissão conectadas na região de interesse também merecem destaque: LT 500 kV Nova Ponte – São Gotardo 2 (11817 minutos) e LT 500 kV Araraquara – Poços de Caldas (12750 minutos).

Para o mês de outubro de 2021, onde os dados indicam como sendo o mês no qual as linhas de transmissão permaneceram por mais tempo desligadas, os registros indicam (Figura 7-2) que a UHE São Simão passou 78% do tempo com 2 (duas) unidades geradoras sincronizadas e operando, em termos médios, com -65 Mvar de absorção de potência reativa e com 208 MW de injeção de potência ativa cada uma. Tendo em vista que a potência mínima da faixa de operação das unidades geradoras da UHE São Simão (CD-CT.SE.5SE.01) tem o valor de 185 MW, os resultados apresentados indicam a utilização dessas unidades geradoras operando com despacho de potência ativa próximo do seu limite mínimo (região de cavitação).

Figura 7-2: Quantidade de unidades geradoras x tempo de operação no mês de outubro de 2021



É importante ressaltar que as frequentes aberturas de linhas de transmissão da Rede Básica para controle de tensão em patamares de carga leve e mínima é um tema de grande relevância que vem, há alguns anos, demandando do Operador ações de curto e médio prazos, entre as quais:

- a) Reavaliação quadrimestral das medidas operativas para controle de tensão;
- b) Mudança no critério de carga para a elaboração dos casos de carga leve e mínima a partir do PAR/PEL 2019 (ciclo 2020-2024);
- c) Indicação de equipamentos para o controle de tensão no PAR/PEL 2019 (ciclo 2020-2024);
- d) Criação do critério adicional “P0” de priorização de obras do SIN, o qual foi atribuído aos reforços indicados para controle de tensão na rede básica, visando contribuir para dar maior celeridade ao processo de autorização desses equipamentos, sob responsabilidade da ANEEL;
- e) Proposição de ações que desonerassem os agentes quando de manobras em linhas de transmissão para controle de tensão.

Do conjunto de equipamentos recomendados com a finalidade específica de reduzir as manobras de abertura de linhas de transmissão para controle de tensão nos patamares de carga leve e mínima no subsistema SE/CO, a grande maioria já dispõe de autorização da ANEEL e se encontra em implantação. Com efeito direto sobre a aberturas de linhas relacionadas no parágrafo anterior, destacamos:

- a) SE Marimondo II 500 kV – instalação de um reator de barra 136 Mvar (previsão março de 2023)

- b) SE Bom Despacho 3 500 kV – instalação de um reator de barra 180 Mvar (previsão maio de 2023)
- c) SE Itajubá 3 500 kV - instalação de um reator de barra 180 Mvar (previsão maio de 2023)
- d) SE Araraquara 2 500 kV – instalação de um reator de barra 183 Mvar (previsão maio de 2023)

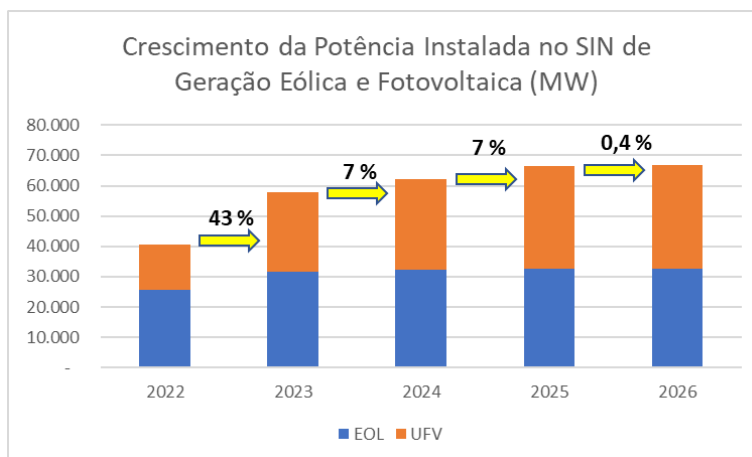
Vale ressaltar que a proposição inicial para a SE Itajubá 3 500 kV eram dois bancos de reatores de barra de -180 Mvar, conforme consta no relatório PAR/PEL 2020-2024 – Volume I – Tomo 2. No entanto, conforme informações fornecidas pelo agente proprietário dessa subestação após a emissão do referido relatório, só será possível a instalação de um banco de reatores, ao invés de dois, por falta de espaço físico.

Além disso, o aumento da participação de usinas eólicas e fotovoltaicas na geração de energia elétrica e consequente redução da inércia em determinados cenários, aliado à necessidade sistêmica de operar com um menor número de máquinas sincronizadas em cenários de hidrologia desfavorável, apresentam-se como um grande desafio para a operação nos próximos anos, do ponto de vista do desempenho dinâmico e de excursão da frequência em situações de contingência, tornando o sistema mais suscetível à atuação dos esquemas regionais de alívio de carga (ERAC) por subfrequência.

O desafio é ainda maior para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde encontra-se a UHE São Simão, uma vez que esse subsistema é um grande importador da energia proveniente das usinas dos Complexos de Teles Pires, Madeira, Belo Monte, Itaipu e das usinas eólicas e fotovoltaicas do Nordeste, além de estar se concretizando como um local de grande expansão de usinas fotovoltaicas, principalmente na região Norte de Minas Gerais.

A Figura 7-3 a seguir, elaborada considerando todas as usinas do SIN com contrato (CUST/D) assinado ou com Parecer de Acesso válido/em andamento junto ao ONS, ilustra esse contexto.

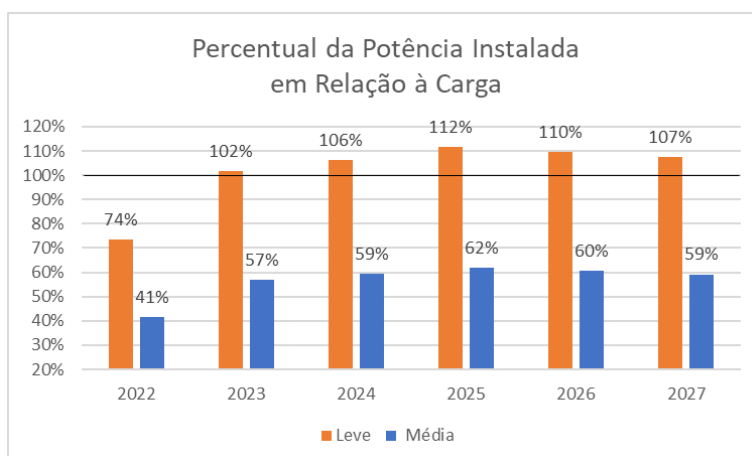
Figura 7-3: Previsão de crescimento da potência instalada no SIN de geração eólica e fotovoltaica (MW)



A expansão cada vez maior das usinas eólicas e fotovoltaicas deve refletir em um aumento da proporção de geração assíncrona atendendo à carga, conforme figura a seguir, acarretando uma possibilidade cada vez maior de cenários operativos com baixa inércia equivalente sincronizada ao sistema, o que pode tornar o sistema mais suscetível à atuação do ERAC.

A Figura 7-4 a seguir ilustra essa possibilidade cada vez maior, notadamente nos casos de carga leve, onde a previsão de potência instalada das eólicas e fotovoltaicas se torna superior à previsão dessa carga no horizonte do PAR/PEL 2022.

Figura 7-4 Percentual de potência instalada eólica e fotovoltaica em relação à carga no horizonte do PAR 2022



Com base nos motivos anteriormente expostos, o ONS entende que fomentar a conversão de usinas para sua operação como compensador

síncrono poderá trazer benefícios sistêmicos, uma vez que essas usinas poderão agregar inércia ao sistema numa condição em que o subsistema da região Sudeste/Centro-Oeste estiver operando com um número reduzido de unidades geradoras sincronizadas, bem como agregar maior segurança ao SIN quando da ocorrência de contingências que provoquem grandes excursões de frequência, além do fato desses equipamentos poderem contribuir com suporte de potência reativa para o controle de tensão, aumentarem os níveis de curto-circuito com efeito na operação dos elos CCAT do Madeira e Xingu-Estreito e proporcionarem maior flexibilidade operativa.

Portanto, a partir da premissa de que (a) mesmo nas condições de hidrologia mais desfavoráveis, no mês de outubro de 2021, a UHE São Simão operou a maior parte do tempo (78%) com 2 (duas) unidades geradoras operando próximas do seu limite mínimo (região de cavitação) absorvendo o equivalente a -130 Mvar (2 x -65 Mvar) e que, ainda assim, observou-se a necessidade de desligamento de linhas de transmissão; (b) que não foi possível a implementação do 2º banco de reatores de -180 Mvar no barramento de 500 kV da SE Itajubá e (c) que, segundo a SPIC, cada unidade geradora convertida para operar como compensador síncrono poderá absorver -300 Mvar, entendemos que, do ponto de vista de controle de tensão, a conversão para operação como compensadores síncronos deverá ser aplicada a pelo menos 2 (duas) unidades geradoras da UHE São Simão.

No entanto, considerando que (a) nas condições atuais de configuração de geração e de carga do sistema são necessárias ao menos 3 (três) unidades geradoras sincronizadas da UHE São Simão para fins de atendimento ao requisito de inércia mínima (IO-CG.BR.01) e (b) que espera-se um aumento da proporção de geração assíncrona atendendo à carga (Figura 7-4), acarretando uma possibilidade cada vez maior de cenários operativos com baixa inércia equivalente sincronizada ao sistema, o que pode tornar o sistema mais suscetível à atuação do ERAC, entendemos que a conversão para operação como compensador síncrono deverá ser aplicada às 4 (quatro) unidades geradoras possíveis da UHE São Simão.

Com essa composição assegura-se o atendimento simultâneo a ambas as premissas, mesmo se uma das unidades geradoras convertidas estiver em manutenção, e espera-se evitar a abertura de linhas de transmissão para controle de tensão na região de influência da usina em patamares de carga reduzida. Ressalta-se que, as indicações desse item deverão ser validadas ao longo dos estudos do PAR/PEL 2022, por ocasião da análise de cenários específicos associados aos patamares de carga leve e mínima, e em função de toda a expansão de transmissão recentemente

recomendada pela EPE para escoamento da geração eólica e fotovoltaica da região Nordeste para as regiões Sudeste/Centro-Oeste.

7.3 Controle secundário de frequência

O CAG desempenha um importante papel para o SIN, permitindo o controle da sua frequência dentro dos limites estabelecidos para a operação em condições normais frente a variações de carga e geração.

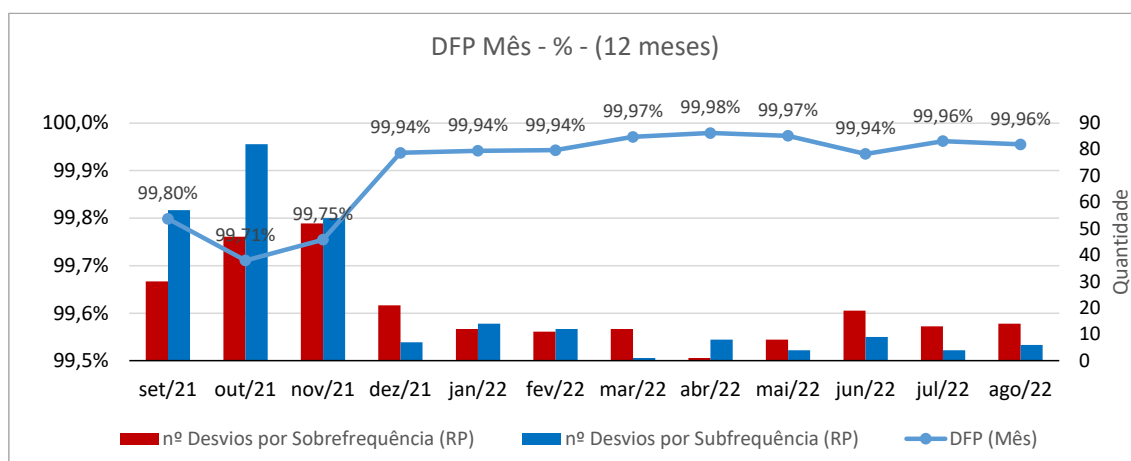
Nos últimos anos, em razão do aumento da participação das fontes renováveis, caracterizadas por não serem despacháveis e intermitentes, tal recurso se torna cada vez mais importante.

Ao mesmo tempo, não se verificou a expansão através de grandes centrais hidroelétricas no SIN que permitam agregar novos recursos ao atual CAG que hoje carece de usinas prestadoras do serviço do controle secundário da frequência, além do fato de que, mesmo as usinas que participam do controle secundário de frequência, enfrentam restrições operativas e ambientais que dificultam a alocação da reserva necessária para fazer frente à atual variabilidade.

A necessidade de novos recursos para prestação deste serviço ancilar tem sido verificada nas etapas da programação diária e da operação em tempo real, onde tem-se encontrado dificuldades para a alocação da reserva necessária nas usinas que hoje participam do CAG. Nos últimos anos, a reserva secundária efetivamente alocada nas usinas disponíveis para o CAG tem sido, em média, da ordem de 40% do valor provisionado, sinalizando que mais usinas devem ser integradas ao CAG.

Como consequência, nas condições mais extremas, tem-se verificado um aumento da quantidade de violações da faixa limite para o controle da frequência do SIN em condições normais de operação ($\pm 0,1$ Hz). As dificuldades se tornam ainda maiores nos períodos de baixas vazões (agosto a novembro), quando se opera com menos unidades geradoras hidráulicas sincronizadas, conforme mostra a Figura 7-5.

Figura 7-5 Indicador de Desempenho da Frequência em Regime Permanente – DFP (*)



(*) DFP é o percentual dos intervalos de 1 minuto do período em que a integral da frequência permaneceu dentro da faixa normal operativa ($\pm 0,1$ Hz).

Neste contexto, a UHE São Simão se mostra como ótima candidata como prestadora de serviço ancilar de controle secundário da frequência, participando do CAG, devido às suas características e à sua localização eletrogeográfica:

- Usina de grande porte, com capacidade de geração de 1.710 MW distribuídos em seis unidades geradoras.
- A UHE possui reservatório, permitindo a alocação da reserva operativa e a modulação da potência gerada, preservando a otimização energética do sistema.
- Não foram declaradas pelo Agente responsável restrições operativas e/ou ambientais que restrinjam a capacidade de modulação da potência gerada pela usina.
- Não existem restrições elétricas associadas ao sistema de transmissão onde está conectada que restrinjam a modulação da sua potência gerada.

No sentido de atender às necessidades indicadas acima, a inclusão da UHE São Simão no CAG representa um recurso importante para agregar flexibilidade à operação do SIN e maior segurança, considerando a maior variabilidade enfrentada atualmente como consequência do aumento da participação de fontes renováveis e não despacháveis. A faixa operativa disponibilizada pelas unidades geradoras será de, pelo menos, 60 MW para cada unidade (totalizando 360 MW na UHE São Simão), considerando a pior condição de queda.

A UHE São Simão deverá se integrar ao CAG respondendo aos comandos de elevação e redução da sua potência gerada emitidos pelo COSR-SE

atendendo aos requisitos estabelecidos pelo Submódulo 2.12 dos Procedimentos de Rede [6].

8 Análise econômica

Tendo em vista as particularidades envolvidas na conversão de unidades geradoras, que podem prover serviços de transmissão, para a análise econômica, foram comparados os custos totais de cada uma das alternativas, buscando incorporar as parcelas de investimento, operação, manutenção e perdas.

Para fins de avaliação da comparação foram consideradas soluções para atender exclusivamente a necessidade de potência reativa caracterizada para solucionar as dificuldades de controle de tensão registradas na seção 7.2. Os outros benefícios obtidos pela operação das UG como compensadores síncronos (inércia, potência de curto-circuito, resposta dinâmica, por exemplo) não foram considerados nesta avaliação.

Na comparação de custos foram elaboradas duas alternativas adicionais, de desempenho elétrico semelhante, para solucionar as sobretensões identificadas na região, compatíveis com a potência total equivalente à avaliada para a usina.

- **Alternativa 1:** Conversão de quatro unidades geradoras da UHE São Simão para operação como Compensadores Síncronos;
- **Alternativa 2:** Implantação de seis reatores de barra de 136 Mvar e adequações em subestações;
- **Alternativa 3:** Implantação de três compensadores síncronos de (-300/+300) Mvar.

Tabela 8-1: Parâmetros e premissas da análise econômica

Parâmetro	Valor
Taxa de Desconto (a.a.)	8%
Investimento Conversão Máquinas (R\$ Milhões) - Proporcional	20,93
Potência de absorção por máquina (Mvar)	300
Potência de absorção máxima da usina (Mvar)	900
Duração Total (h) do Mvar em uso/Ano	358,35
Geração reativa total (Mvarh/Ano)	322515
Tarifa Serviços Ancilares (R\$/Mvarh)	8,41
O&M interna à RAP	2%
CME (R\$/MW)	196,05
Perdas de um Compensador Síncrono	1,3%
Perdas de uma máquina convertida para operação com CS	1,5%

Destaca-se que foi considerada apenas a utilização de unidades geradoras como compensadores síncronos que estão fora de operação

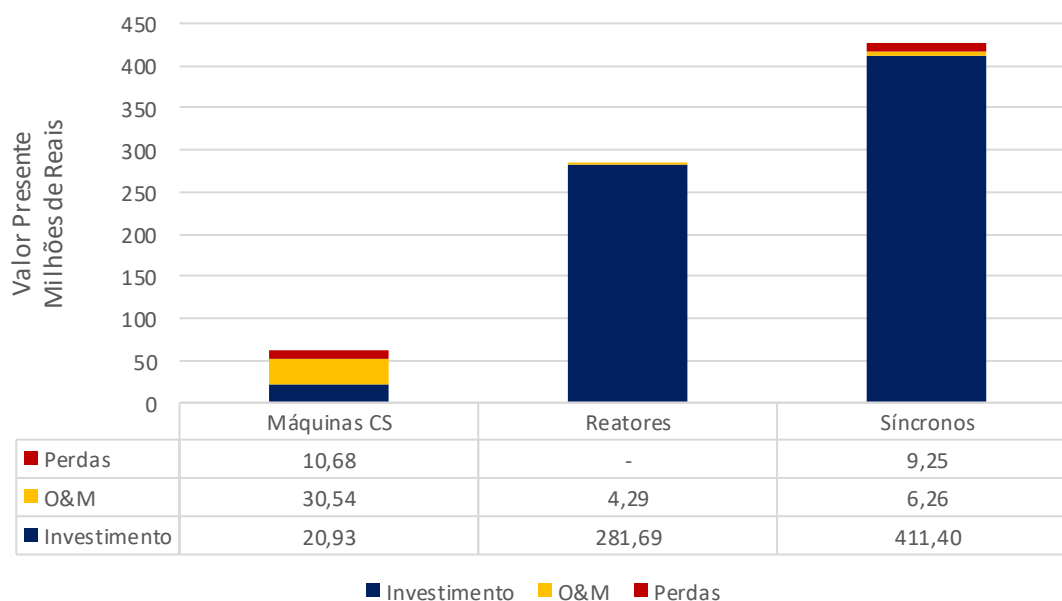
por razões energéticas durante os cenários de carga leve e mínima (Duração Total em horas do Mvar em uso/Ano). Neste sentido, o acionamento destas UG para a prestação do serviço de suporte de potência reativa por necessidade sistêmica não resulta em custos de oportunidade pois não impacta no *unit-commitment* da usina e, conseqüentemente, no seu ponto de operação ótimo.

Tendo em vista as características distintas dos ativos em sua forma de remuneração, na qual a conversão das máquinas como um ativo de geração estaria sujeita a um investimento a ser ressarcido via ESS e uma remuneração adicional, via tarifa de serviços ancilares, para cobertura dos custos adicionais e os reatores e síncronos estariam sujeitos a uma RAP, que já conta com todos os custos (CAPEX e OPEX), foram estabelecidos fluxos de caixa para cada uma das alternativas durante um período de 30 anos e realizada uma avaliação de custos a valor presente.

As estimativas de RAP para os equipamentos de transmissão avaliados foram obtidas a partir de autorizações e licitações de equipamentos similares na região. Para os reatores considerou-se uma RAP proporcional à estabelecida em [7]. Para os compensadores síncronos considerou-se a RAP do preponente vencedor do Lote 4, composto por três Síncronos de -300/+300 Mvar na SE Estreito, do leilão de transmissão 002/2021.

A Figura 8-2 sintetiza os resultados obtidos, com os custos de investimento total das alternativas em valor presente, os custos estimados em O&M e as perdas elétricas adicionais, valoradas a um CME de R\$196,05 R\$/MW.

Figura 8-2 Custos totais de cada uma das alternativas avaliadas

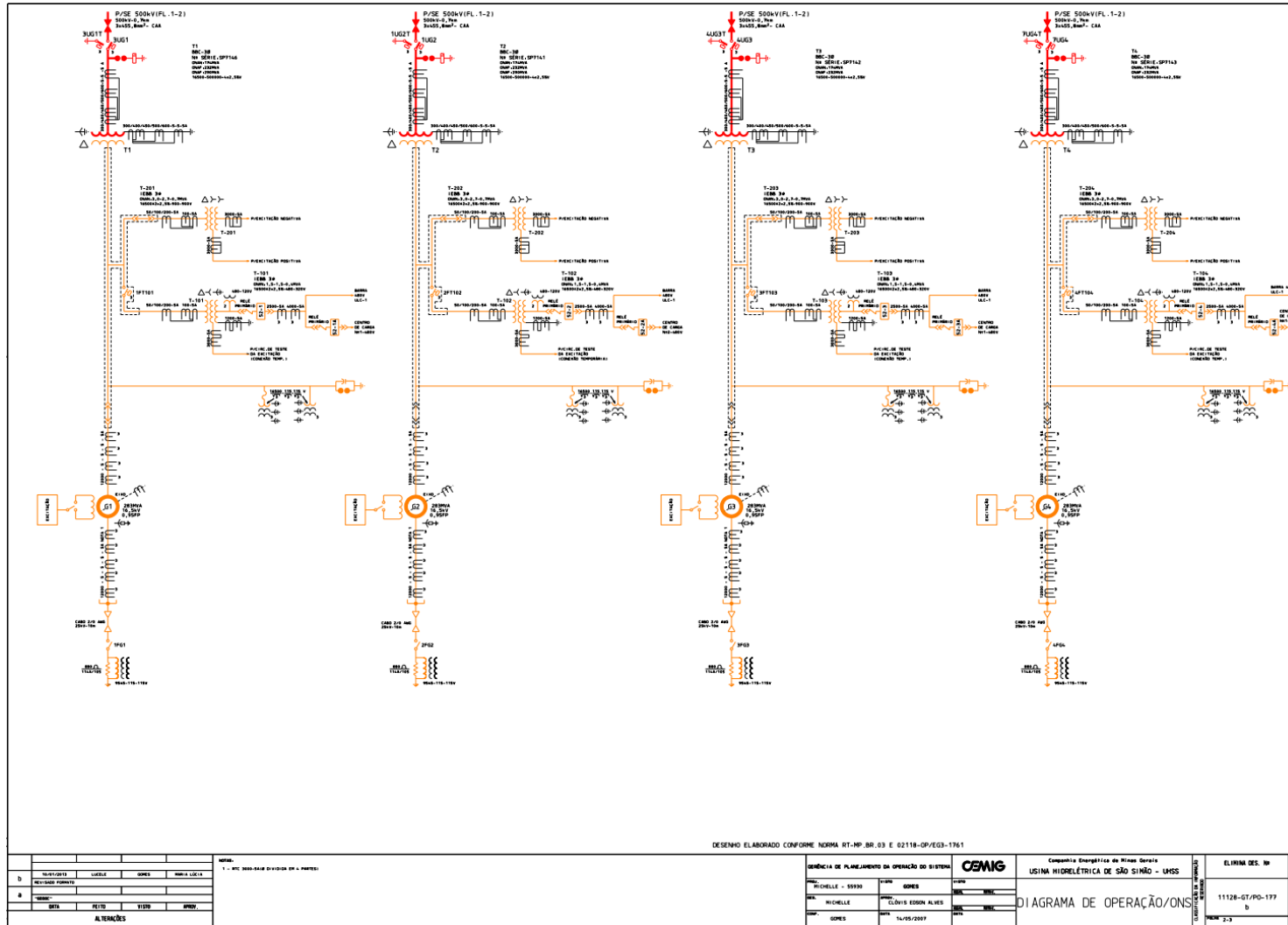


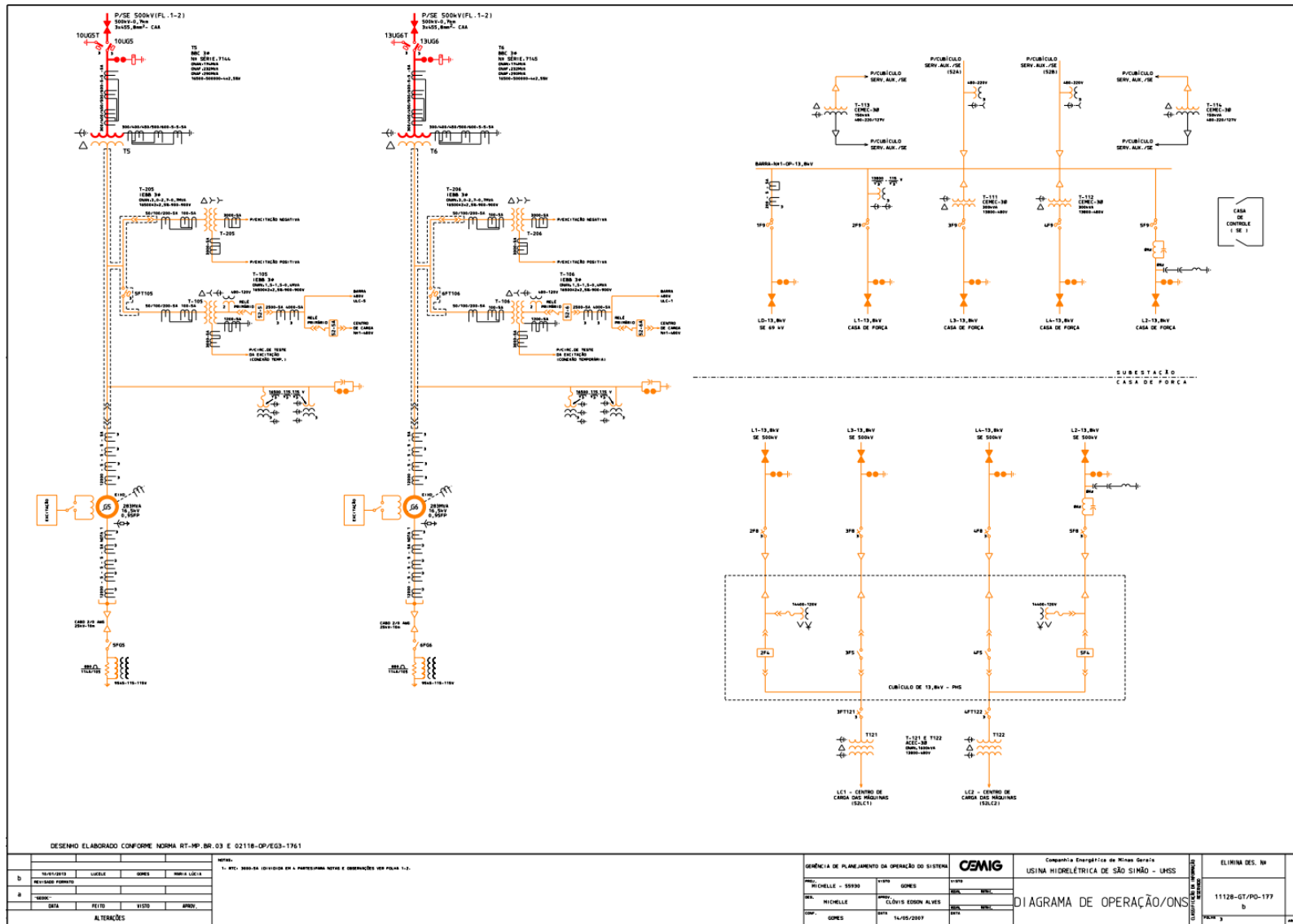
O resultado da comparação econômica demonstra que a conversão das máquinas da UHE São Simão é a de menor custo global, quando somados os custos de investimentos, O&M e perdas entre as alternativas. Além disso, essa solução apresenta vantagens como menor prazo para entrada em operação e proporciona maior flexibilidade operativa na operação conjunta da usina.

9 Referências

- [1] **ONS**, Procedimentos de Rede, [Submódulo 3.11 "Análise técnica dos serviços ancilares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento integral"](#) vigência em 17 de setembro de 2021;
- [2] **ANEEL**, [Resolução nº697/2015 "Procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico"](#), de 16 de dezembro de 2015;
- [3] **SPIC Brasil**, Ofício nº 063/2018 -UHE São Simão de 23 de outubro de 2018, protocolado no ONS em 25/10/2018 sob o número DPL/00915/2018.
- [4] **ONS**, Ofício ONS 0643/DPL/2018 de 27 de novembro de 2018;
- [5] **ONS**, Manual de Procedimentos da Operação, RO-R.BR.01 "[Testes de recomposição nas usinas de autorrestabelecimento](#)", ver. 32;
- [6] **ONS**, Procedimentos de Rede, Submódulo 2.12 "[Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação](#)" vigência em 01 de janeiro de 2021;
- [7] **ANEEL**, RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 9.693, DE 9 DE FEVEREIRO DE 2021
- [8] **ANEEL**, Quadro Resumo - Resultados da Sessão Pública do Leilão nº 2/2021-ANEEL realizado em 17/12/2021, disponível em [Resultados da Sessão Pública do Leilão nº 2/2021-ANEEL realizado em 17/12/2021](#)

10 Anexos





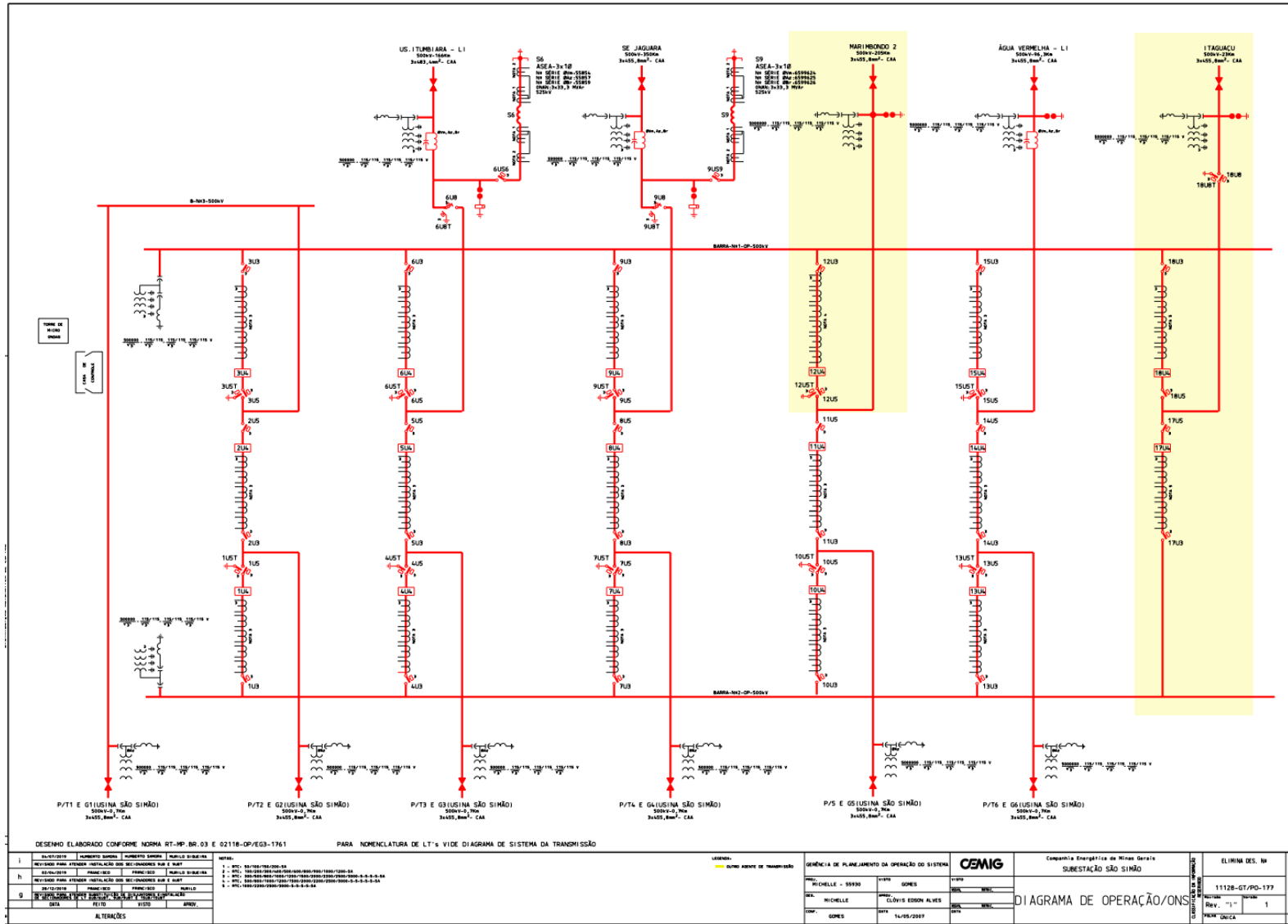


Figura 10-1 – Energia armazenada nas regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

