

# **PARECER TÉCNICO PARA A PRESTAÇÃO DE SERVIÇO ANCILAR**

## **UHE XINGÓ**

© 2024 /ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração sem autorização é proibida.

**RT-ONS DPL 0026/2024**

**EPE-DEE-NT-002/2024-rev0**

# **PARECER TÉCNICO PARA A PRESTAÇÃO DE SERVIÇO ANCILAR**

## **UHE XINGÓ**

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 Xingó

## Sumário

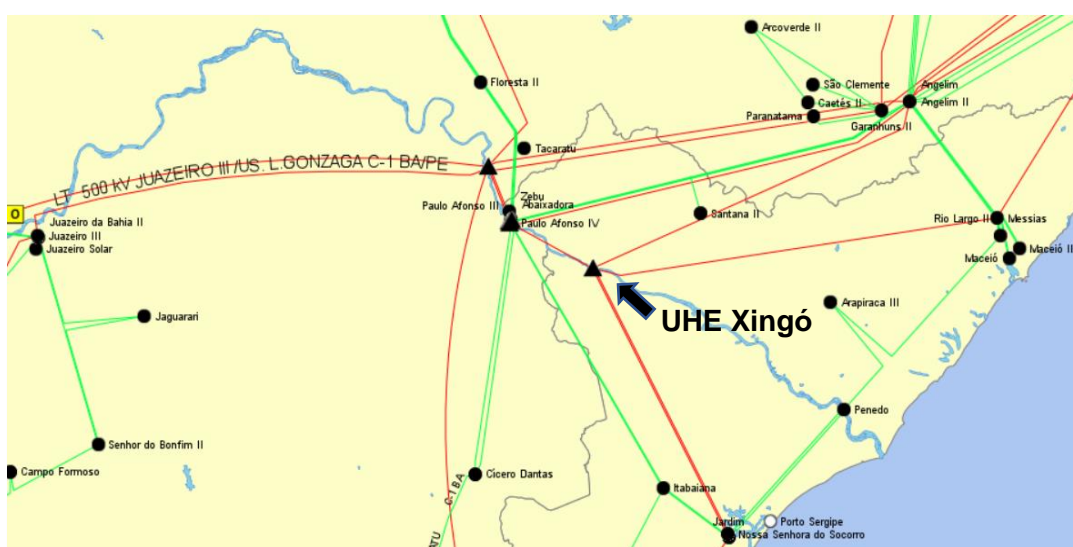
1	Introdução	4
2	Objetivo	6
3	Conclusões	7
5	Providências	9
7	Aspectos técnicos do empreendimento	10
8	Critérios e premissas	12
10	Análise técnica	13
10.1	Autorrestabelecimento integral	13
10.2	Suporte de potência reativa	13
10.3	Controle secundário de frequência	22
12	Análise econômica	23
14	Referências	27
15	Anexos	28

## 1 Introdução

A UHE Xingó, usina hidroelétrica sob a concessão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Eletrobrás Chesf é composta por 6 unidades geradoras, cada uma com potência instalada de 527 MW, totalizando 3,162 GW. O aproveitamento hidrelétrico de Xingó está localizado entre os estados de Alagoas e Sergipe, situando-se a 12 km do município de Piranhas/AL e a 6 km do município de Canindé do São Francisco/SE.

A Figura 1-1 ilustra a localização eletrogeográfica da UHE Xingó e o seu respectivo ponto de conexão.

**Figura 1-1: Localização eletrogeográfica da UHE Xingó**



O sistema elétrico onde a UHE Xingó está conectada encontra-se na área centro do subsistema Nordeste e é conectada através de linhas de 500kV às áreas sul, leste, oeste e norte do Nordeste. Próximo à UHE Xingó existem as usinas hidroelétricas de Apolônio Sales, Paulo Afonso I, II, III e IV, além da UHE Luiz Gonzaga e da UHE Sobradinho. Todas essas usinas compõem o Complexo Hidroelétrico do Rio São Francisco. O escoamento da geração hidráulica e da geração eólica existente na área centro é realizado por um conjunto de extensas linhas de 500 kV, responsáveis pelo atendimento às cargas do Nordeste e exportação do excesso de geração para as demais regiões do sistema interligado brasileiro.

Em 2018, no relatório ONS DPL-REL-0404/2018 o ONS fez recomendações para adequação de máquinas hidráulicas da Chesf para operar como compensadores síncronos. Naquele período, a região Nordeste enfrentava uma situação energética de baixa defluência no rio

São Francisco, geração mínima e esgotamento da capacidade de absorção de potência reativa no sistema, em especial, em situações de emergência. A operação das máquinas como compensadores síncronos supriria esta necessidade com benefícios para a operação em regime normal e em contingência.

Mais recentemente, considerando que ainda é verificada a necessidade de desligamentos de linhas de transmissão para controle de tensão em determinados cenários de carga e de geração, foi avaliado também se a solução proposta é efetiva para suprir a necessidade sistêmica de reativo para controle de tensão.

## **2 Objetivo**

Conforme estabelecido pelo Submódulo 3.11 [1][2] dos Procedimentos de Rede e na Resolução Normativa ANEEL 1.030/2022 [1][3], 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 suporte de potência reativa.

#### Com relação à viabilidade técnica

Conforme informações apresentadas pelo Agente responsável, entende-se não existir restrições de natureza técnica ou operativa para a prestação dos serviços ancilares recomendados por este relatório, conforme detalhado no item 5.

#### Com à prestação do serviço de autorrestabelecimento integral

A UHE Xingó já é prestadora do serviço ancilar de autorrestabelecimento integral.

#### Com relação à prestação do serviço de suporte de potência reativa

A operação das unidades geradoras da UHE Xingó como compensadores síncronos representa 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 região Nordeste.
- Redução da necessidade de abertura de linhas de transmissão para controle de tensão nas cargas leve e mínima, assim como nas condições de intercâmbios reduzidos entre a região Nordeste e o restante do SIN.
- Acréscimo de até 9.360 MW.s de inércia sincronizada ao SIN pelas quatro unidades geradoras, que poderão operar como compensadores síncronos de forma simultânea (2.340 MW.s por unidade geradora).
- Melhoria do desempenho dinâmico frente a eventos sistêmicos, principalmente nas proximidades elétricas da área sul e centro da Região Nordeste.

Destaca-se que a conversão das (06) seis unidades geradoras da UHE Xingó, conforme descrito na Tabela 3-1, se mostra como uma solução de mínimo custo global quando comparada a soluções alternativas que desempenhem função semelhante na região, permitindo maior

flexibilidade operacional a um custo baixo, conforme material disponibilizado pela Chesf [1][4].

**Tabela 3-1: Resumo das recomendações – operação das UG como compensadores síncronos**

Descrição	Recomendação
Número de UG aptas a operar como compensadores síncronos	6 unidades
Número de UG capazes de operar como compensadores síncronos <u>de forma simultânea</u>	4 unidades
Capacidade máxima de injeção de potência reativa capacitiva (sobrecitado)	310 Mvar
Capacidade máxima de injeção de potência reativa indutiva (subexcitado)	388 Mvar

Verificou-se que custos em valor presente da solução de referência, no ano de 2025 são semelhantes aos obtidos com a implantação de reatores apenas no ano 2034 ou síncronos no ano 2044. Dessa forma, a conversão de unidades geradoras da UHE Xingó teria o mesmo custo em relação a outras soluções, com a antecipação de benefícios sistêmicos em pelo menos 9 anos.

É importante destacar que as análises técnicas presentes nesse relatório foram realizadas em conjunto com as documentadas no RT ONS DPL 0027/2024 que trata da prestação de serviço ancilar da UHE P. Afonso IV

*Com relação à prestação do serviço de controle secundário da frequência*

Não se verifica, no curto prazo, a necessidade de prestação do serviço de controle secundário da frequência pela UHE Xingó. Caso a necessidade seja identificada em avaliações futuras, esta posição poderá ser reconsiderada.



## **4 Providências**

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

### **Chesf**

1. 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 06 (seis) unidades geradoras da UHE Xingó, sendo que as análises realizadas indicam que deverão operar simultaneamente 04 (quatro) unidades geradoras.** As especificações técnicas para a prestação deste serviço estão indicadas na seção 7.2 deste relatório.

## 5 Aspectos técnicos do empreendimento

Através da carta [1][4], a Chesf informou que a prestação dos serviços de suporte de potência reativa é viável para 6 unidades geradoras da UHE Xingó, não sendo esperadas restrições de natureza operativa ou ambiental.

Ressaltamos entretanto, os pontos de atenção indicados pelo Agente com relação ao número máximo de unidades geradoras que poderão operar como compensadores síncronos simultaneamente, que será de quatro unidades das seis disponíveis, devido ao dimensionamento do sistema de ar comprimido, além da necessidade de manter duas unidades disponíveis para o modo de geração garantindo a vazão sanitária, não incorrendo em vertimento, e ainda manter uma máquina fonte necessária para alimentar os serviços auxiliares da usina. Informou, ainda, a necessidade de se respeitar o intervalo de 30 minutos entre cada rebaixamento, que é o intervalo necessário para reposição de ar nos tanques.

O cronograma informado pela concessionária de geração para a disponibilização das máquinas da UHE Xingó como compensadores síncronos é a mostrada na Tabela 5-1 a seguir.

**Tabela 5-1: Cronograma de Implantação informado pela concessionária**

Usina	Gerador	Previsão
UHE Xingó	G1	Abril/2024
	G2	Outubro/2024
	G3	Dezembro/2024
	G4	Julho/2024
	G5	Março/2025
	G6	Mai/2025

A faixa de reativo permitida para cada unidade geradora conforme características técnicas informada pela Chesf está contida na Tabela 5-2.

**Tabela 5-2: Faixa de reativo das unidades geradoras de Xingó operando como compensadores síncronos**

Capacidade máxima de potência reativa capacitiva (sobrecitado) por UG	310 Mvar
Capacidade máxima de potência reativa indutiva (subexcitado) por UG	388 Mvar

## **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**

A UHE Xingó já é prestadora do serviço ancilar de autorrestabelecimento integral, sendo possível partir e sincronizar todas as suas unidades geradoras e iniciar o corredor de recomposição fluente de Xingó (responsável por restabelecer as cargas do leste do Nordeste).

### **7.2 Suporte de potência reativa**

A região de influência da UHE Xingó é composta por um sistema em 500 kV que interliga as usinas pertencentes ao Rio São Francisco, as UHEs Sobradinho, Luiz Gonzaga e o Complexo de Paulo Afonso. Em períodos de elevadas afluições no Rio São Francisco, esse sistema de transmissão é um importante fornecedor de energia tanto para o subsistema Nordeste quanto para os demais subsistemas durante o cenário Nordeste Exportador.

Em função da quantidade de usinas conectadas à rede de 500 kV a região apresenta regulação de tensão adequada nos patamares de carga pesada e média, independentemente dos cenários de importação ou exportação da região Nordeste. No entanto, 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 nas condições de hidrologia desfavorável e baixo fator de capacidade das renováveis, 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.

Cabe destacar que o sistema de transmissão responsável por escoar a geração da UHEs Xingó, Sobradinho, Luiz Gonzaga e o Complexo de Paulo Afonso é composto por linhas em 500 kV que possuem pouca compensação das suas respectivas susceptâncias. Este fato contribui para a necessidade de abertura de circuitos de 500 kV com objetivo de evitar

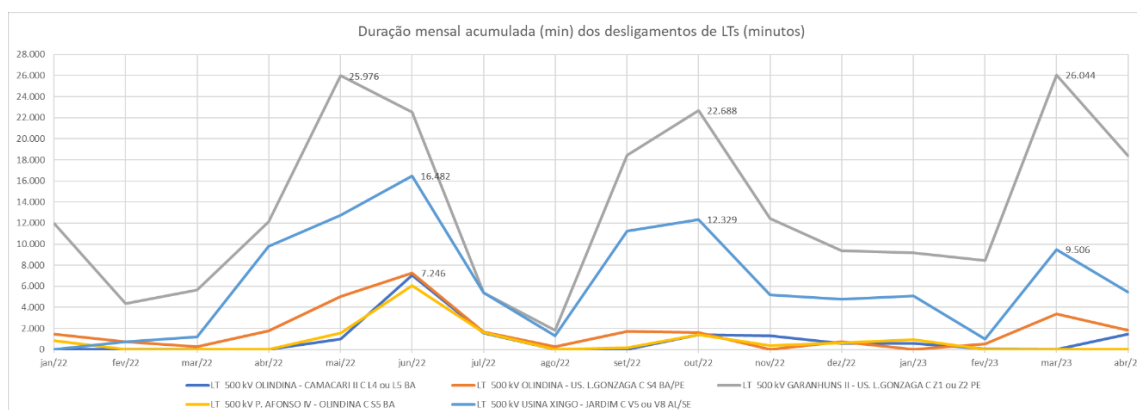
violações de tensão e esgotamento dos recursos de controle de reativo das unidades geradoras nos períodos de carga leve e mínima.

Na Figura 7-1, a seguir, é apresentada a duração mensal acumulada, em minutos, dos desligamentos de linhas de transmissão para controle de tensão na região de influência da UHE Xingó. Atualmente, as linhas normatizadas para controle de tensão na região são:

- LT 500 kV Olindina - Camaçari II C L4 ou L5;
- LT 500 kV Olindina - Luiz Gonzaga C S4;
- LT 500 kV Garanhuns II - Luiz Gonzaga C Z1 ou Z2;
- LT 500 kV Paulo Afonso IV - Olindina C S5 (até o seccionamento da LT em Jeremoabo em 05/03/2023);
- LT 500 kV Xingó - Jardim C V5 ou V8;

Através do levantamento histórico dos dados da operação, desde janeiro de 2022 até abril de 2023, são observados períodos característicos onde há maior necessidade de abertura de LTs para controle de tensão. Destacam-se os meses de maio/22, junho/22, outubro/22 e março/23 onde o tempo de desligamento da LT 500 kV Garanhuns II - Luiz Gonzaga C Z1 ou Z2 ultrapassou 22.000 minutos de duração. Além desta LT, também foi observada elevada duração de desligamento da LT 500 kV Xingó - Jardim C V5 ou V8 alcançando valores superiores a 9.500 minutos nos meses de abril a junho/22, setembro/22, outubro/22 e março/23. Importante destacar que esta linha de transmissão está conectada diretamente na subestação de Xingó, local onde este documento avalia a conversão de unidades geradoras para operação como compensadores síncronos.

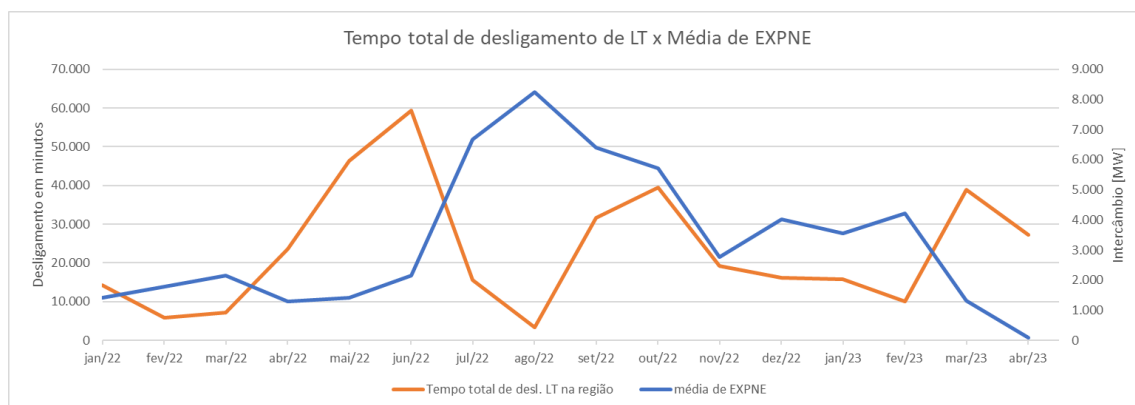
**Figura 7-1: Duração mensal acumulada (min) dos desligamentos de linhas de transmissão na região de influência da UHE Xingó**



O gráfico da Figura 7-2 apresenta a relação entre o tempo total das LTs desligadas para controle de tensão na região de análise e o intercâmbio

médio da região Nordeste para o SIN. Os períodos de maior necessidade de abertura de LTs para controle de tensão coincidem, em grande parte do tempo, com os momentos em que a exportação da região Nordeste é reduzida.

**Figura 7-2: Duração total mensal acumulada (min) dos desligamentos de linhas de transmissão na região de influência da UHE Xingó e intercâmbio da região Nordeste**



Para o mês de junho de 2022, onde os dados indicam como sendo o mês no qual as linhas de transmissão permaneceram por mais tempo desligadas, os registros indicam que, nas cargas leve e mínima a UHE Xingó operou, em termos médios, com 161 Mvar de absorção de potência reativa por máquina. Na média foi observada necessidade de utilização de 73% da capacidade nominal de absorção de potência reativa por máquina.

Se considerado todo mês de junho de 2022 em todos os patamares de carga, na média, foi necessária utilização de 62% da capacidade nominal de absorção de potência reativa por máquina da UHE Xingó.

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:

- Reavaliação quadrimestral das medidas operativas para controle de tensão;
- Mudança no critério de carga para a elaboração dos casos de carga leve e mínima a partir do PAR/PEL 2019 (ciclo 2020-2024);
- Indicação de equipamentos para o controle de tensão no PAR/PEL 2019 (ciclo 2020-2024) e 2022 (ciclo 2023-2027);
- 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.

Dos equipamentos indicados com a finalidade específica de reduzir as manobras de abertura de linhas de transmissão para controle de tensão no estudo do PARPEL 2019, no subsistema Nordeste encontram-se em implantação:

- SE Campina Grande III 500 kV – instalação de um reator de barra de 150 Mvar (previsto para 25/04/2025);
- SE Pau Ferro 500 kV – instalação de um reator de barra de 180 Mvar (previsto para 25/04/2025);
- SE Garanhuns II 500 kV – instalação de dois reatores de barra de 150 Mvar (previsto para 17/05/2024);
- SE Angelim II 500 kV – instalação de um reator de barra de 150 Mvar (previsto para 08/06/2024).

Já aqueles equipamentos recomendados no PARPEL 2022 e com efeito direto sobre a aberturas de linhas relacionadas anteriormente, destacamos os seguintes equipamentos, ainda não consolidados no POTEE:

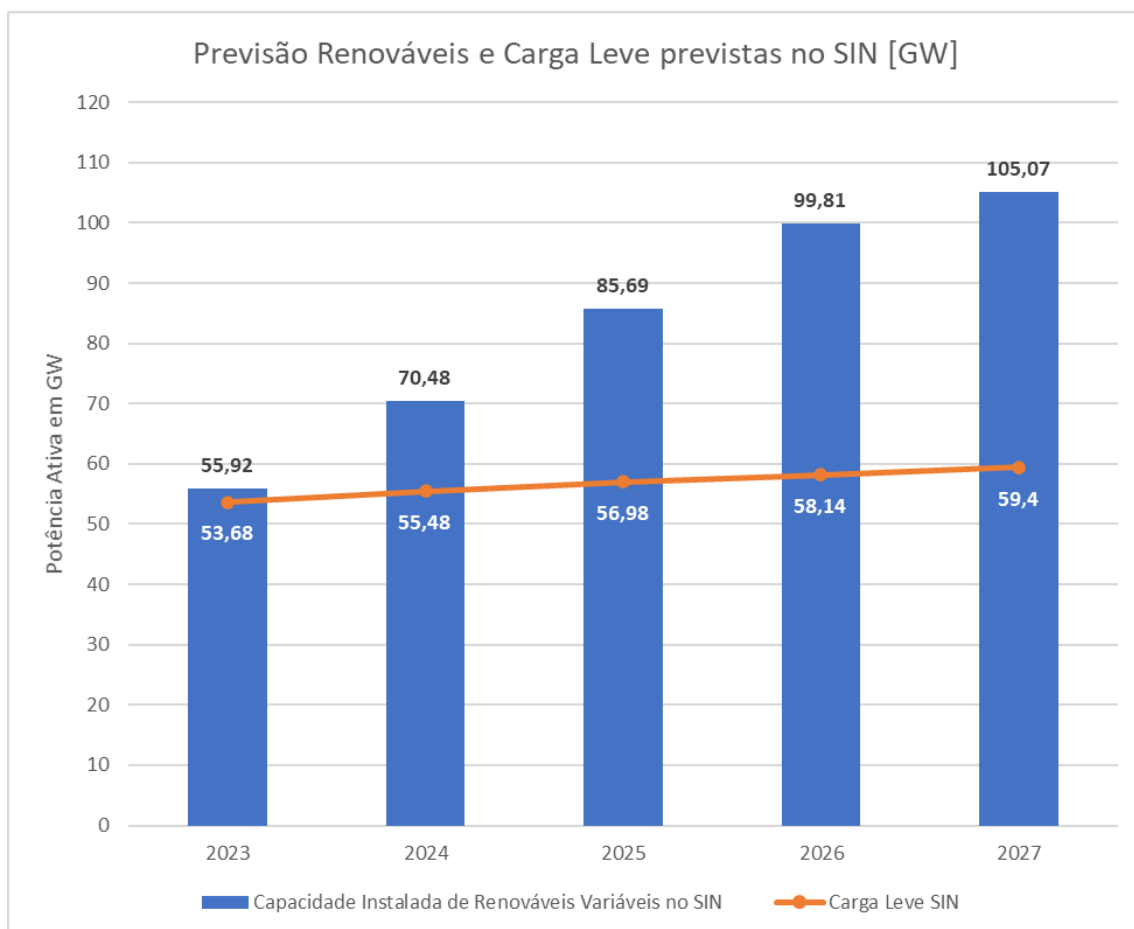
- SE Jardim 500 kV – instalação de dois reatores de barra 136 Mvar;
- SE Camaçari IV 500 kV – instalação de um reator de barra 150 Mvar.

Além disso, o aumento da participação de usinas eólicas e fotovoltaicas (fontes renováveis variáveis) 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.

Para ilustrar esse contexto, a Figura 7-3 considera todas as usinas eólicas e fotovoltaicas do SIN, com conexão à rede básica, contrato (CUST/D) assinado ou com Parecer de Acesso válido/em andamento junto ao ONS, representado pelas barras azuis.



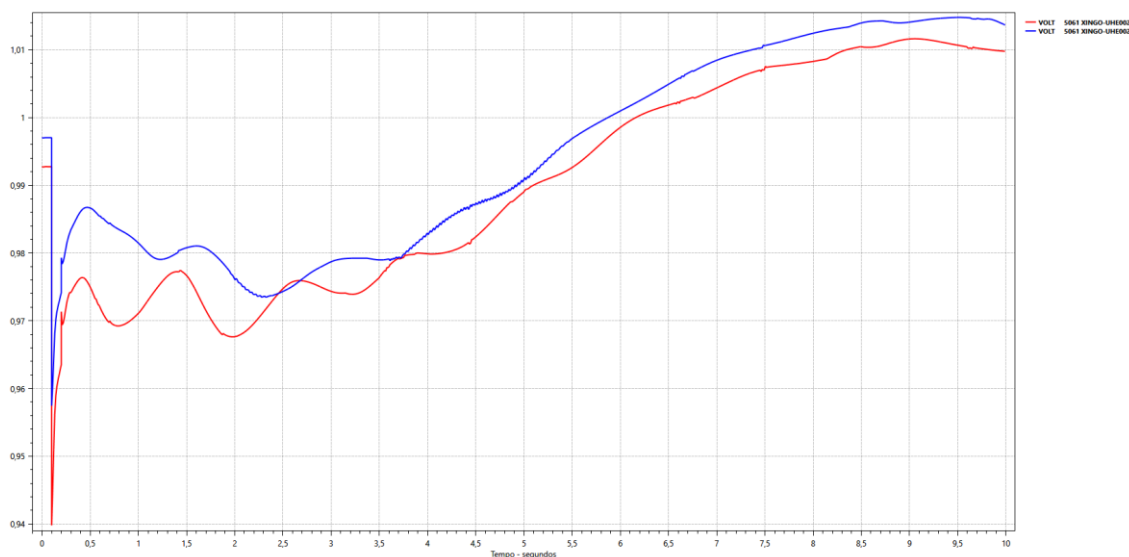
**Figura 7-3: Crescimento da potência instalada de geração renovável e carga leve previstas no SIN (GW)**



Além disso, a Figura 7-3 também ilustra a possibilidade cada vez maior, nas condições de carga leve, onde a previsão de potência instalada das renováveis se torna superior à previsão dessa carga, conforme previsões de carga no horizonte do 2º quadrimestre de 2023 e PAR/PEL 2023.

A operação das unidades geradoras da UHE Xingó como compensadores síncronos agrega estabilidade e inércia ao sistema interligado brasileiro, como pode ser demonstrado em comparações de simulações de eventos dinâmicos. A Figura 7-4 apresenta as tensões no nível de 500 kV da SE Xingó com a comparação de simulações, em cenário de alta geração eólica no cenário Nordeste exportador, entre casos com e sem a operação das máquinas da UHE Xingó como compensadores síncronos. A simulação considera um curto aplicado na SE Sapeaçu, seguido da abertura da LT 500 kV Poções III – Sapeaçu C1 que estava com fluxo pré-falta de 1,3 GW. É possível verificar que o nível de tensão atingido após o evento é menor no caso sem a operação com as máquinas operando como síncronos.

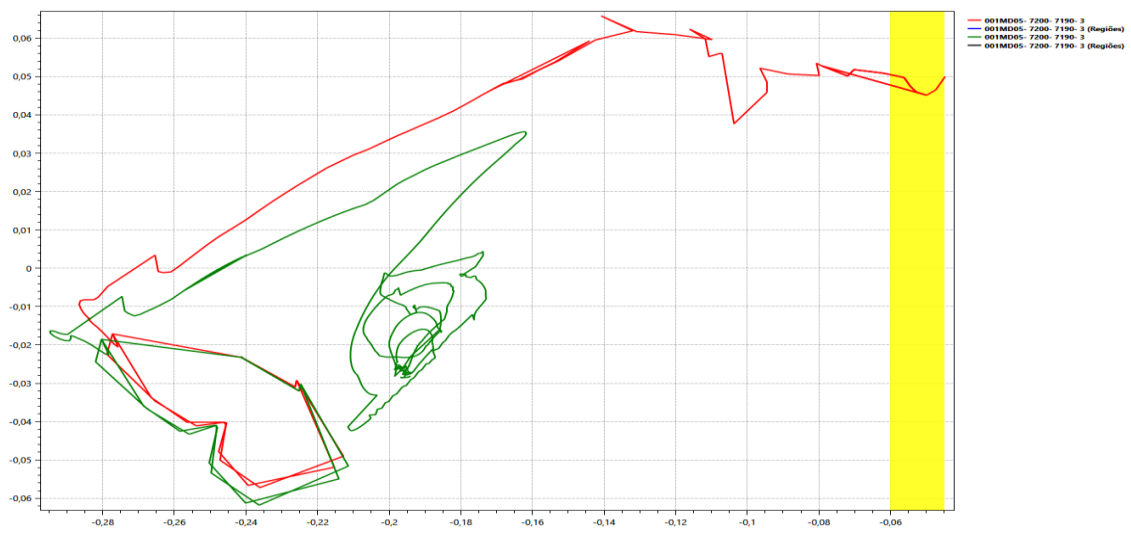
**Figura 7-4: Comparação dos níveis de tensão entre casos com e sem a operação de 4 geradores da UHE Xingó operando como síncronos.**



Legenda: Curva azul com síncronos, curva vermelha sem síncronos na UHE Xingó

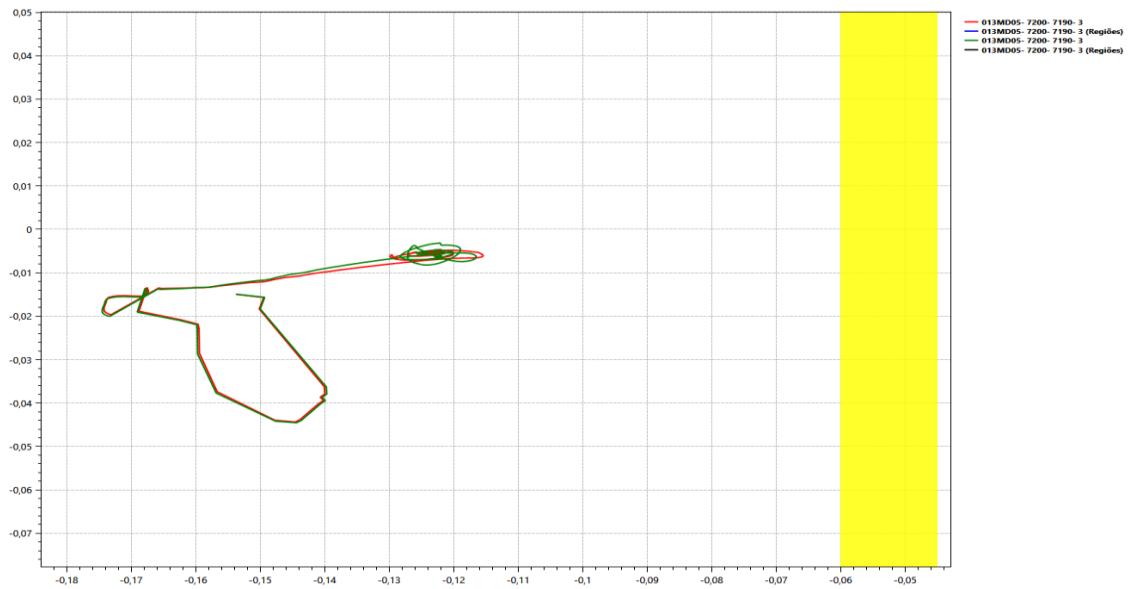
Adicionalmente, foi realizada uma outra comparação para a simulação de um evento sistêmico mais severo de falha de comutação na conversora de Xingu com perda dupla da LT 500kV Xingu-Tucuruí, com possibilidade de atuação proteções de perda de sincronismo no sistema. A Figura 7-5 apresenta a variação das impedâncias da linha 500kV Miracema -Gilbués plotada no mesmo plano da característica da proteção contra perda de sincronismo (PPS), para casos com e sem a operação dos síncronos na UHE Xingó e UHE Paulo Afonso IV. A atuação desta PPS ocorre quando existe o cruzamento da característica da PPS (em amarelo). Verifica-se que a variação da impedância avança no sentido de cruzar a característica da PPS no caso sem a operação dos síncronos na UHE Xingó e UHE Paulo Afonso IV, que indica que a atuação será mais rápida no caso sem os síncronos, logo sendo sistema menos estável sem os síncronos. A Figura 7-6 apresenta a mesma comparação, contudo no horizonte do PAR 2027/2028. Verifica-se ganho em estabilidade menor que o horizonte atual visto a integração de novas obras de transmissão até o horizonte de 2027/2028.

**Figura 7-5: Comparação das variações de impedância da LT 500kV Miracema-Gilbués com e sem a operação de 4 geradores da UHE Xingó operando como síncronos - configuração 2023.**



Legenda: Curva verde com síncronos, curva vermelha sem síncronos.

**Figura 7-6: Comparação das variações de impedância da LT 500kV Miracema-Gilbués entre casos com e sem a operação de 4 geradores da UHE Xingó operando como síncronos. – Configuração 2027/28.**



Legenda: Curva verde com síncronos, curva vermelha sem síncronos

Portanto, face as constatações apresentadas nesta seção, espera-se mitigar as violações de tensão e evitar a abertura de linhas de transmissão para fins de controle de tensão na região de influência da usina.

Observando-se o histórico de desligamento concomitante de linhas de transmissão para controle de tensão na região, foram identificados os momentos em que houve a maior quantidade de desligamentos concomitantes de linhas nesta área. Para calcular o reativo capacitivo total que deixou de ser injetado na rede para controle de sobretensão após o desligamento, somaram-se os valores de susceptância (em Mvar) das LTs desligadas, descontando destes os valores a potência dos reatores de linha fixos ou manobráveis destes mesmos circuitos. O maior valor encontrado foi de aproximadamente 660 Mvar, indicando que caso o sistema tivesse esse valor de potência reativa indutiva disponível, não seria necessário efetuar o desligamento de circuitos naquela região.

Além disso, foi verificado que nesses períodos a UHE Paulo Afonso IV estava com até 2 máquinas sincronizadas com potência ativa e a UHE Xingó com até 3 máquinas sincronizadas com potência ativa, as quais nesta modalidade de operação têm capacidade de injeção indutiva por máquina de 230 Mvar e 220 Mvar, respectivamente. Dados históricos de operação mostram, no entanto, que a UHE Paulo Afonso IV pode operar, em situações excepcionais, até mesmo com zero máquinas sincronizadas e a UHE Xingó com até 1 máquina sincronizada. Neste sentido, caso essas usinas estivessem nessa condição mais extrema neste momento, outros 900 Mvar (2x230 Mvar – Paulo Afonso IV e 2x220 Mvar – Xingó) estariam indisponíveis no sistema, além dos 660 Mvar anteriormente mencionados.

Adicionalmente, conforme anteriormente elencado, o PAR/PEL 2022 já havia detectado a necessidade de reatores na SE Camaçari IV (150 Mvar) e na SE Jardim (2 x 136 Mvar), os quais ainda não tinham sido consolidados no POTEE, totalizando outros 422 Mvar. O PARPEL 2023 [6] reavaliou a indicação considerando até 4 unidades geradoras da UHE Xingó e até 4 unidades da UHE Paulo Afonso IV operando como síncronos e retirou a necessidade de 422 Mvar proveniente dos reatores.

A Tabela 7-7 lista a origem dos déficits de reativos nesta região.

**Tabela 7-7: Origem dos déficits de reativos**

Item	Quantidade	Valor Unitário (Mvar)	Valor Total (Mvar)
Desligamento de LTs	-	-	660
Máquina Paulo Afonso IV	2	230	460
Máquina Xingó	2	220	440
Reator SE Camaçari IV	1	150	150
Reator SE Jardim	2	136	272
<b>TOTAL</b>			<b>1982</b>

Com base no requisito de até 1.982 Mvar de potência reativa na região, e considerando que cada máquina da UHE P. Afonso IV e da UHE Xingó poderá consumir até 310 Mvar e 388 Mvar de potência reativa indutiva, respectivamente, a configuração ótima para atingir esse montante seria de 3 máquinas em Paulo Afonso IV e de 3 máquinas na UHE Xingó, totalizando 2.100 Mvar de potência reativa indutiva. Dispor dessas máquinas operando como síncronos em dois pontos distintos (P. Afonso IV e Xingó) trará maior segurança operativa e confiabilidade ao SIN.

Ao se observar a necessidade de atendimento ao critério N-1 das máquinas síncronas da UHE Xingó, e considerando aspectos econômicos e aumento de confiabilidade, entende-se que é desejável a operação simultânea como compensadores síncronos de, pelo menos, 4 máquinas na UHE Xingó.

Nesse contexto, seria possível prescindir da implantação dos reatores de barra das SEs Camaçari IV (1 x 150 Mvar) e Jardim (2 x 136 Mvar), os quais ainda não foram consolidados no POTEE.

A operação hidráulica da UHE Xingó, de acordo com as restrições hidráulicas desta usina, cadastradas no ONS pela Chesf através do FSAR-H 2849-2022 e FSAR-H 681-2019, são vigentes as seguintes restrições de jusante para esta usina:

- Quando UHE Sobradinho > 60%: defluência mínima de Xingó = 1.100 m<sup>3</sup>/s;
- Quando UHE Sobradinho < 60% e > 20%: defluência mínima de Xingó = 800 m<sup>3</sup>/s;

- Quando UHE Sobradinho < 20%: defluência mínima de Xingó = 700 m<sup>3</sup>/s (caso excepcional).

Como a vazão nominal das unidades da UHE Xingó, na faixa de rendimento próxima à ótima, é em torno de 480 m<sup>3</sup>/s, em qualquer das condições apresentadas é necessário estar com mais de 1 unidade geradora em operação. Desta forma, devido às restrições citadas, entendemos não haver possibilidade de operação com menos de duas unidades geradoras fornecendo potência ativa ao SIN, à não ser que haja vertimento ou condição energética especial.

Portanto, a operação com 6 (seis) unidades geradoras da UHE Xingó como compensadores síncronos simultaneamente não representa a forma de operação mais otimizada e econômica para o SIN mas por outro lado a disponibilidade das 6 (seis) unidades com a possibilidade de operação como síncrono aumenta a flexibilidade elétrica a um custo muito competitivo como poderá ser observado no item 8.

**Assim sendo, e tendo como base as análises realizadas, recomenda-se a adequação de todas as 6 (seis) UG da UHE Xingó para possibilitar a sua operação como compensadores síncronos, sendo que 04 (quatro) unidades possam operar simultaneamente.**

### 7.3 Controle secundário de frequência

Não se verifica, no curto prazo, a necessidade de prestação do serviço de controle secundário da frequência pela UHE Xingó. Caso a necessidade seja identificada em avaliações futuras, esta posição poderá ser reconsiderada.

## 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.

Na comparação de custos foram elaborados dois cenários para conversão de máquinas, o primeiro considerando o custo da conversão de 4 máquinas (Alternativa 1) e o segundo a conversão de 6 máquinas (Alternativa 2), tendo este último o objetivo de capturar o custo de flexibilidade. Foram avaliadas, ainda, duas alternativas adicionais (Alternativa 3 e 4), de desempenho elétrico semelhante para solucionar as sobretensões identificadas na região, compatíveis com a potência total equivalente à avaliada para a UHE Xingó, de 1.552 Mvar (4 x 388 Mvar). Adicionalmente, foram feitas análises de sensibilidade representadas pelas alternativas 5 e 6, com postergação da implantação das obras das alternativas 3 e 4 para os anos 2034 e 2044 respectivamente.

- **Alternativa 1:** Conversão de quatro unidades geradoras da UHE Xingó para operação como Compensadores Síncronos em 2025;
- **Alternativa 2:** Conversão de seis unidades geradoras da UHE Xingó para operação como Compensadores Síncronos em 2025;
- **Alternativa 3:** Implantação de 8 reatores de barra de 200 Mvar e adequações em subestações em 2025;
- **Alternativa 4:** Implantação de 5 compensadores síncronos de (-300/+300) Mvar em 2025.
- **Alternativa 5:** Implantação de 8 reatores de barra de 200 Mvar e adequações em subestações em 2034;
- **Alternativa 6:** Implantação de 5 compensadores síncronos de (-300/+300) Mvar em 2044.

**Tabela 8-1: Parâmetros e premissas da análise econômica**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Taxa de Desconto (a.a.)	8%
Relação RAP/Investimento	16%
Investimento Conversão de 4 Máquinas (R\$ Milhões)	22,71
Investimento Conversão de 6 Máquinas (R\$ Milhões)	25,00
Potência absorção por máquina (Mvar)	388
Potência absorção usinas máxima (Mvar)	1552
Duração Total (h) do Mvar em uso/Ano	540
Geração reativa total (Mvarh/Ano)	838080
Tarifa Serviços Ancilares (R\$/Mvarh)	9,02
O&M interna à RAP	1,5%
CME (R\$/MW)	205,11
Perdas de um Compensador Síncrono	1,3%
Perdas de uma máquina convertida para operação com CS	1,5%

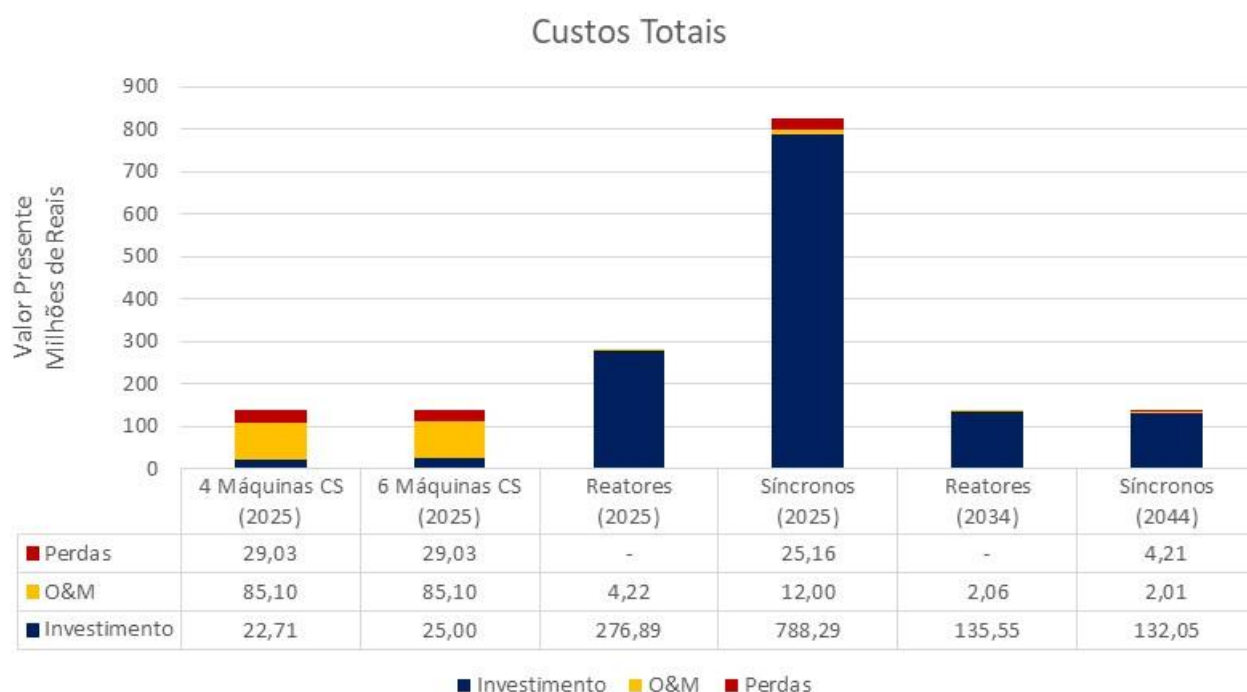
Tendo em vista as características específicas dos ativos em sua forma de remuneração, faz-se necessário uma abordagem distinta na comparação econômica. No caso da conversão das máquinas, como são um ativo de geração estariam sujeitas a um investimento a ser ressarcido via ESS e uma remuneração adicional, via tarifa de serviços ancilares, para cobertura dos custos adicionais de operação. Já os reatores e síncronos estariam sujeitos a uma RAP, que já conta com todos os custos (CAPEX e OPEX). Desta forma, visando torná-los equivalentes, 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], por sua vez, para os compensadores síncronos considerou-se uma RAP proporcional à 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\$205,11 R\$/MW.



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



O resultado da comparação econômica entre as alternativas 1, 2, 3 e 4 demonstra que a conversão das máquinas da UHE Xingó, sejam 4 ou 6 unidades são expressivamente mais econômicas, 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.

Entre as alternativas 1 e 2, que contempla a conversão de 4 ou de 6 máquinas, observa-se que o custo total entre as duas alternativas se difere em cerca de 1,7%, considerado pelo planejamento como empate econômico. Nesse sentido, por trazer maior flexibilidade à operação e manutenção da usina, por um valor diferencial de custo muito baixo, recomenda-se a implantação da Alternativa 2, de conversão de 6 máquinas (sendo o limite de 4 operando simultaneamente).

Além disso, há uma questão relacionada ao custo de oportunidade, visto que a conversão de máquinas está sendo viabilizada devido à reforma geral das unidades geradoras das usinas, que será realizada pela concessionária. Nesse sentido, visando capturar esse custo de oportunidade foi feita uma análise de sensibilidade com duas outras alternativas, semelhantes às alternativas 3 e 4, mas entrando em anos distintos das alternativas 1, 2, 3 e 4. As alternativas 5 e 6 foram criadas para verificar em que ano o custo da implantação dos respectivos reforços

se igualariam ao custo da Alternativa 2. As análises mostram que a conversão das 6 máquinas em síncronos em 2025 (Alternativa 2) teria custos semelhantes à implantação de reatores em 2034 (Alternativa 5) e implantação de síncronos em 2044 (Alternativa 6). Entretanto, a Alternativa 2 antecipa os benefícios sistêmicos proporcionados pela conversão das máquinas em síncronos em 9 anos comparado com a implantação de reatores e em 19 anos comparado com a implantação de síncronos novos.

## 9 Referências

- [1] **ONS**, Avaliação do desempenho do Esquema Regional de Alívio de Carga da Região Nordeste ONS DPL-REL-0404/2018;
- [2] **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;
- [3] **ANEEL**, ReN nº1.030, *”Consolida os atos regulatórios relativos ao programa da Resposta da Demanda; à prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico”*, de 26 de julho de 2022;
- [4] **CHESF**, CE-OOO.C-014/2023, *“Insumos para elaboração do Parecer Técnico para Prestação de Serviço Ancilar\_PTSA, referente a adequação das Unidades Geradoras das UHE Xingó e Paulo Afonso IV para operarem como Compensador Síncrono”*.
- [5] **ONS**, Procedimentos de Rede, 2.3 *“Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos”* vigência em 03 de outubro de 2022;
- [6] **ONS**, RT-ONS DPL 0682/2023 - Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - PAR/PEL 2023 - CICLO 2024-2028 - VOLUME III - Análise de Desempenho e Condições de Atendimento a Cada Área Geométrica Do SIN, Dezembro de 2023.

# 10 Anexos

Figura 10-1 – Diagrama unifilar a UHE Xingó

