

EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES ENTRE OS SUBSISTEMAS



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia





Governo Federal

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário Executivo do MME

José Antonio Corrêa Coimbra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica

Josias Matos de Araujo

Secretário Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins de Almeida

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Cláudio Sclair



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES ENTRE OS SUBSISTEMAS

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Oduvaldo Barroso da Silva
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Equipe Técnica

Maria Alzira Noli Silveira
Daniela Florêncio De Souza
Danielle Bueno de Andrade
Gabriel Malta Castro
Leonardo Sant' Anna
Maurício Sêmola
Renata Nogueira Francisco de Carvalho
Renato Haddad Simões Machado
Simone Quaresma Brandão

Nº EPE-DEE-RE-027/2010-r0

Data: 24 de junho de 2010

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	24/06/2010	Publicação Original

ÍNDICE

ÍNDICE	4
1 INTRODUÇÃO	5
2 METODOLOGIA	7
3 PLANO ENERGÉTICO DE EXPANSÃO DE MÉDIO PRAZO	8
3.1 PREMISSAS	8
3.2 AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA E INTERLIGAÇÕES	11
3.3 PRINCIPAIS RESULTADOS	21
3.3.1 CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO E RISCOS DE DÉFICIT	21
3.3.2 INTERLIGAÇÕES ENTRE SUBSISTEMAS.....	24
3.3.3 GERAÇÃO HIDRÁULICA.....	29
3.3.4 ANÁLISE DOS VERTIMENTOS TURBINÁVEIS	31
3.3.5 ESCOAMENTO DE ENERGIA DA UHE BELO MONTE	35
3.3.6 INTERCÂMBIOS SIMULTÂNEOS.....	38
3.4 BALANÇO DE CARGA HORÁRIO	42
4 ANÁLISE ADICIONAL	50
4.1 Inserção Regional e Confiabilidade da Rede	50
5 CONCLUSÕES	52
6 REFERÊNCIAS	53
7 ANEXO I - ENERGIA NATURAL AFLUENTE	54
8 ANEXO II – ANÁLISE DOS VERTIMENTOS TURBINÁVEIS	57
9 ANEXO III – GERAÇÃO HIDRÁULICA	69

1 INTRODUÇÃO

O problema da expansão do sistema eletro-energético consiste na determinação de um conjunto de obras de geração de energia e de interligações, ordenados ao longo do tempo, para uma dada projeção de carga elétrica, que minimize o valor presente dos custos de investimento e de operação do sistema projetado.

No caso do sistema hidrotérmico brasileiro, a solução do problema do planejamento da expansão é complexa devido a algumas características, tais como: a predominância de geração hidrelétrica em diversas bacias; sistemas de transmissão para interligar a geração entre si e os centros de carga, com grandes distâncias; e potencial de desenvolvimento de parque de geração térmica utilizando diversas fontes energéticas (biomassa, nuclear, combustíveis fósseis e combustíveis minerais), além da energia eólica.

Essas peculiaridades, aliadas aos prazos de maturação dos projetos e dos estudos que antecedem sua concepção, exigem que o planejamento da expansão seja desenvolvido em etapas com diferentes horizontes de tempo e níveis de detalhamento da representação do sistema.

Para o planejamento das interligações elétricas entre as diferentes regiões do país, é recomendável que sejam realizados estudos de, pelo menos, 15 anos à frente (médio prazo), evitando-se o planejamento incremental. Isto porque as usinas que entrarão na configuração em data futura podem afetar sobremaneira as características de conexão das usinas que entrarão em um horizonte mais próximo. O mesmo se aplica às interligações entre os subsistemas, onde é preciso que sejam avaliados aspectos técnicos e econômicos que corroborem com o dimensionamento proposto para estes elos.

As interligações elétricas permitem a otimização dos recursos energéticos disponíveis nas diversas regiões do país e também o escoamento da produção de energia produzida distante dos centros de carga. Neste trabalho, estes dois objetivos nortearão a indicação de um plano de expansão das interligações coerente com a expansão da oferta de energia por meio de fontes renováveis, em especial os aproveitamentos hidrelétricos, que estão localizados, em sua maioria, na região norte do país.

A expansão hidrelétrica está sendo viabilizada à medida que os estudos de inventário e viabilidade das bacias hidrográficas são concluídos e os projetos são disponibilizados para os leilões de compra de energia no mercado regulado. Foi realizado com sucesso, em 24 de abril de 2010, o leilão de energia nova para a contratação da energia da usina hidrelétrica de Belo

Monte, cuja casa de força principal possui 11.000 MW de potência instalada e 233,1MW na complementar. Sendo assim, após a interligação das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, localizadas em Rondônia e com sistema de transmissão já licitado e em construção, o próximo grande desafio são os reforços nas interligações decorrente da implantação de Belo Monte.

A partir da conexão da UHE Belo Monte à subestação de Xingu, na região Norte, surge a questão em análise neste documento, com relação ao escoamento da produção da energia desta usina para os demais subsistemas.

Contudo, para o sucesso da análise, a influência de outros fatores no comportamento do sistema não pode ser desconsiderada, bem como o fato de que esta usina apresenta-se plenamente motorizada apenas em 2020, quando a configuração do sistema (oferta e carga) também já terá evoluído. Nesse sentido, é importante destacar que outras usinas de grande porte na região amazônica – localizadas na bacia dos rios Tapajós e Jamanxim – deverão estar na configuração no horizonte de planejamento do ano 2024, aumentando as possibilidades de atendimento à carga.

Os estudos energéticos iniciais, com horizonte de 15 anos, foram desenvolvidos a partir do Plano Decenal de Energia – PDE 2008-2017, e suas análises foram discutidas com o grupo de trabalho sobre interligações, coordenado pela EPE e com a participação de diversas empresas do setor.

A importância da atualização do estudo inicial também foi necessária em função das mudanças no cenário econômico mundial e a atualização da base de dados e modelagem, de forma aderente ao plano decenal de energia recém-divulgado (PDE 2019).

Desta forma, esta nota técnica registra os resultados dos estudos energéticos relativos à expansão das interligações entre os subsistemas a partir de 2014, contemplando o período de motorização da UHE Belo Monte, que só se conclui em 2020¹, e com um maior detalhamento da análise dos fluxos de energia oriundos da UHE Belo Monte para os subsistemas Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste.

¹ Cronograma de motorização oficial na época de elaboração do estudo.

2 METODOLOGIA

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, por meio das Resoluções nº 1, de 18 de novembro de 2004 e nº 9, de 28 de julho de 2008, definiu que o planejamento da expansão da oferta deve atender a dois critérios, o de segurança e o econômico. No critério de segurança, é feita a avaliação do risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, que não deve exceder a 5%, em nenhum subsistema. O critério econômico estabelece o princípio da igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, garantindo a otimalidade da expansão da geração e das interligações entre os subsistemas.

Na elaboração do plano de expansão da geração procura-se determinar, para o horizonte de estudo considerado, a sequência mais econômica de obras, em termos de seus custos de geração e das ampliações das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas. São selecionadas como candidatas as obras julgadas como sócio-ambientalmente viáveis e com previsão de início de operação compatível com os prazos necessários ao desenvolvimento do projeto, licenciamento ambiental, licitação e, finalmente, construção. [1]

Para o processo de planejamento das interligações entre os subsistemas é importante a forte integração entre os estudos de planejamento energéticos e elétricos, que passarão por sucessivas iterações até que se tenha um plano de expansão viável.

Os critérios usualmente adotados para a indicação de reforços nas interligações são os seguintes, sendo que, nos estudos de longo e médio prazo são recomendados os critérios (I) e (III): [2]

- I. Avaliação da redução dos custos de operação do sistema (comparação do custo total de operação de duas alternativas coerentes, ou seja, ajustadas ao mesmo critério);
- II. Acréscimo de garantia física (avaliação com configuração estática);
- III. Avaliação do benefício marginal da interligação (análise da diferença entre os custos marginais de operação do subsistema receptor e do transmissor de energia);
- IV. Avaliação do excedente financeiro no mercado de energia (calculado como o produto do fluxo de energia na interligação pela diferença de preços entre os submercados);
- V. Redução do risco de exposição à diferença de preços entre submercados no mercado de curto prazo (investigação da probabilidade de ocorrência de situações com restrições de transferência de energia entre submercados, provocando preços diferentes entre eles).

3 PLANO ENERGÉTICO DE EXPANSÃO DE MÉDIO PRAZO

3.1 PREMISSAS

O cenário de referência para o planejamento da expansão da oferta no horizonte quinquenal foi elaborado de forma aderente ao Plano Decenal de Energia 2019, recém-divulgado. Sendo assim, a expansão no horizonte inicial foi mantida.

Diretrizes Gerais para a Expansão da Geração

O valor estabelecido para o CME deste estudo foi de R\$ 113,00/MWh, seguindo a orientação do PDE 2019. Desta forma, neste estudo, assim como no Plano Decenal, foi priorizada a expansão por meio de fontes renováveis de geração de energia elétrica, com forte participação de hidrelétricas e fontes alternativas – biomassa, PCH e eólica, dada sua crescente competitividade, de forma a representar a evolução de sua participação na matriz energética brasileira.

Para as simulações energéticas necessárias ao ajuste do plano de oferta de energia e ampliações nas interligações, foi utilizado o modelo NEWAVE², com a simulação de 2.000 cenários hidrológicos.

O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 2.900,00/MWh³ e a taxa de desconto foi de 8% ao ano, em termos reais⁴.

As análises referentes ao sistema de geração foram realizadas considerando as projeções de carga de energia para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte no período 2010-2024. Essas projeções foram representadas em três patamares da curva de carga e correspondem aos requisitos do sistema de geração para suprir o mercado consumidor, incluindo as perdas elétricas na rede transmissora. As informações referentes aos sistemas Manaus/Amapá e Acre/Rondônia foram consideradas a partir de sua data de interligação ao SIN.

² Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Neste plano, os estudos foram elaborados com a versão 15 deste modelo.

³ Conforme Nota Técnica EPE/MME EPE-DEE-RE-030 /2009-r0.

⁴ Uma redução da taxa de descontos em relação ao valor adotado nos ciclos de planejamento anteriores (12% ao ano, em termos reais) foi considerada necessária e justificável, de modo a se buscar uma consistência com o cenário macroeconômico deste PDE e dos estudos de longo prazo. Nesse sentido, adotou-se como referência a taxa de 8% ao ano, em termos reais, coerente com o valor considerado para o cálculo do custo médio de geração de longo prazo no PNE 2030.

O crescimento médio anual da carga de energia do SIN, no horizonte decenal, é de cerca de 3.300 MWmed, representando uma taxa média de expansão de 5,1% a.a, já no horizonte 2020-2024, esta taxa é de 4,2%a.a, correspondendo a um crescimento médio de 3.914 MWmed, totalizando um acréscimo de aproximadamente 53 GWmed ao longo dos 15 anos. A Tabela 1 detalha a projeção da carga por região, podendo-se observar que a expansão do consumo ocorre de forma diferenciada entre as regiões.

Tabela 1 – Projeção da Carga de Energia Elétrica por Região (MWmed)

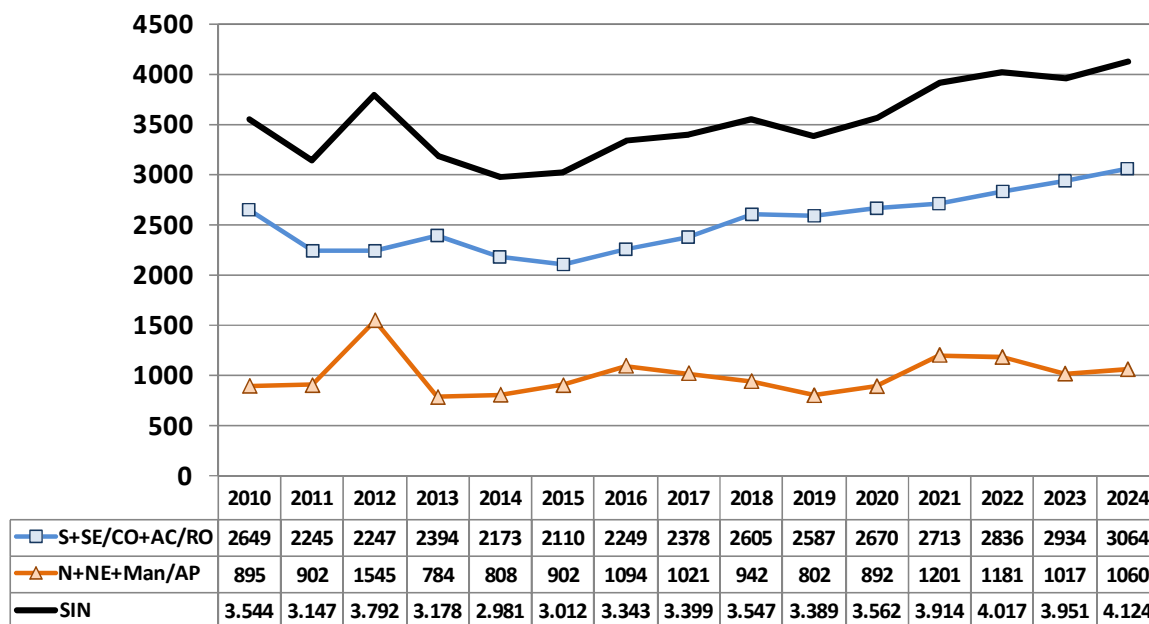
ANO	SE/CO	S	NE	N	Acre/ Rondônia ^(a)	Manaus/Amapá ^(a)	SIN
2010	33.637	9.189	8.242	3.950	426	0	55.444
2011	35.451	9.583	8.683	4.228	463	183	58.591
2012	37.265	9.982	9.110	4.431	497	1.098	62.383
2013	39.216	10.397	9.566	4.705	525	1.152	65.561
2014	40.915	10.828	10.043	4.960	568	1.228	68.542
2015	42.545	11.276	10.528	5.293	600	1.312	71.554
2016	44.255	11.783	11.052	5.780	632	1.395	74.897
2017	46.072	12.308	11.583	6.201	668	1.464	78.296
2018	48.132	12.810	12.205	6.449	711	1.536	81.843
2019	50.152	13.332	12.743	6.625	756	1.624	85.232
2020	52.191	13.915	13.309	6.860	804	1.715	88.794
2021	54.249	14.519	13.994	7.279	855	1.812	92.708
2022	56.446	15.104	14.657	7.697	909	1.912	96.725
2023	58.712	15.715	15.309	7.956	966	2.018	100.676
2024	61.077	16.354	15.990	8.224	1.026	2.129	104.800

^(a) Acréscimo de carga sob o ponto de vista do SIN, ou seja, é o crescimento da carga média anual que passará a ser atendida pelo sistema interligado.

Fonte: EPE.

A projeção indica que no eixo Sul-Sudeste/Centro-Oeste o crescimento varia de 2.100 a 3.000 MWmed por ano, e nas regiões Norte e Nordeste o acréscimo da carga anual deve oscilar entre 700 e 1.100 MWmed, conforme ilustrado no Gráfico 1.

Crescimento da Carga de Energia (MWmed)



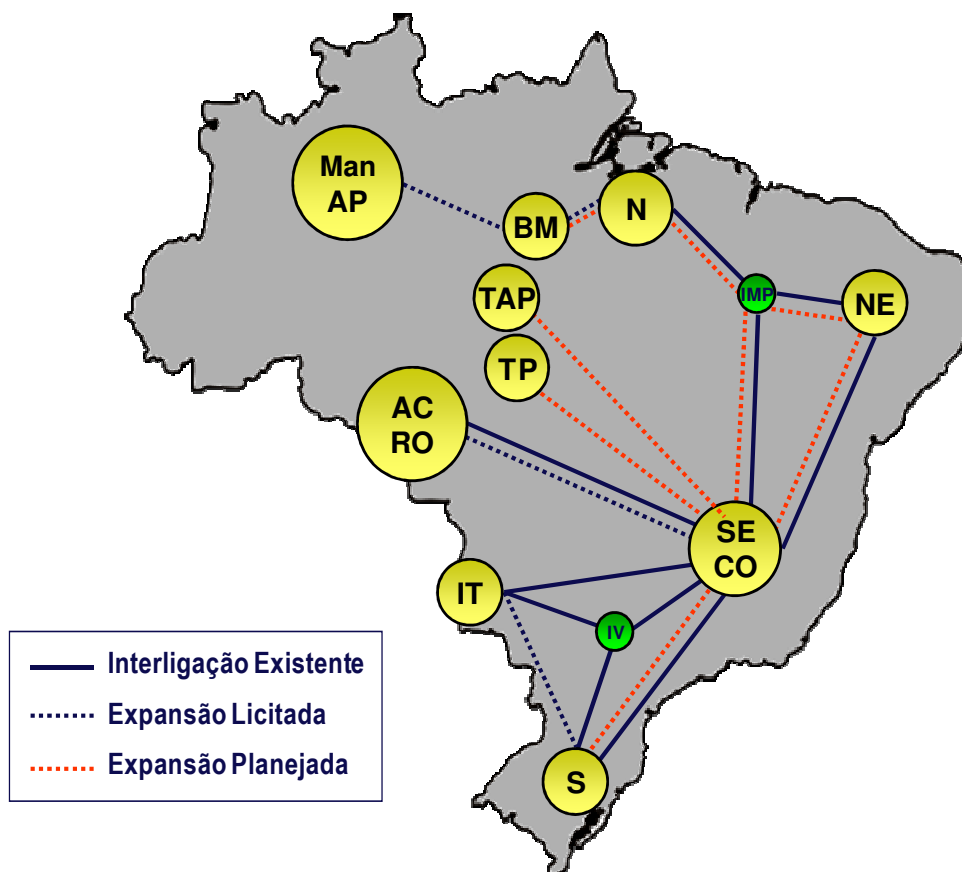
FONTE: EPE.

Gráfico 1 – Crescimento da Carga de Energia (MWmed)

A hidrelétrica de Itaipu foi considerada, para fins do presente estudo, integrada ao parque gerador simulado. Assim, para manter a coerência com a premissa adotada, os suprimentos previstos de energia à ANDE, que são da ordem de 700 MWmed, em 2010, e crescem a uma taxa de 4% a.a., foram acrescentados à carga total usada nos estudos de simulação.

A interligação elétrica entre subsistemas de diferentes características sazonais, e com predominância de fonte hídrica, possibilita maior flexibilidade nos intercâmbios de energia, o que permite um melhor aproveitamento das especificidades de cada região, a partir da operação integrada. Esta operação proporciona ganhos sinérgicos e aumenta a confiabilidade de suprimento, além de reduzir o custo total de operação do sistema.

A Figura 1, a seguir, mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas nacionais, detalhando a forma prevista ao final do horizonte do estudo, para fins de simulação energética a subsistemas equivalentes. As interligações representadas em traços pontilhados estão previstas para se incorporarem ao SIN durante o período analisado (2010-2024).



Legenda

SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste	IT	Itaipu
S	Sul	AC/RO	Acre/Rondônia
NE	Nordeste	BM	Belo Monte
N	Norte	TP	Teles Pires
MAN/AP	Manaus/Amapá	TAP	Tapajós
IV	Ivaiporã	IMP	Imperatriz

Fonte: EPE

Figura 1 – Representação Esquemática das Interligações entre Subsistemas

Neste estudo, devido ao enfoque de análise das interligações, o subsistema Teles Pires/Tapajós foi dividido em dois, perfazendo um total de 10 subsistemas simulados.

3.2 AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA E INTERLIGAÇÕES

Com base nas diretrizes do estudo do PDE 2019, foi ajustado um plano de expansão de oferta de geração e transmissão para o horizonte quinquenal (2010-2024) com o plano de obras de geração conforme detalhado a seguir.

Expansão Hidrelétrica

Foi mantido o plano de obras do PDE 2019 para as usinas hidrelétricas. A Tabela 2 apresenta os projetos indicados no horizonte de 2014 a 2019 do Plano Decenal, referência deste estudo.

Tabela 2 - Novos Projetos Hidrelétricos de 2014 a 2019

Entrada em Operação		Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	Região
Ano	Mês				
2014	jul	UHE Baú I ^(b)	Doce	110	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Santo Antônio Jarí ^{(b)(c)}	Jarí	300	Norte
	jan	UHE Garibaldi	Canoas	175	Sul
	jan	UHE Cachoeira	Parnaíba	63	Nordeste
	jan	UHE Castelhana	Parnaíba	64	Nordeste
	jan	UHE Estreito	Parnaíba	56	Nordeste
	jan	UHE Teles Pires	Teles Pires	1.820	Norte
2015	jan	UHE Colíder	Teles Pires	300	Norte
	jan	UHE São Manoel	Teles Pires	746	Norte
	jan	UHE Sinop	Teles Pires	461	Norte
	jan	UHE Belo Monte	Xingu	11.233	Norte
	abr	UHE Foz do Apicás	Apicás	275	Norte
	ago	UHE Salto Grande Chopim	Chopim	53	Sul
	out	UHE Tijuco Alto ^(b)	Ribeira do Iguape	129	Sul
2016	out	UHE Uruçui	Parnaíba	134	Nordeste
	out	UHE Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	113	Nordeste
	jan	UHE Toricoejo	Das Mortes	76	Sudeste/Centro-Oeste
	mar	UHE Ferreira Gomes	Araguari	153	Norte
	nov	UHE Couto Magalhães ^(b)	Araguaia	150	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Davinópolis	Paranaíba	107	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	6.133	Norte
2017	jan	UHE São Roque	Canoas	214	Sul
	out	UHE São Miguel	Grande	65	Sudeste/Centro-Oeste
	dez	UHE Pai Querê ^(b)	Pelotas	292	Sul
2018	jan	UHE Itapiranga	Uruguai	725	Sul
	set	UHE Telêmaco Borba	Tibaji	120	Sul
	out	UHE Mirador	Tocantinzinho	80	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Água Limpa	Das Mortes	320	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Marabá	Tocantins	2.160	Norte
2019	nov	UHE Serra Quebrada	Tocantins	1.328	Norte
	jan	UHE São João ^(b)	Chopim	62	Sul
	jan	UHE Cachoeirinha ^(b)	Chopim	45	Sul
	jan	UHE Torixoréu	Araguaia	408	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Barra do Pomba	Paraíba do Sul	80	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Traira II	Suaçuí-Grande	60	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Jatobá	Tapajós	2.336	Norte
	jan	UHE Jardim do Ouro	Jamanxim	227	Norte
jan	UHE Cachoeira dos Patos	Jamanxim	528	Norte	
jan	UHE Jamanxim	Jamanxim	881	Norte	
jan	UHE Cachoeira do Caí	Jamanxim	802	Norte	
TOTAL				33.384	

(a) Potência total do empreendimento;

(b) Projetos já concedidos;

(c) UHE com concessão que poderá vender energia em leilão de energia nova, conforme estabelecido na Lei nº 11.943/2009 (participação garantida em leilões para usinas pertencentes a sistemas isolados que não tenham entrado em operação comercial).

Fonte: EPE.

Os projetos de geração já concedidos com previsão de entrada em operação a partir do ano 2020, além do horizonte considerado no PDE 2019, e os novos projetos a serem viabilizados de

2020 a 2024, totalizam cerca de 16 GW de capacidade instalada. O Gráfico 2 apresenta a distribuição deste potencial entre as regiões geográficas do país, onde observa-se a concentração de projetos na região Norte, dado que a maior parte do potencial inexplorado se encontra na região Amazônica.

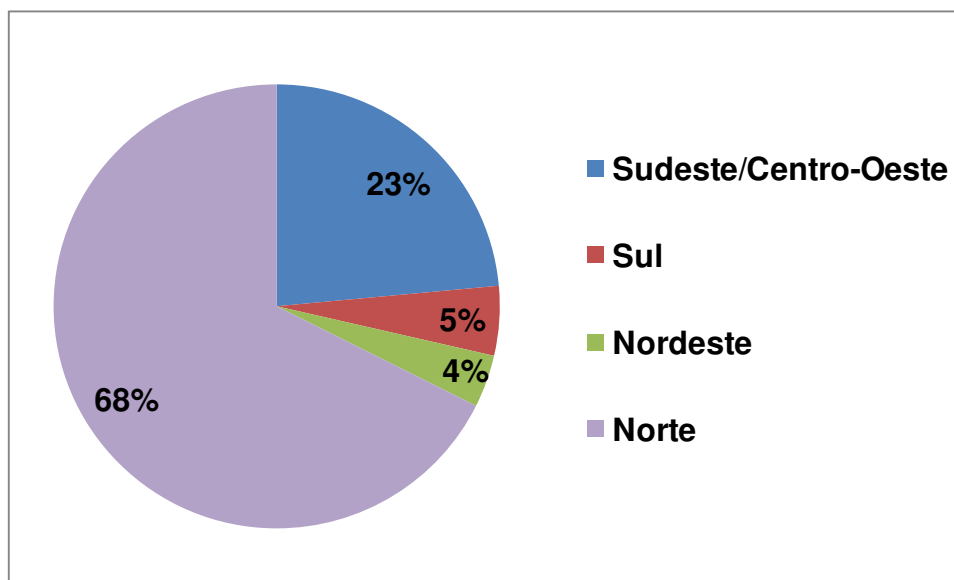
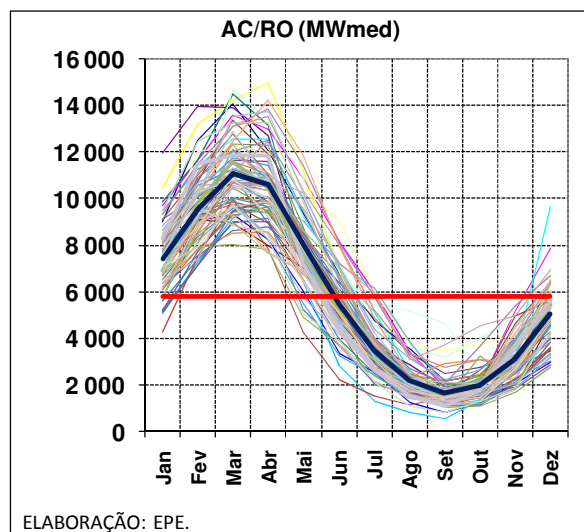
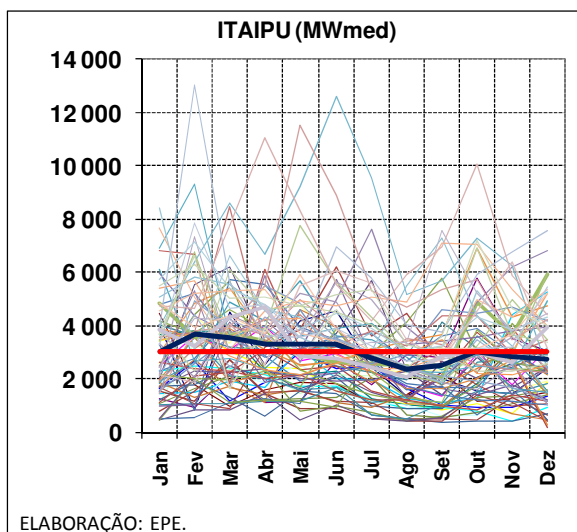
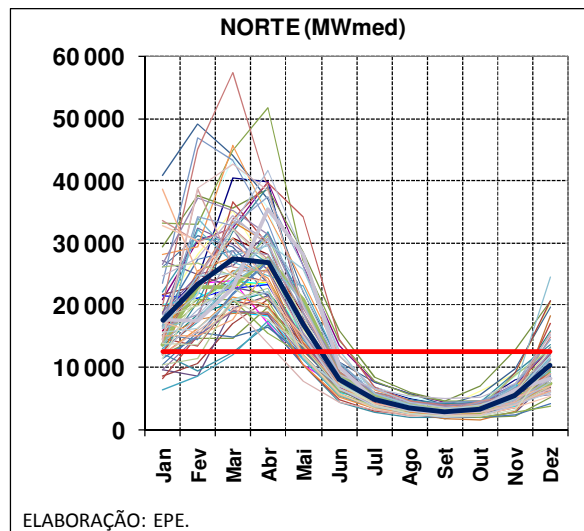
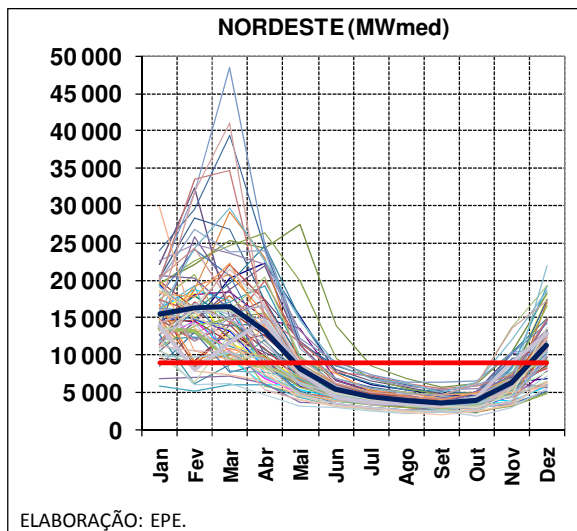
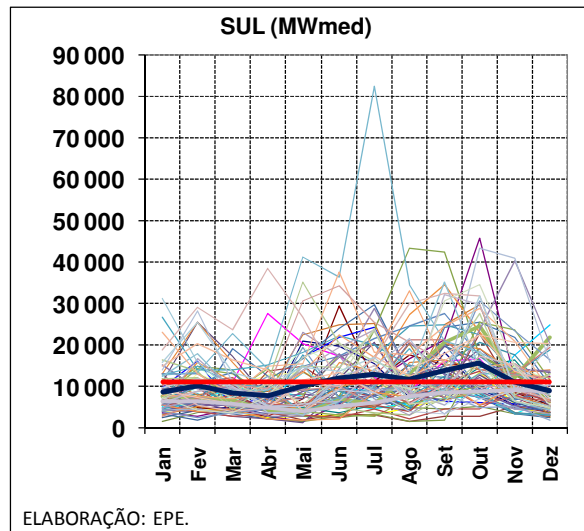
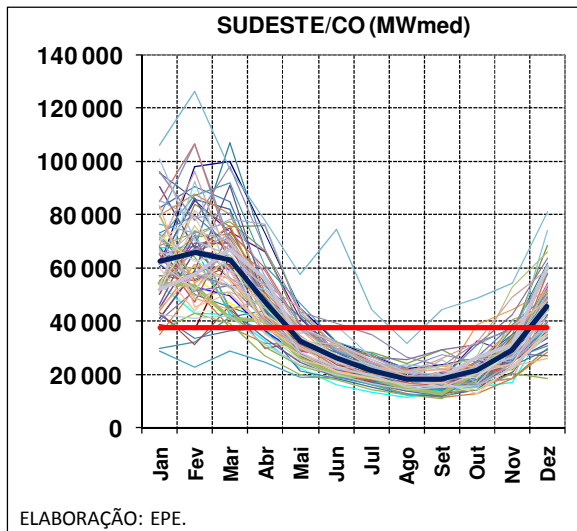


Gráfico 2 – Distribuição da Potência Total dos Novos Projetos de Geração entre as Regiões – 2020 a 2024

Considerando o forte perfil hidrelétrico da expansão planejada, é interessante observar a sazonalidade hidrológica para as diferentes regiões.

Assim, o Gráfico 3 apresenta o comportamento de cada série histórica de 1931 a 2007 da energia afluente por região, bem como um destaque (linha azul) para os valores da média de longo termo (MLT) mensal e para o valor médio anual destas energias (linha vermelha)⁵.

⁵ Vazões afluentes a cada reservatório transformadas em energias afluentes, considerando a produtividade das usinas hidrelétricas do subsistema analisado. Nesta análise, foi considerado o parque instalado no final do horizonte (2024).



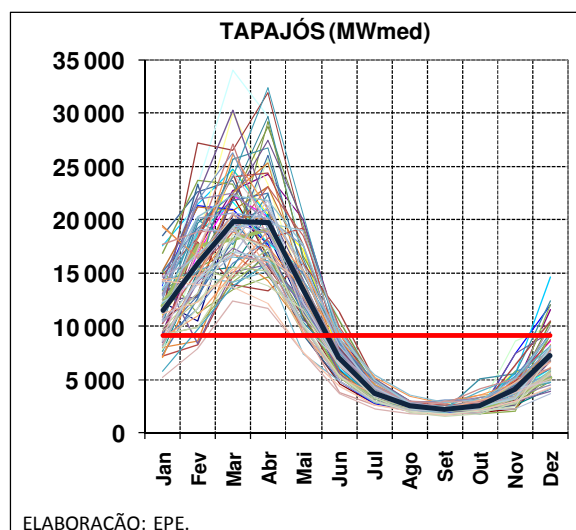
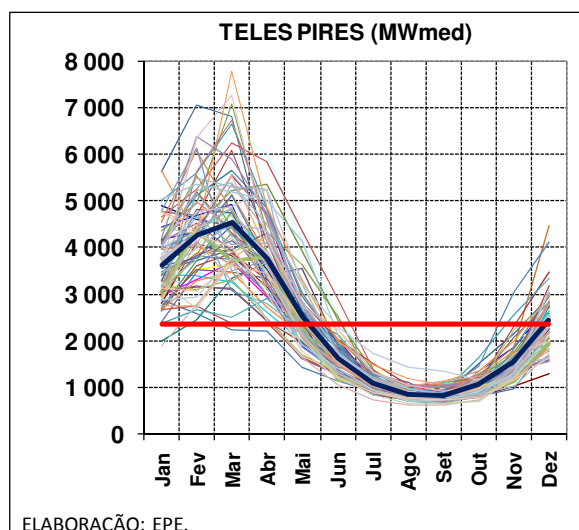
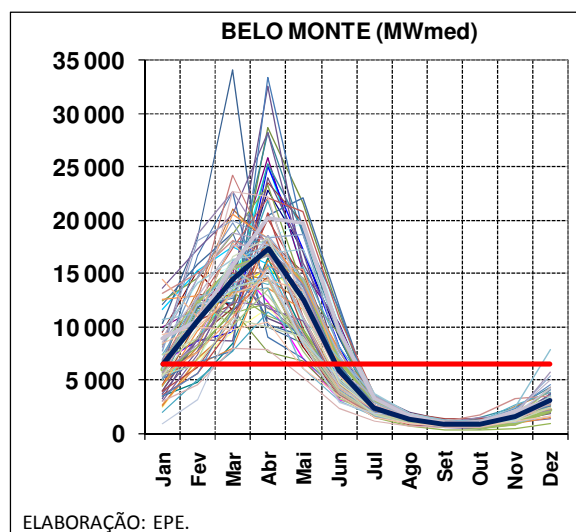
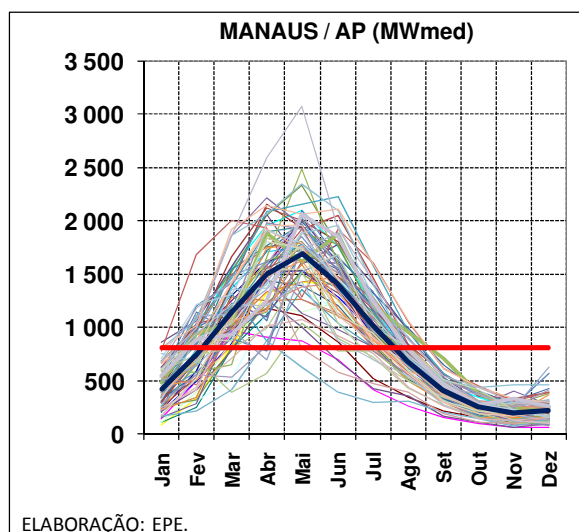


Gráfico 3 – Diagrama Esquemático de Usinas Hidrelétricas

Através da análise das energias afluentes verificadas desde 1931 em cada subsistema, pode-se observar a incerteza hidrológica e sua variação entre os períodos úmidos e secos, a complementaridade entre regiões, a necessidade de reforços nas interligações entre regiões e a possibilidade de ganho energético advindo da regularização das vazões por meio de reservatórios de acumulação.

O Anexo I apresenta uma análise de correspondências entre as aflúncias das regiões, de tal forma que se pode observar a correlação anual do fenômeno hidrológico, o que será interessante para entender alguns resultados da operação otimizada decidida pelo modelo de simulação energético.

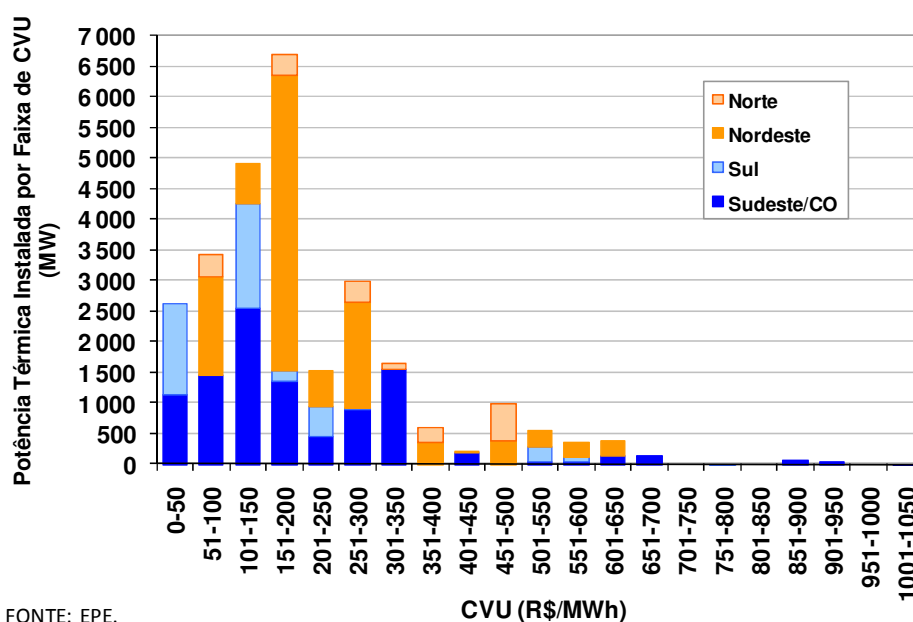
Expansão Termelétrica e Nuclear

Conforme apresentado no PDE 2019, a capacidade termelétrica instalada no SIN no início do horizonte do estudo é de 14 GW, evoluindo para cerca de 25 GW até 2013, horizonte de contratação dos leilões de energia nova já realizados, previstos em lei, ficando estável a partir de então.

O acréscimo da capacidade instalada de usinas nucleares se dará, neste horizonte, pela implantação da usina de Angra 3⁶, com 1.405 MW. Esta central nuclear está prevista para entrar em operação em junho de 2015, aumentando o parque nuclear atualmente existente em 70%, de 2.007 MW para 3.412 MW.

Portanto, no que diz respeito à geração termelétrica, o estudo em análise considera uma expansão de 2020 a 2024 de 1.650 MW, na região Sul, juntamente com o acréscimo de capacidade instalada de usinas nucleares de 1.000 MW, na região Nordeste no ano de 2024.

O Gráfico 4 ilustra a distribuição de usinas térmicas classificadas por CVU e por subsistema, consideradas neste estudo de médio prazo. Destaca-se que quanto menor o CVU, maior será a probabilidade de despacho da usina termelétrica. Assim, estas análises permitem avaliar a localização dos blocos termelétricos que serão poupados de gerar nos cenários de melhor hidrologia.



FORNTE: EPE.

OBS.: Data de referência dos CVU: PMO de dezembro de 2009 (ONS).

Gráfico 4 – Distribuição do Parque Térmico por Faixa de CVU e Subsistema (MW)

⁶ Implantação estabelecida pela Resolução CNPE nº 3, de 25/06/2007.

Expansão de Fontes Alternativas

É também importante destacar que, dada a sua competitividade, a tendência atual é a contratação de fontes alternativas renováveis, haja vista os resultados dos últimos leilões de energia de reserva específicos para estas fontes.

Em relação às fontes alternativas, nota-se uma expansão média anual de 13% no horizonte de 2010 a 2019, com destaque para as usinas eólicas, a biomassa de bagaço de cana-de-açúcar e PCH. A expansão de 2020 a 2024 foi considerada constante, estimada em 1.000 MW, conforme mostrado na Tabela 3.

Tabela 3 – Expansão de Fontes Alternativas Indicativas (MW) – 2013 a 2024

	SE/CO			S			NE			SIN		
	EOL	PCH	BIO	EOL	PCH	BIO	EOL	PCH	BIO	EOL	PCH	BIO
2013	50	200	350	200	200	0	150	0	0	400	400	350
2014	50	300	400	200	250	0	150	0	0	400	550	400
2015	0	300	350	200	200	0	200	0	0	400	500	350
2016	50	150	200	50	100	0	300	0	0	400	250	200
2017	50	100	150	100	150	0	250	0	0	400	250	150
2018	50	200	300	50	150	0	300	0	50	400	350	350
2019	50	300	350	150	250	0	200	0	50	400	550	400
2020	0	250	300	50	150	0	250	0	0	300	400	300
2021	0	250	300	50	150	0	250	0	0	300	400	300
2022	0	250	300	50	150	0	250	0	0	300	400	300
2023	0	250	300	50	150	0	250	0	0	300	400	300
2024	0	250	300	50	150	0	250	0	0	300	400	300
TOTAL	300	2.800	3.600	1.200	2.050	0	2.800	0	100	4.300	4.850	3.700

Expansão da Transmissão

Tendo como principal motivação a expansão nas interligações decorrente da entrada em operação da UHE Belo Monte (11.233 MW a partir de 2015), o estudo de referência foi ajustado considerando os critérios estabelecidos pelo CNPE. Entretanto, considerando a localização geográfica desta e das próximas usinas a serem viabilizadas, também na região Norte, e considerando a incerteza da conexão dos aproveitamentos nos rios Tapajós e Jamanxim, foram elaborados cenários com alternativas de conexão do Tapajós para verificação do impacto nas demais interligações.

O caso de referência considera o subsistema Tapajós conectado diretamente a região Sudeste/CO, através de uma linha de transmissão dedicada para o escoamento de toda sua produção, cuja extensão é de aproximadamente 2.150 km. Desta forma, este caso foi denominado como Alternativa 1.

A Alternativa 2 consiste na conexão da UHE São Luiz do Tapajós à rede básica mais próxima localizada a 160km da usina, em Rurópolis, na região Norte, seguida de reforços nos elos Norte-Imperatriz e Imperatriz-Sudeste/CO⁷. Nessa alternativa, as demais usinas da bacia são interligadas ao Sudeste/CO, por ser a região capaz de absorver energeticamente a maior parte da produção desta bacia, dada a sua elevada e crescente carga de energia elétrica e sua capacidade de armazenamento pela presença de grandes reservatórios de acumulação. Assim, esta alternativa, híbrida, conecta a UHE São Luiz do Tapajós ao Norte, mas há necessidade de reforços nas interligações em um total de 2.910 km, além da conexão das demais usinas desta região diretamente ao SE/CO, com um sistema de 2.150 km.

A Alternativa 3 contempla a possibilidade de escoamento de toda a energia gerada pelas usinas da bacia do Tapajós pela região Norte que, durante o horizonte analisado, não tem porte para absorver plenamente esta energia. Assim, esta alternativa implicaria em uma expansão da interligação entre o Norte e a região Sudeste/Centro-Oeste (modelados no estudo energético como sendo os troncos Imperatriz-Sudeste/CO e Norte-Imperatriz), cuja distância total é de 2.910 km.

A Figura 2 ilustra os corredores de interligação estimados para as alternativas de conexão descritas.

Apesar de na Alternativa 3 o percurso a ser percorrido pela energia produzida pelas usinas do subsistema Tapajós ser maior, a ampliação na LT Imperatriz-Sudeste/CO não precisa ser dimensionada para o escoamento do total do montante de geração expandido (como uma conexão de usina), já que pode ser aproveitado uma parte da capacidade existente neste tronco que, ao longo do tempo, poderia ficar ociosa com o crescimento de carga nas regiões N e NE.

Todas as alternativas levam em consideração análises preliminares de viabilidade sócio-ambiental para a definição de corredores onde serão construídas as linhas de transmissão.

⁷ A subestação de Rurópolis, em 230 kV, não suporta a conexão da UHE São Luiz. Desta forma, será necessária a construção de um novo sistema de transmissão a partir desta conexão.

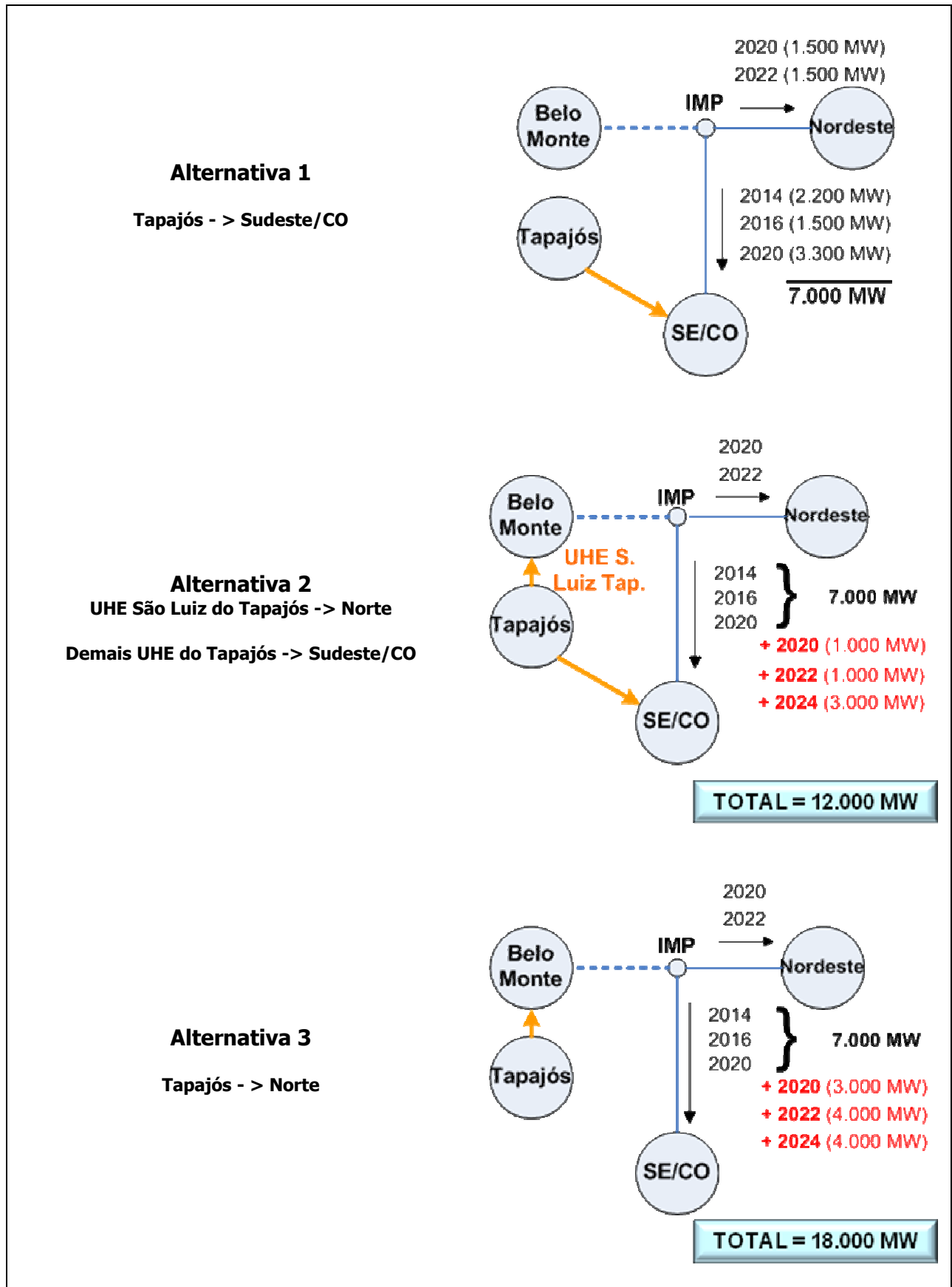
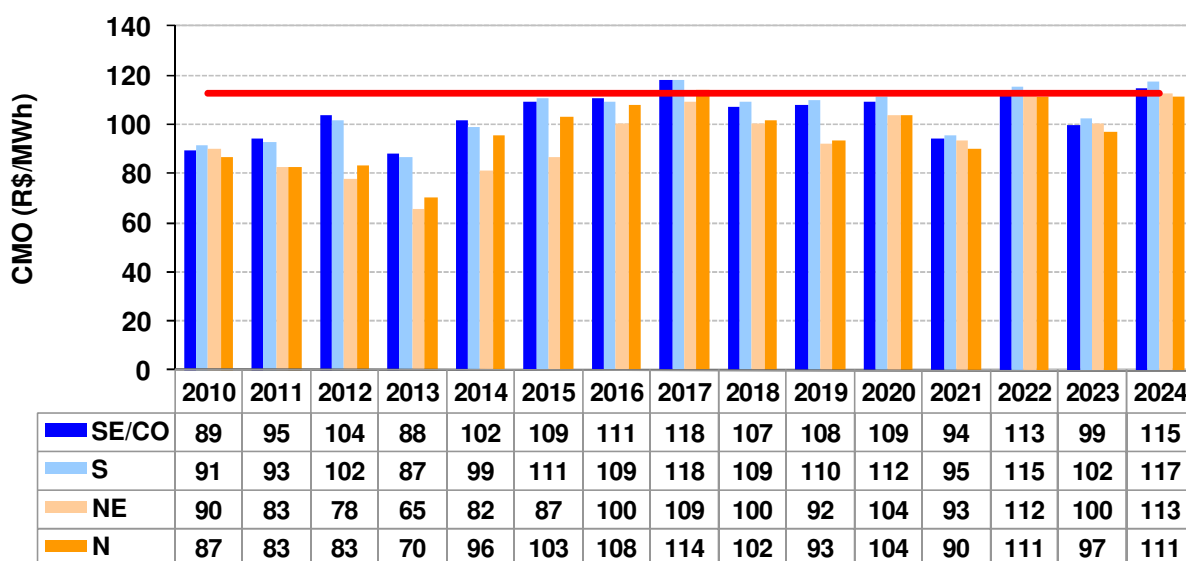


Figura 3 – Diagrama Esquemático com as Alternativas de Conexão das Usinas Hidrelétricas da Bacia dos Rios Tapajós e Jamanxim

3.3 PRINCIPAIS RESULTADOS

3.3.1 CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO E RISCOS DE DÉFICIT

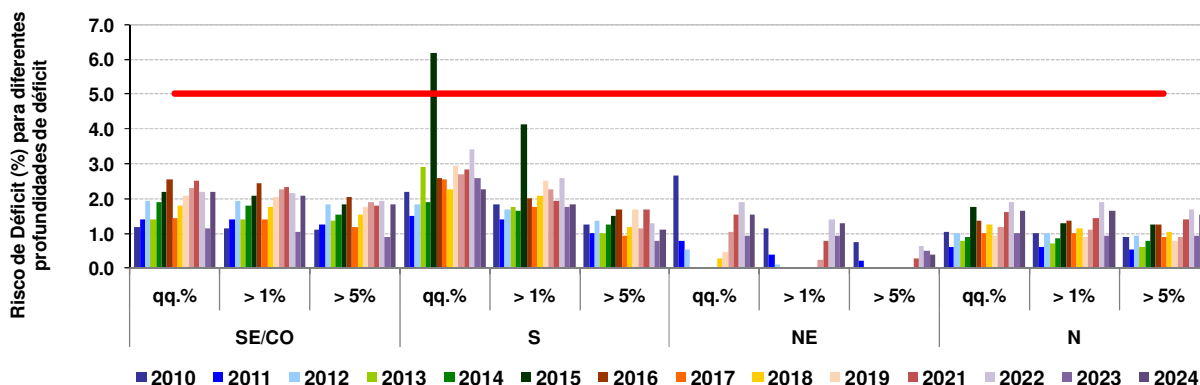
Dada a expansão da oferta e transmissão prevista para este horizonte de estudo, o resultado da simulação da Alternativa 1 apresenta custos marginais médios anuais oscilando ao longo dos anos, podendo ficar bem abaixo do valor de CME de referência, conforme apresenta o Gráfico 5.



FONTE: EPE.

Gráfico 5 – Custo Marginal de Operação por Subsistema (R\$/MWh) – Alternativa 1

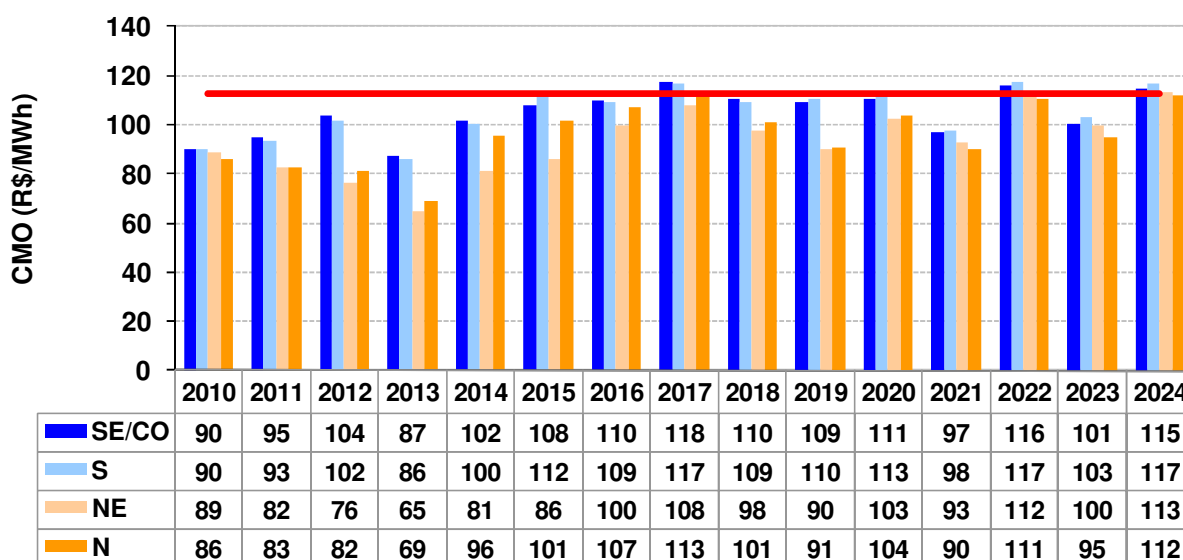
Da mesma forma, o plano sinaliza baixos riscos de déficit, com valores em torno de 2% nos sistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, como mostrado no Gráfico 6, exceto para o ano 2015 no sistema Sul, cujo risco de qualquer déficit de energia atingiu 6%. Neste mesmo ano, ao se analisar os déficits com profundidade superiores a 1% do mercado desta região, o risco de não atendimento ao mercado cai para 4%. Isto denota a alta frequência de déficits de pequena monta, não significativos em termos energéticos.



FONTE: EPE.

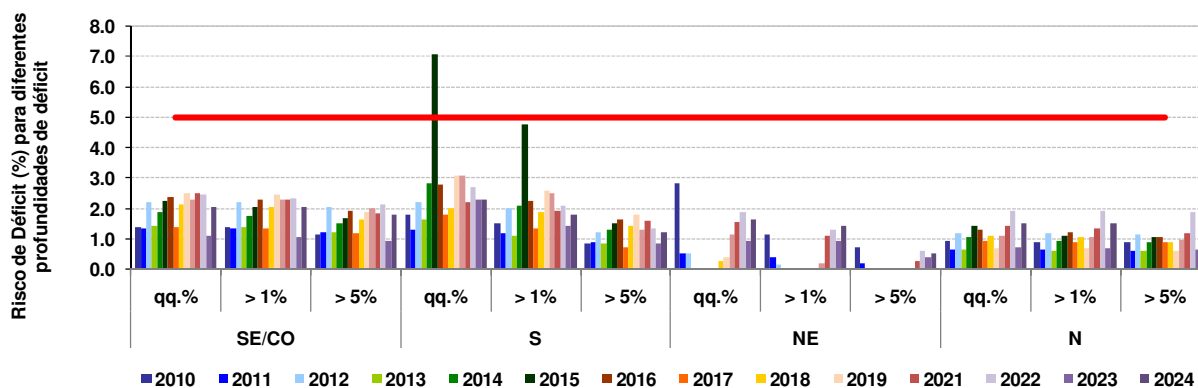
Gráfico 6 – Risco de Déficit por Subsistema (%) – Alternativa 1

Para as alternativas 2 e 3, convergidas pelos mesmos critérios, tem-se os CMO e riscos de déficit apresentados nos gráficos a seguir.



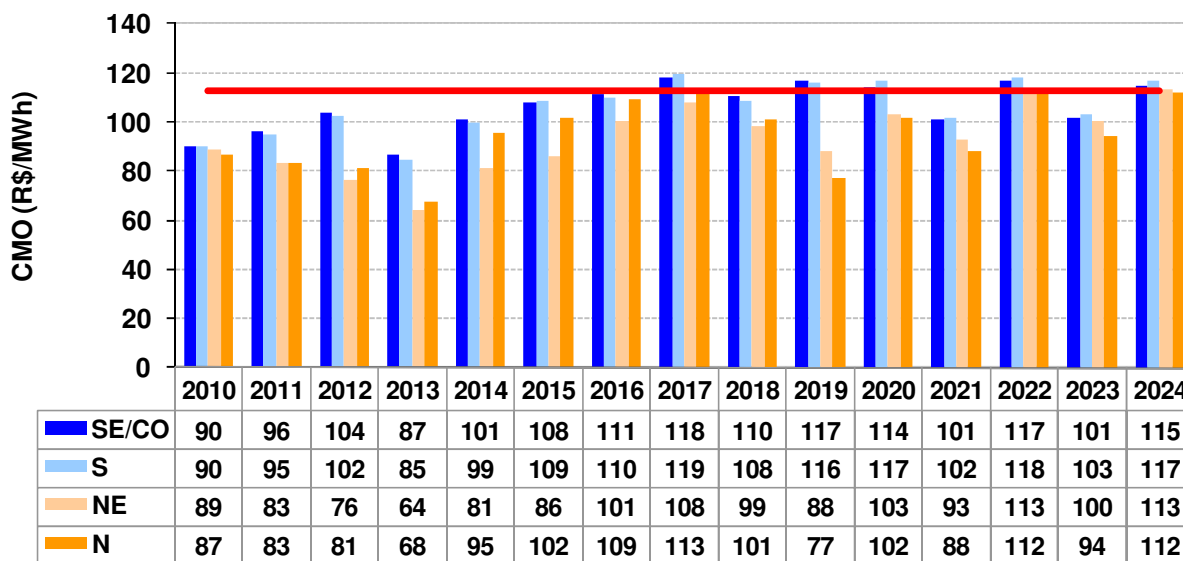
FONTE: EPE.

Gráfico 7 – Custo Marginal de Operação por Subsistema (R\$/MWh) – Alternativa 2



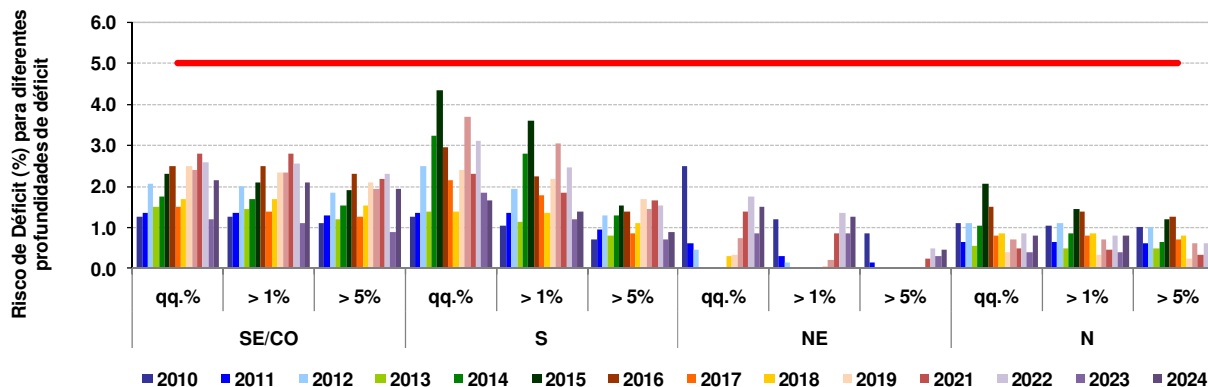
FONTE: EPE.

Gráfico 8 – Risco de Déficit por Subsistema (%) – Alternativa 2



FONTES: EPE.

Gráfico 9 – Custo Marginal de Operação por Subsistema (R\$/MWh) – Alternativa 3



FONTES: EPE.

Gráfico 10 – Risco de Déficit por Subsistema (%) – Alternativa 3

Adicionalmente, são apresentados no Gráfico 11 os valores de CMO médios mensais para os 2.000 cenários sintéticos de vazões simulados, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

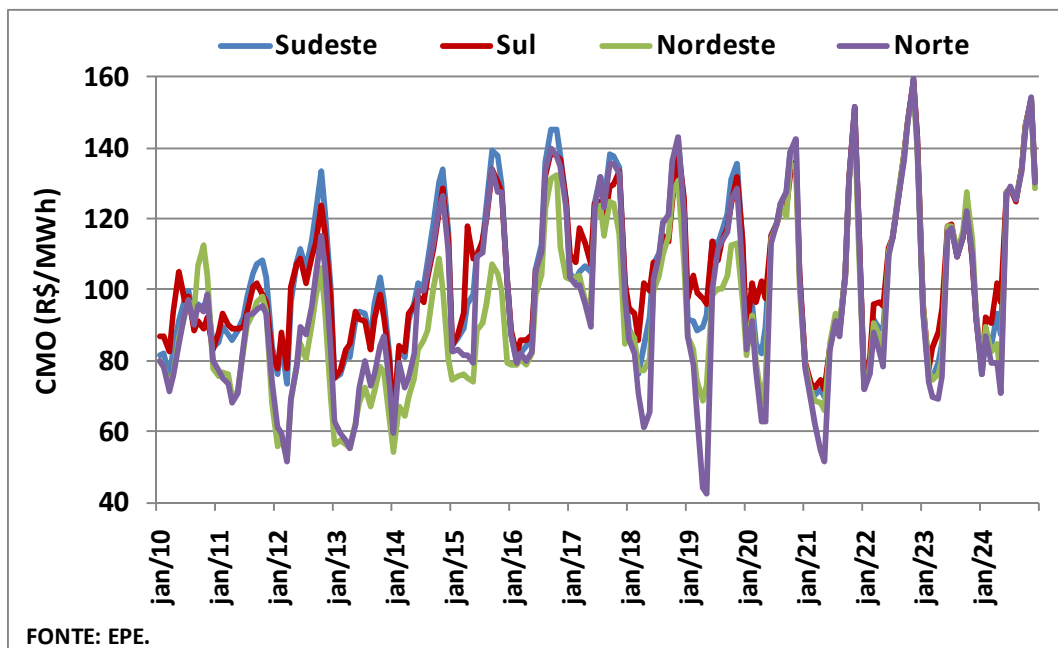


Gráfico 11 – Custos Marginais de Operação Médios Mensais (R\$/MWh) – Alternativa 1

Apesar de, em termos médios anuais, os CMO estarem na faixa de 113 R\$/MWh (CME), a variação ao longo do ano é bastante expressiva, principalmente nos anos finais do estudo, quando as usinas hidrelétricas com forte sazonalidade passam a ter papel mais representativo na configuração do sistema. É importante notar que a aderência dos CMO das regiões exportadoras de energia com as consumidoras de energia se viabilizará por meio das expansões nas interligações indicadas no estudo. A sistemática diferença de custos marginais entre os subsistemas traz incertezas ao mercado de energia elétrica, pelo risco de exposição a diferenças de preços entre os submercados e pelos elevados excedentes financeiros (*surplus*).

3.3.2 INTERLIGAÇÕES ENTRE SUBSISTEMAS

Os gráficos a seguir apresentam as curvas de permanência para o ano de 2024, por patamar de carga, dos fluxos de energia estimados em quatro interligações: Norte-Imperatriz, Nordeste-Imperatriz, Sudeste/Centro-Oeste-Imperatriz e Sudeste/Centro-Oeste-Nordeste.

A Alternativa 1 é apresentada na coluna da esquerda, e a da Alternativa 2 na coluna da direita. Desta forma, pode-se comparar o impacto no uso dos troncos de interligação decorrente da opção de conexão das usinas do subsistema Tapajós.

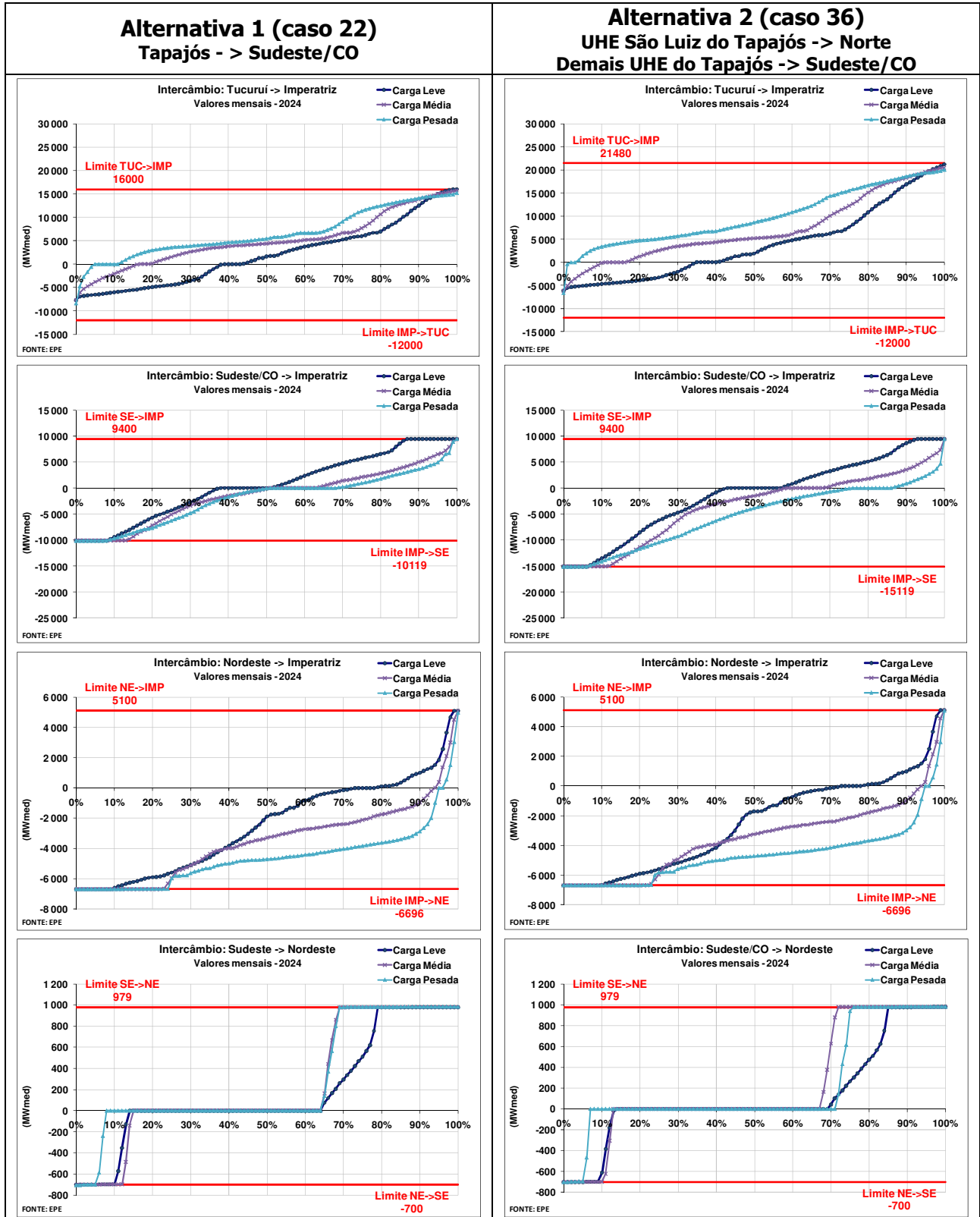


Gráfico 12 – Fluxos de Energia entre Interligações em 2024 para os Patamares de Carga Leve, Média e Pesada

Os gráficos seguintes apresentam, para as mesmas interligações, as curvas de permanência dos fluxos nos períodos úmido e seco do ano de 2024, para cada patamar de carga.

CARGA LEVE

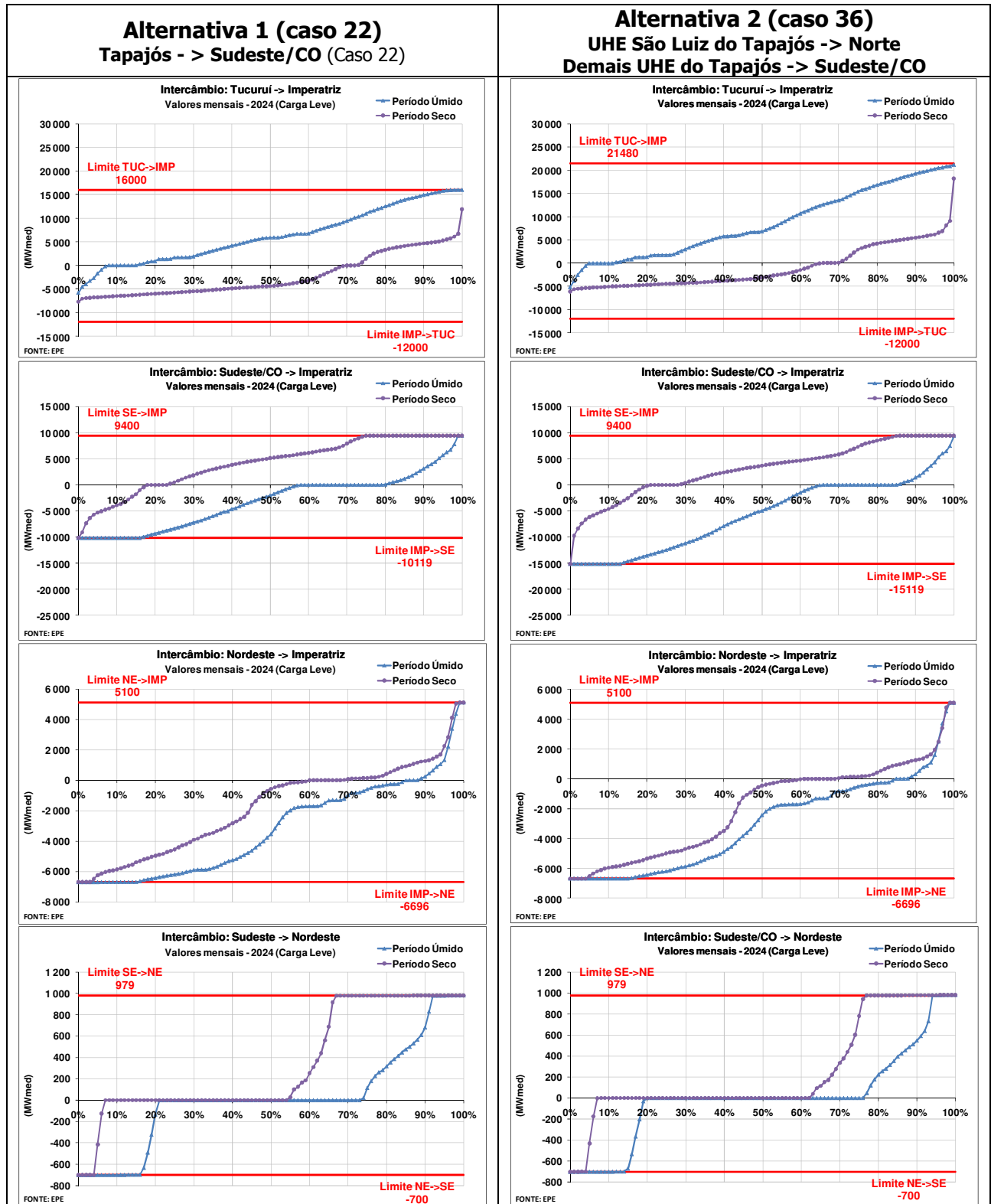


Gráfico 13 - Fluxos de Energia entre Interligações em 2024 para os Períodos Úmido e Seco – Carga Leve

CARGA MÉDIA

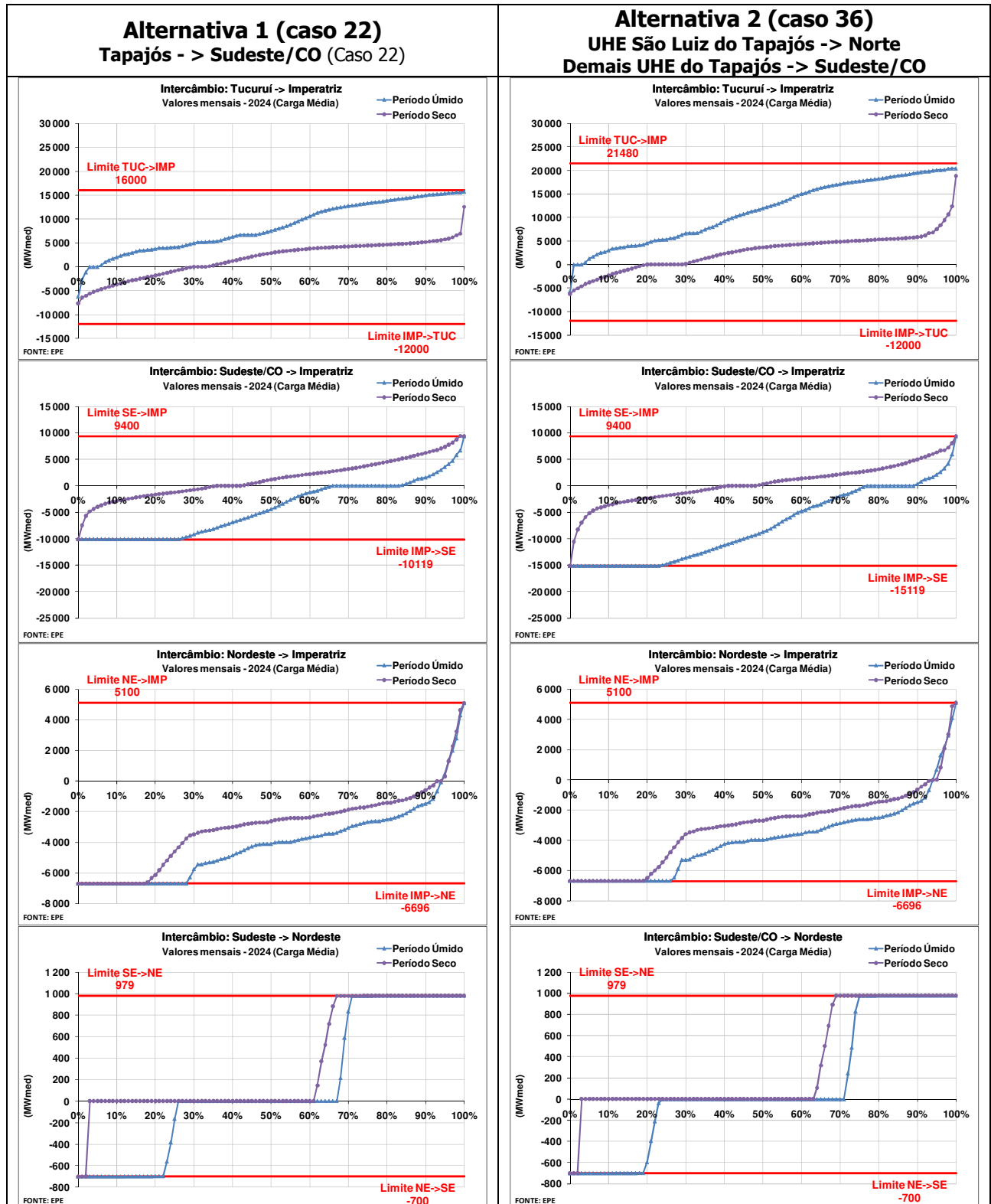


Gráfico 14 - Fluxos de Energia entre Interligações em 2024 para os Períodos Úmido e Seco – Carga Média

CARGA PESADA

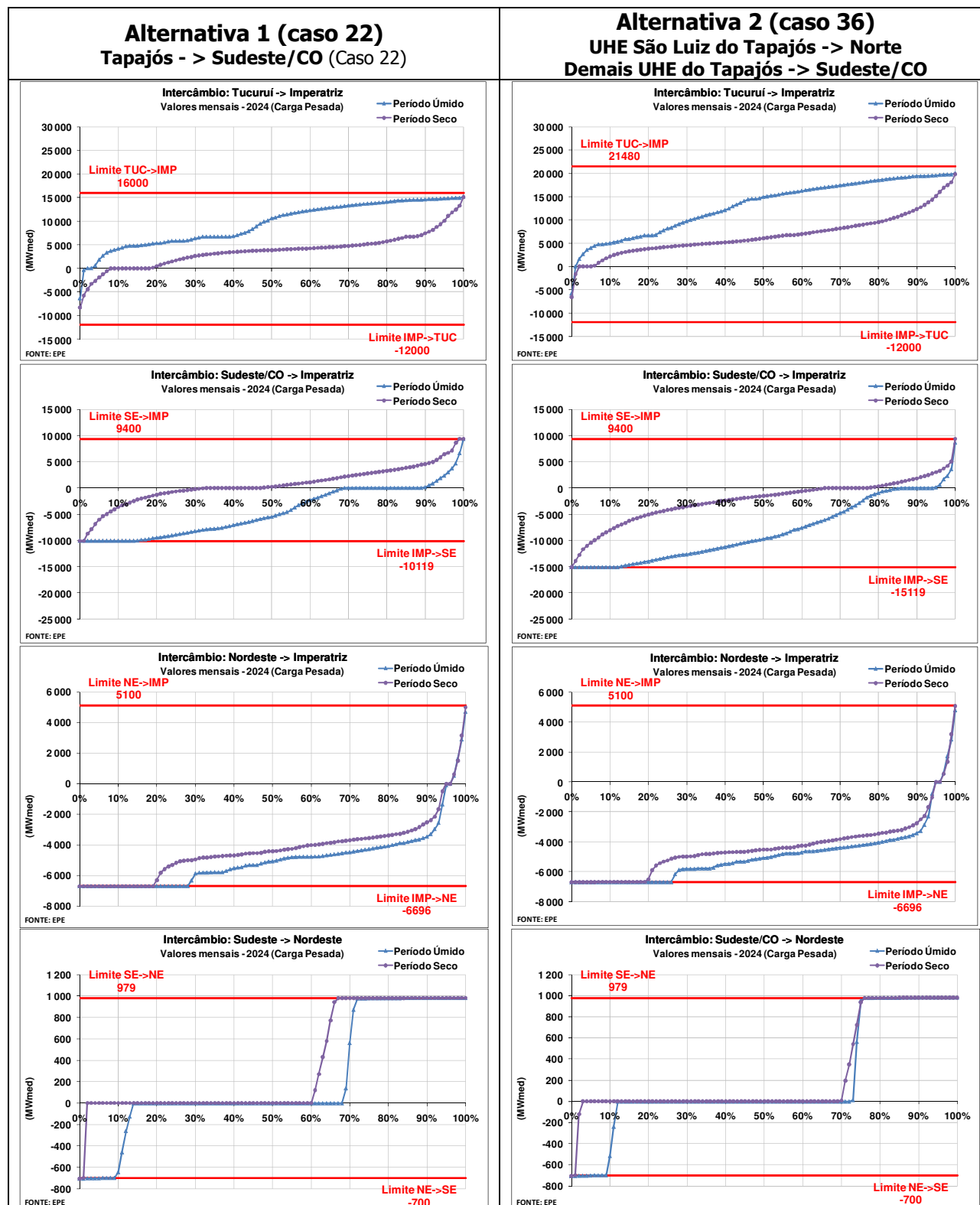


Gráfico 15 - Fluxos de Energia entre Interligações em 2024 para os Períodos Úmido e Seco – Carga Pesada

Foi apresentada somente a comparação entre os fluxos de intercâmbio resultantes da configuração considerada nas Alternativas 1 e 2. O comportamento dos fluxos na Alternativa 3 se deu conforme o esperado, por isso, não é apresentado neste documento. Observou-se uma maior utilização da LT IMP->SE, diminuindo sua ociosidade, na medida em que a energia da

Bacia do Tapajós e Jamanxim é escoada por esta via para atendimento à carga da região Sudeste/CO. Já a LT IMP-NE, apresentou um comportamento semelhante às demais alternativas, já que não houve necessidade energética de ampliação, apenas pouco mais usada em sua capacidade de transmissão.

3.3.3 GERAÇÃO HIDRÁULICA

A comparação do efeito das três possibilidades de conexão da UHE São Luiz do Tapajós nas expectativas de geração dos subsistemas, nos patamares de carga pesada e leve, é apresentada no ANEXO III. Nestes gráficos, são apresentados os valores esperados (média dos 2.000 cenários) de geração para cada mês do ano, ao longo de todo o horizonte de estudo. Como o estudo tem 15 anos, são mostrados os 15 valores de geração hidráulica para o mês de janeiro e, em seguida, para fevereiro, e assim por diante.

Como exemplo, esta análise é produzida no Gráfico 16, onde se observa a geração esperada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste nos patamares de carga pesada e leve (Alternativa 1). No início do horizonte, a geração hidráulica nos meses de janeiro a abril são superiores à geração dos meses de maio a dezembro, contudo, no segundo semestre, a dispersão da geração hidráulica ao longo dos anos é maior, resultando em valores mais elevados de geração no final do horizonte.

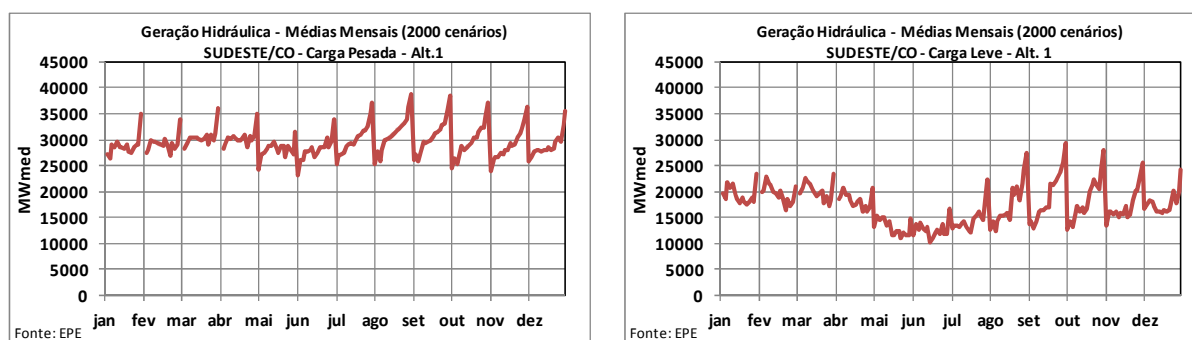


Gráfico 16 – Análise da Geração Hidráulica Média Mensal – Carga Pesada e Leve – Alternativa 1

Observa-se a mudança do perfil de geração dos subsistemas na medida em que as grandes usinas da região amazônica aumentam sua participação no SIN, uma vez que no período seco desta região haverá pouca contribuição energética para o atendimento ao mercado, sendo necessário a otimização do uso dos reservatórios, grande parte concentrados na região Sudeste/Centro-Oeste e, eventualmente, do parque térmico.

A comparação da geração hidráulica média anual entre os três estudos analisados (Alternativas 1, 2 e 3) é resumida na Tabela 4.

Tabela 4 – Comparação da Geração Hidráulica Média Anual

GH média - Carga Pesada		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
S+SE/CO+IT	Alt. 1	49136	49391	51257	51484	51207	52625	52183	53887	58620
	Alt. 2	49224	49358	51250	51671	51124	52682	52229	54339	58986
	Alt. 3	49049	49231	51110	51890	50894	52717	51605	53784	58217
N+NE+Man	Alt. 1	15612	16067	16308	16835	17528	18268	19107	20346	20490
	Alt. 2	15583	15964	16451	16587	17726	18419	19367	20391	20693
	Alt. 3	15708	16187	16492	16602	17729	18219	19673	20537	20785
AC-RO-Mad	Alt. 1	4509	4755	4815	4822	4819	4879	5017	4972	4990
	Alt. 2	4502	4762	4799	4838	4814	4874	5021	4994	5016
	Alt. 3	4501	4740	4796	4820	4806	4872	4990	4974	4995
BM	Alt. 1	1047	2339	3691	4172	5223	5205	5157	4770	5143
	Alt. 2	1052	2438	3776	4415	5599	5656	5621	5262	5740
	Alt. 3	1055	2405	3802	4550	6069	6194	6188	6093	6558
T.Pires+Tap.	Alt. 1	2055	2959	3733	5193	6769	7295	7722	10191	11636
	Alt. 2	2007	2967	3574	5013	6275	6674	6931	9176	10432
	Alt. 3	2062	2910	3570	4696	6046	6384	6861	8829	10377
GH média - Carga Média		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
S+SE/CO+IT	Alt. 1	43440	43805	46186	46645	46424	47892	47196	48873	54117
	Alt. 2	43533	43922	46072	47005	46295	48162	46928	49030	53925
	Alt. 3	43404	43769	45879	47030	46537	48387	46772	49159	53923
N+NE+Man	Alt. 1	13744	14098	14177	14780	15845	16690	17050	18707	18880
	Alt. 2	13624	13966	14368	14572	16163	16558	17366	18558	18961
	Alt. 3	13736	14150	14460	14852	15925	16306	17550	18585	19047
AC-RO-Mad	Alt. 1	4032	4300	4354	4388	4425	4463	4624	4605	4612
	Alt. 2	4081	4303	4369	4390	4416	4441	4624	4598	4621
	Alt. 3	4067	4282	4348	4404	4437	4492	4657	4631	4648
BM	Alt. 1	874	1787	2621	3195	3937	3583	3959	3579	3839
	Alt. 2	874	1799	2637	3135	3822	3637	4037	3719	4046
	Alt. 3	877	1783	2653	3153	4000	3913	4230	3877	4317
T.Pires+Tap.	Alt. 1	1617	2443	3022	4038	5052	5385	5617	7178	7769
	Alt. 2	1598	2426	2956	3953	4984	5208	5454	7028	7644
	Alt. 3	1620	2404	2967	3669	4792	5000	5371	6752	7364
GH média - Carga Leve		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
S+SE/CO+IT	Alt. 1	29032	29240	31550	32214	32169	32943	32060	33696	38518
	Alt. 2	29262	29532	31408	32535	31959	33300	31242	34046	38500
	Alt. 3	29132	29367	31426	32471	32268	33530	31674	34297	38973
N+NE+Man	Alt. 1	12114	12173	11938	12822	13582	14167	14375	15395	15157
	Alt. 2	11909	11977	12088	12362	13633	13835	14901	15072	15112
	Alt. 3	12021	12120	12031	12684	13463	13878	14766	15040	14945
AC-RO-Mad	Alt. 1	3722	3906	3935	4063	4124	4212	4326	4246	4264
	Alt. 2	3699	3907	3978	4101	4129	4184	4353	4231	4294
	Alt. 3	3730	3893	3948	4071	4127	4241	4389	4280	4359
BM	Alt. 1	730	1495	2140	2419	2669	2585	2764	2411	2762
	Alt. 2	721	1467	2170	2532	2859	2624	2889	2422	2704
	Alt. 3	718	1454	2155	2598	2893	2578	2863	2555	2796
T.Pires+Tap.	Alt. 1	1393	2173	2570	3305	4166	4300	4402	5743	6248
	Alt. 2	1390	2103	2531	3291	4117	4275	4494	5702	6333
	Alt. 3	1384	2106	2511	3045	3933	4029	4294	5352	5942

Nota-se que, no estudo onde o subsistema Tapajós é conectado diretamente ao subsistema SE/CO (Alternativa 1), há uma redução na geração da UHE Belo Monte, compensada pelo aumento de geração nas usinas constantes dos subsistemas Teles Pires e Tapajós.

Este efeito é mais expressivo no patamar de carga pesada e, em decorrência da motorização da UHE São Luiz, é maior nos últimos anos do estudo. Em 2024, esta redução da geração de Belo Monte é de cerca de 1.400 MWmed na carga pesada, representando 28% da expectativa de geração no caso de referência, enquanto que na carga média, o impacto é de 12%. A variação observada na geração hidráulica na carga pesada dos subsistemas Sul-Sudeste/Centro-Oeste-Itaipu (402 MWmed) representa cerca de 0,6% da geração destes subsistemas.

3.3.4 ANÁLISE DOS VERTIMENTOS TURBINÁVEIS

Considerando o perfil da expansão com muitas usinas hidrelétricas a fio d'água, é importante observar o comportamento do sistema diante de hidrologias adversas. Em especial, é oportuno analisar os vertimentos turbináveis – vazão que, por excesso de água, associada à falta de reservatório, ou à carga leve, ou a restrições de transmissão, deixa de gerar energia, apesar de plena disponibilidade local da usina. Nesta seção, são avaliados os vertimentos turbináveis e sua evolução ao longo do tempo.

Os gráficos resumidos no ANEXO II apresentam, para cada subsistema, os vertimentos turbináveis médios dos 2.000 cenários hidrológicos simulados para os patamares de carga leve e pesada das Alternativas 1, 2 e 3⁸.

No primeiro gráfico são mostrados os vertimentos médios de todos os anos do estudo e para cada mês, onde podem ser observadas as variações entre os anos para um dado mês. No segundo gráfico, onde são apresentados os vertimentos médios anuais, por mês e o valor médio global, pode-se verificar o efeito da evolução da configuração do sistema nos vertimentos.

Na carga leve, observam-se grandes vertimentos nas usinas da região Norte, nos meses de março a junho, em especial no final do horizonte, quando estas usinas estarão plenamente motorizadas. No Sudeste/Centro-Oeste, são observados vertimentos turbináveis de janeiro a maio, chegando a 2.000 MWmed em 2011, mas são reduzidos chegando a zero em 2017, à medida que o mercado desta região vai crescendo.

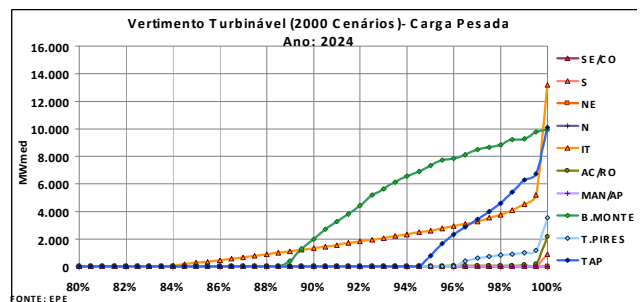
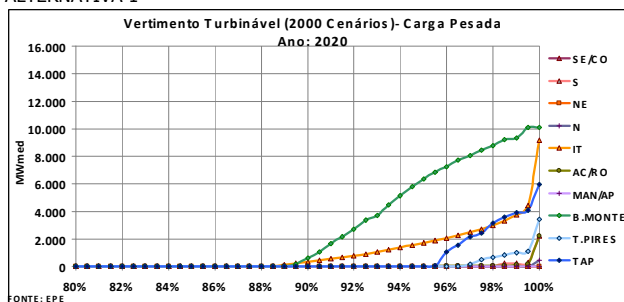
⁸ Vale ressaltar que a separação dos vertimentos turbináveis do total de vertimentos foi feita com base em estimativas a partir dos resultados disponíveis do modelo NEWAVE sendo, portanto, aproximada.

Na carga pesada, conforme o esperado, os vertimentos são nulos e praticamente não ocorrem na região Sudeste/Centro-Oeste. Nos subsistemas Norte, Tapajós e Belo Monte são observados vertimentos elevados, também na carga pesada. Em Belo Monte, considerando a Alternativa 1, o vertimento esperado (médio de 2.000 cenários hidrológicos) para o mês de maio em 2024 é de cerca de 2.300 MWmed e no Tapajós é de 900 MWmed.

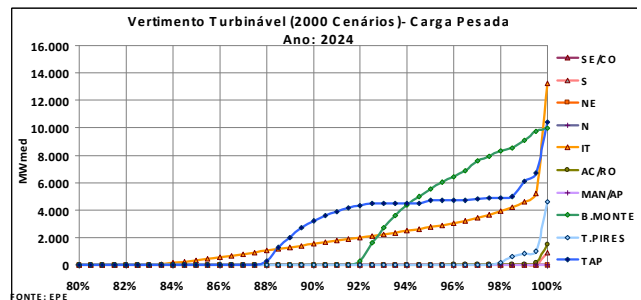
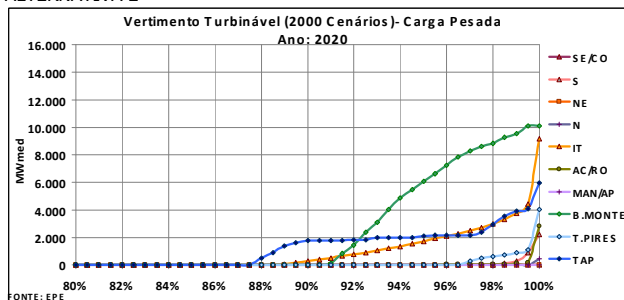
Entretanto, a análise de valores médios deve ser completada com a análise das curvas de permanência dos vertimentos. Desta forma, os gráficos resumidos a seguir apresentam as curvas de permanência dos vertimentos turbináveis nos 2.000 cenários hidrológicos, para todos os subsistemas, para os patamares de carga pesada e leve das alternativas estudadas.

No primeiro conjunto de gráficos são mostradas as curvas com os valores obtidos para o patamar de carga pesada para os anos de 2020 e 2024, para as três alternativas. Em seguida, são apresentadas as curvas de permanência para o patamar de carga leve para estes mesmos anos. A coluna da esquerda mostra os valores para 2020, enquanto que a da direita, para 2024.

ALTERNATIVA 1



ALTERNATIVA 2



ALTERNATIVA 3

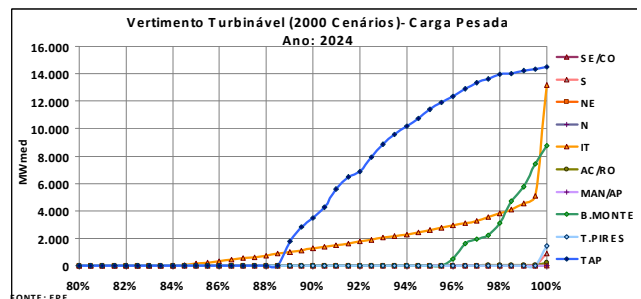
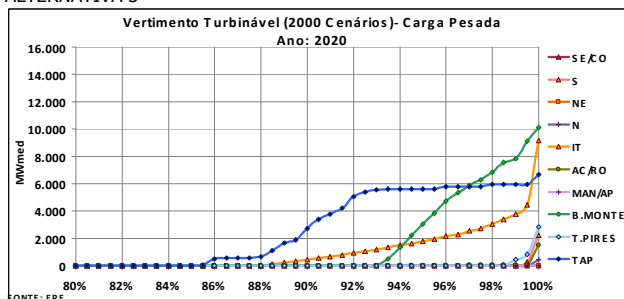
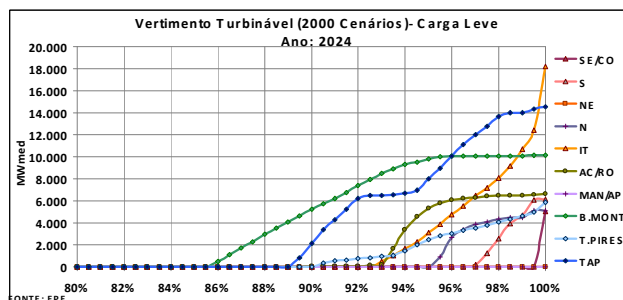
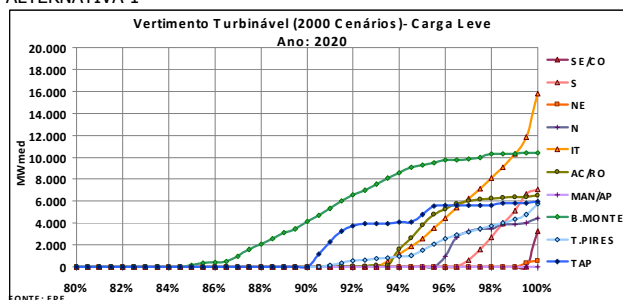


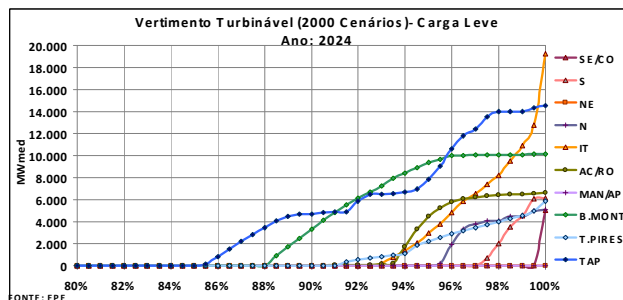
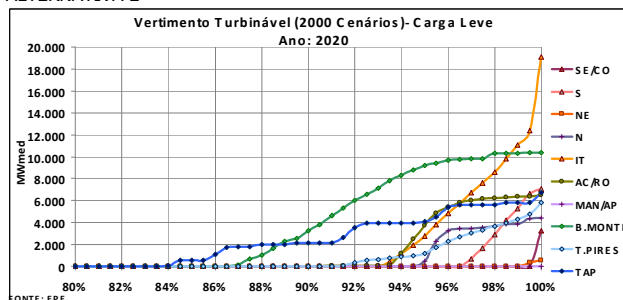
Gráfico 17 – Curvas de Permanência dos Vertimentos Turbináveis nos anos de 2020 e 2024 – Carga Pesada

As curvas de permanência dos vertimentos turbináveis no patamar de carga leve são resumidos nos gráficos seguintes.

ALTERNATIVA 1



ALTERNATIVA 2



ALTERNATIVA 3

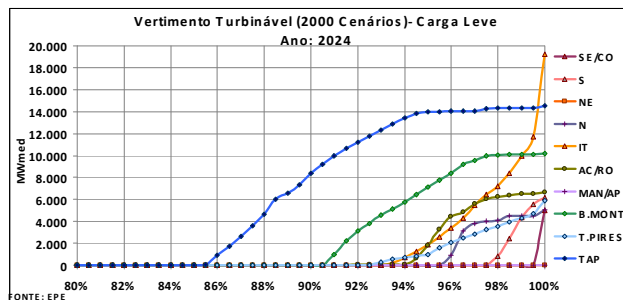
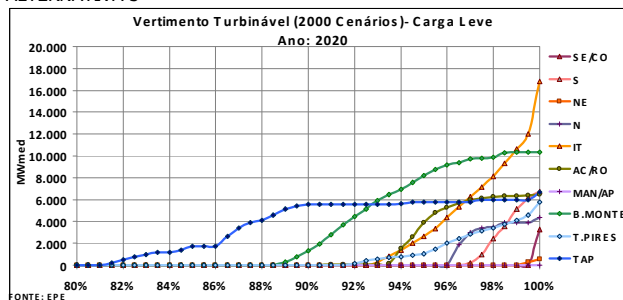


Gráfico 18 - Curvas de Permanência dos Vertimentos Turbináveis nos anos de 2020 e 2024 – Carga Leve

Tanto no patamar de carga pesada quanto no de carga leve, para os anos de 2020 e 2024, observou-se claramente uma tendência de evolução do comportamento das curvas de permanência dos vertimentos turbináveis ao longo das alternativas. Nesse sentido, quanto maior a capacidade instalada do subsistema Tapajós conectada à região Norte, consecutivamente as Alternativas 1, 2 e 3, maior é o vertimento turbinável em Tapajós. Como os três casos estão igualmente ajustados, ou seja, com custos totais de operação, custos marginais de operação e riscos de déficit equivalentes, sabe-se que as estimativas de geração térmica e hidráulica, bem como o vertimento no SIN, também são semelhantes. Portanto, a tendência de aumento do vertimento turbinável em Tapajós é acompanhada pelo seu decréscimo em Belo Monte, tanto no percentual de cenários onde foram verificados vertimentos turbináveis, quanto na profundidade deles.

Complementando a análise de vertimentos turbináveis, de modo a certificar-se quanto à consistência dos resultados apresentados, foram observados os custos marginais de operação para os subsistemas SE/CO e NE para aqueles cenários hidrológicos onde houve vertimento turbinável em Belo Monte. Desta forma, é possível identificar se a origem do desperdício de água para geração de energia elétrica foi por razões de falta de capacidade no sistema de transmissão, o que levaria ao atendimento local com geração térmica e, conseqüentemente, a elevados valores de CMO.

Analisando o ano de 2024 para o patamar de carga pesada do estudo que representa a Alternativa 1 - Gráfico 19, com um total de 24.000 cenários observados (2.000 cenários hidrológicos para cada mês), em apenas 2.696 houve vertimento turbinável em Belo Monte e, em nenhum deles, o CMO do SE/CO (curva vermelha) foi maior do que zero R\$/MWh. Neste mesmos cenários com vertimento, em 808 (30%) o CMO do NE (pontos verdes) foi maior do que zero R\$/MWh, dos quais apenas 134 foram maiores que 50 R\$/MWh. Portanto, os baixos valores de CMO verificados no NE durante o patamar de carga pesada não justificariam economicamente uma expansão da capacidade de recebimento desta região.

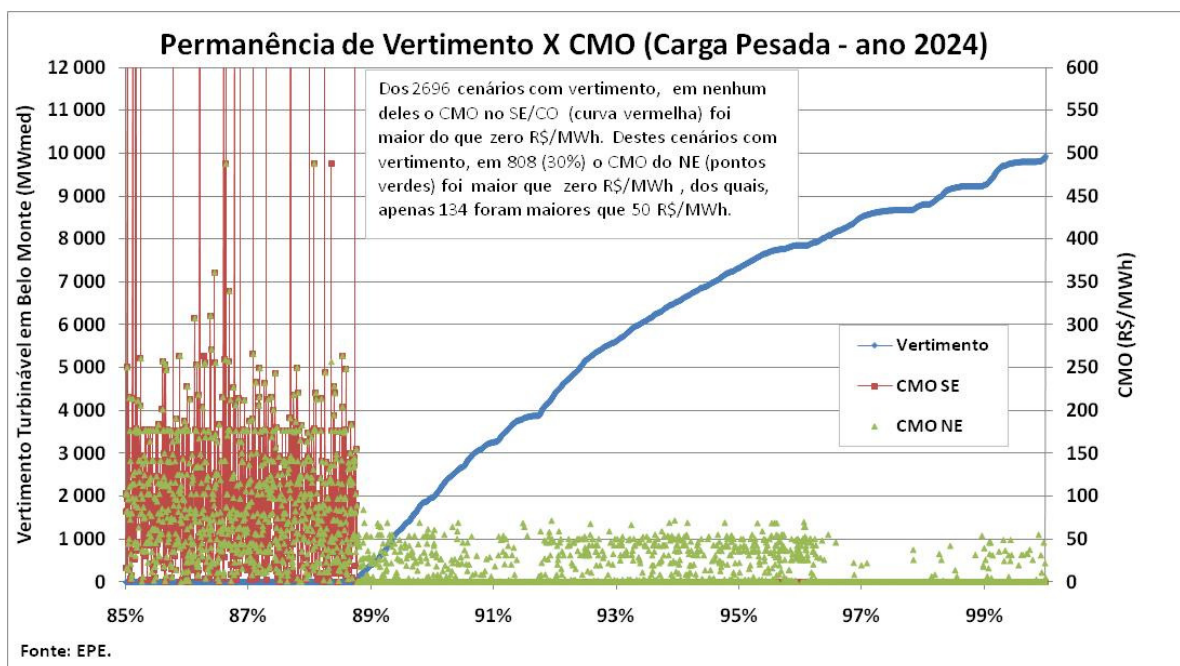


Gráfico 19 – Análise Simultânea do Vertimento Turbinável em Belo Monte e do CMO no SE/CO e NE – Carga Pesada (Alternativa 1)

O Gráfico 20 mostra a mesma análise, porém para o patamar de carga leve, onde os CMO do NE são nulos para aqueles cenários com vertimento turbinável em Belo Monte e, os do SE/CO, são maiores que zero em alguns cenários, atingindo valores próximos a 100 R\$/MWh, sinalizando que o limite de recebimento da região SE/CO foi atingido.

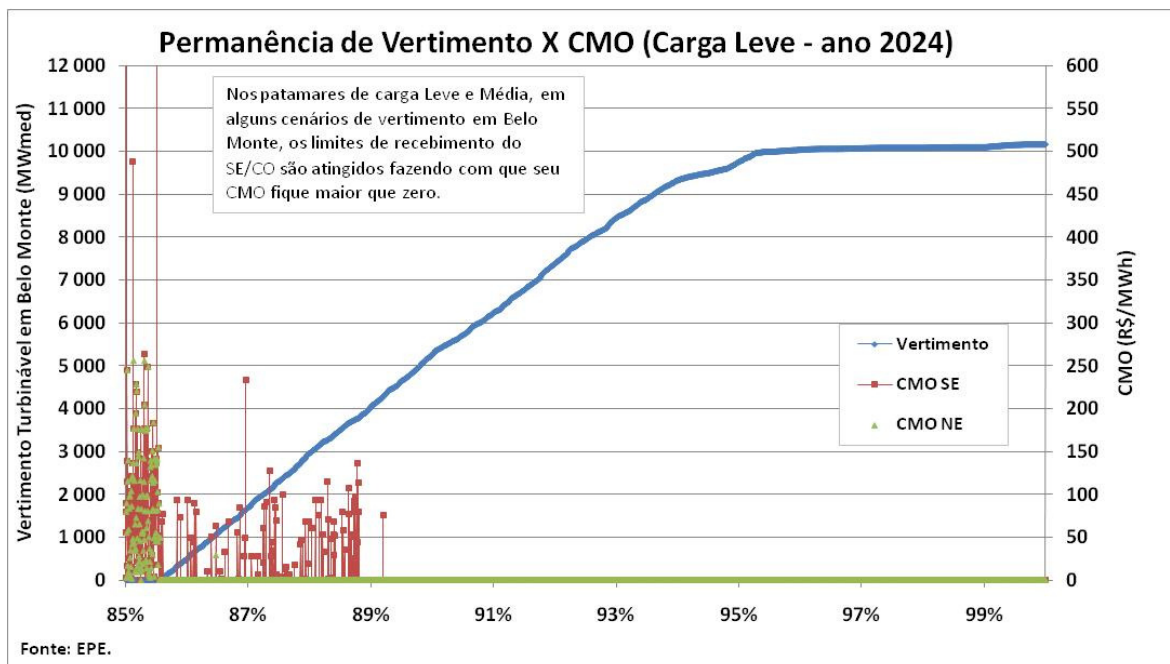


Gráfico 20 - Análise Simultânea do Vertimento Turbinável em Belo Monte e do CMO no SE/CO e NE – Carga Leve (Alternativa 1)

3.3.5 ESCOAMENTO DE ENERGIA DA UHE BELO MONTE

Os gráficos resumidos a seguir apresentam, para cada patamar de carga, a curva de permanência dos fluxos de energia oriundos da UHE Belo Monte que se destinam aos subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Para tanto, foram considerados 2.000 cenários hidrológicos para a simulação da operação futura do sistema considerando a Alternativa 1. Para a realização desta análise foi considerado prioritário o atendimento à região Nordeste com a energia produzida por Belo Monte, sendo o excedente de geração enviado à região Sudeste/Centro-Oeste.

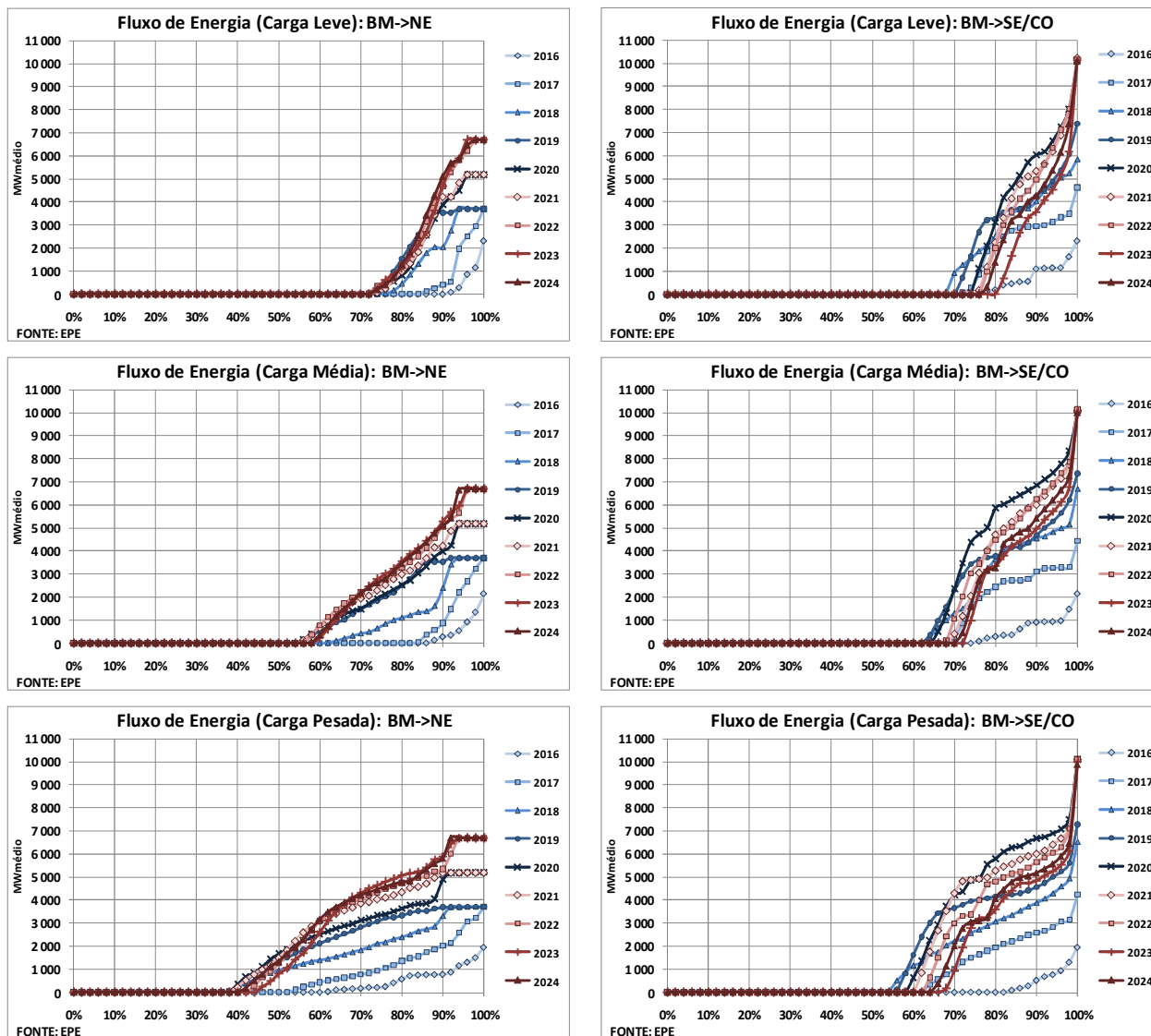


Gráfico 21 - Escoamento de Energia da UHE Belo Monte para os Subistemas NE e SE/CO – Alternativa 1

A mesma análise dos fluxos de energia oriundos da UHE Belo Monte que se destinam aos subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste foi realizada com o estudo referente à Alternativa 2. A seguir, são apresentados os gráficos com as curvas de permanência dos fluxos de energia para os 2.000 cenários hidrológicos simulados para os patamares de carga pesada, média e leve deste estudo.

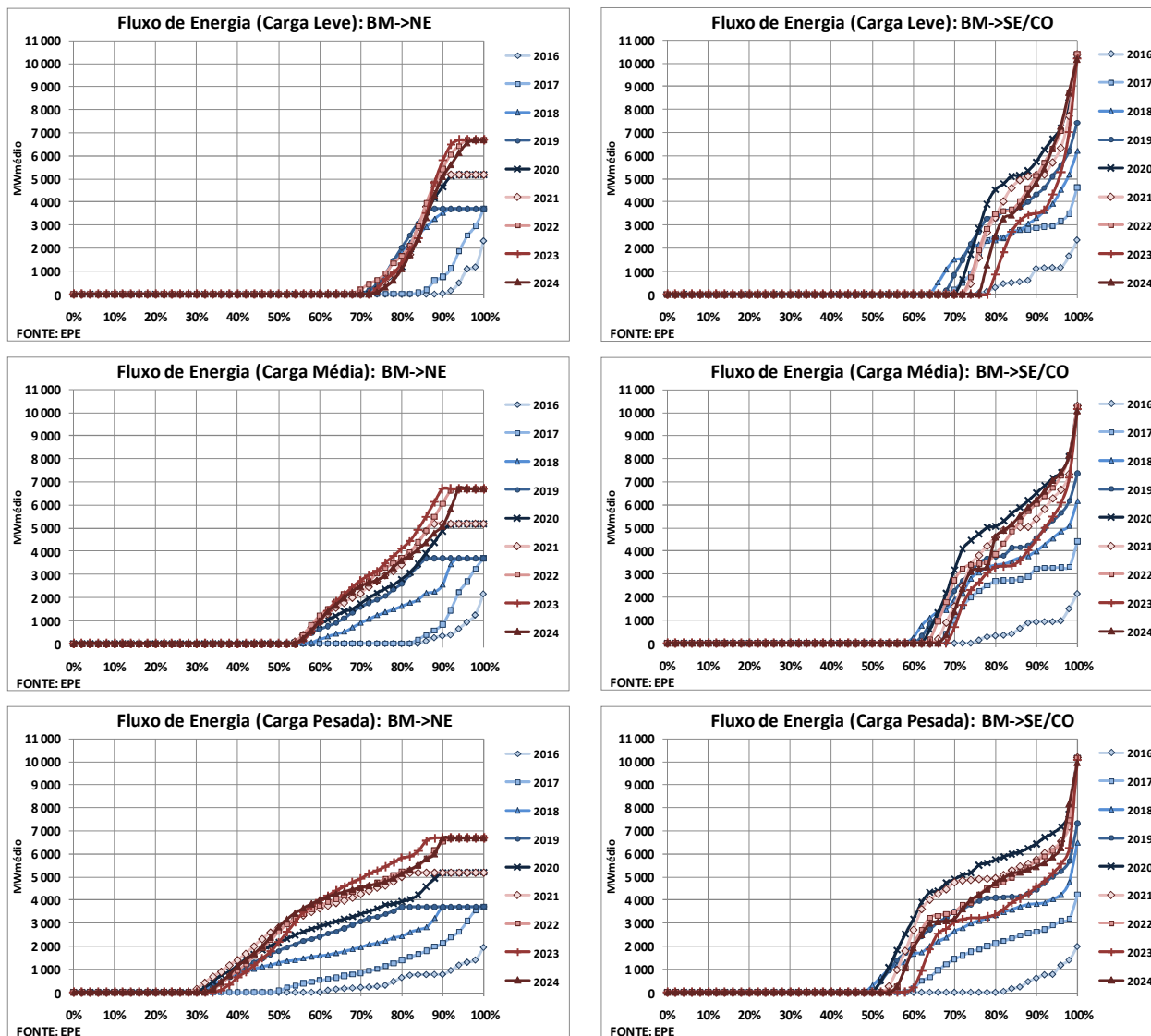


Gráfico 22 - Escoamento de Energia da UHE Belo Monte para os Subistemas NE e SE/CO – Alternativa 2

Nota-se que quando a UHE São Luiz do Tapajós é conectada à região Norte (Alternativa 2), há um ligeiro aumento da geração de energia da UHE Belo Monte, e consequente redução da energia gerada pela UHE São Luiz, devido a um deslocamento do vertimento do subsistema Belo Monte para o Tapajós – analisado no item 3.3.4 deste documento. Com isso, é verificado um pequeno aumento do percentual de cenários em que a energia proveniente de Belo Monte é utilizada para atendimento à carga das regiões Nordeste e Sudeste/CO.

O mesmo comportamento é observado ao comparar a Alternativa 3 – toda a bacia do Tapajós interligada à região Norte – com as Alternativas 1 e 2, portanto, os gráficos referentes a este estudo não são apresentados.

3.3.6 INTERCÂMBIOS SIMULTÂNEOS

Para o dimensionamento elétrico das interligações entre os subsistemas é frequente a interação entre as áreas de estudo de planejamento elétrico e energético. Sob o ponto de vista elétrico, é importante a identificação de condições de operação do sistema específicas, para as quais o sistema precisa estar preparado. Neste sentido, para dar maior flexibilidade a estas análises eletro-energéticas, foi desenvolvido um sistema aplicativo de análise da resposta do modelo energético NEWAVE, onde pode-se observar a curva de permanência dos 2.000 cenários de fluxo de intercâmbio de um determinado tronco, sincronizado com o que ocorre em outro tronco de interligação. É possível, por exemplo, inferir se uma certa região consegue importar energia de um subsistema ao mesmo tempo que está exportando para outro. Se esta condição existe e apresenta certa frequência nas simulações energéticas, então deve ser avaliada sua viabilidade por meio de simulações elétricas.

O estudo realizado com relação à análise simultânea de intercâmbio (com ênfase no escoamento de Belo Monte) considerou as três alternativas de configuração nas interligações entre os subsistemas.

Os gráficos e os quadros são ilustrados tendo como referência o ano de 2024, final do horizonte do estudo. Durante esta análise, os 2.000 cenários de fluxo de energia simulados foram classificados em 3 grupos: operação no limite (considerando uma folga de 1.000 MWmed em relação à capacidade da linha de transmissão); intercâmbios nulos ou quase nulos (valores entre -500 MWmed e +500 MWmed); e operação com valores intermediários (fluxos fora dos dois grupos anteriores). Esta classificação é importante na análise de dimensionamento energético das interligações. Por este motivo, o foco de análise do presente estudo está contido nos valores existentes dentro da faixa limite de intercâmbio.

A análise se dará a partir de dois grupos de fluxo simultâneos, podendo cada grupo ser o somatório de mais de um fluxo, como é o caso da análise do Nordeste, onde para analisar este subsistema como importador ou como exportador, foi necessário totalizar os valores dos dois fluxos Imperatriz - Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste.

Nesta análise, o primeiro grupo de fluxo tem todos os cenários de intercâmbio ordenados de modo a construir uma curva de permanência de valores de intercâmbio (em vermelho). O segundo grupo de fluxo de intercâmbio (representado por pontos e linha de tendência em azul) é sincronizado com o primeiro, de modo a permitir a visualização gráfica dos valores correspondentes aos mesmos cenários do primeiro grupo, que é representado pela curva de permanência.

Nesse sentido, a análise simultânea de intercâmbio feita para todas as Alternativas contribui para o dimensionamento do sistema de transmissão, definindo a capacidade das linhas entre os subsistemas.

Considerando a análise da Alternativa 1 (toda a produção do subsistema Tapajós escoada diretamente para a região SE/CO) em 2024 para o patamar de carga pesada, temos aproximadamente 56% dos cenários hidrológicos onde o fluxo no sentido Tapajós => Sudeste/CO consta na faixa limite de intercâmbio, conforme é possível observar na área compreendida pelo retângulo (A) destacado no Gráfico 23:

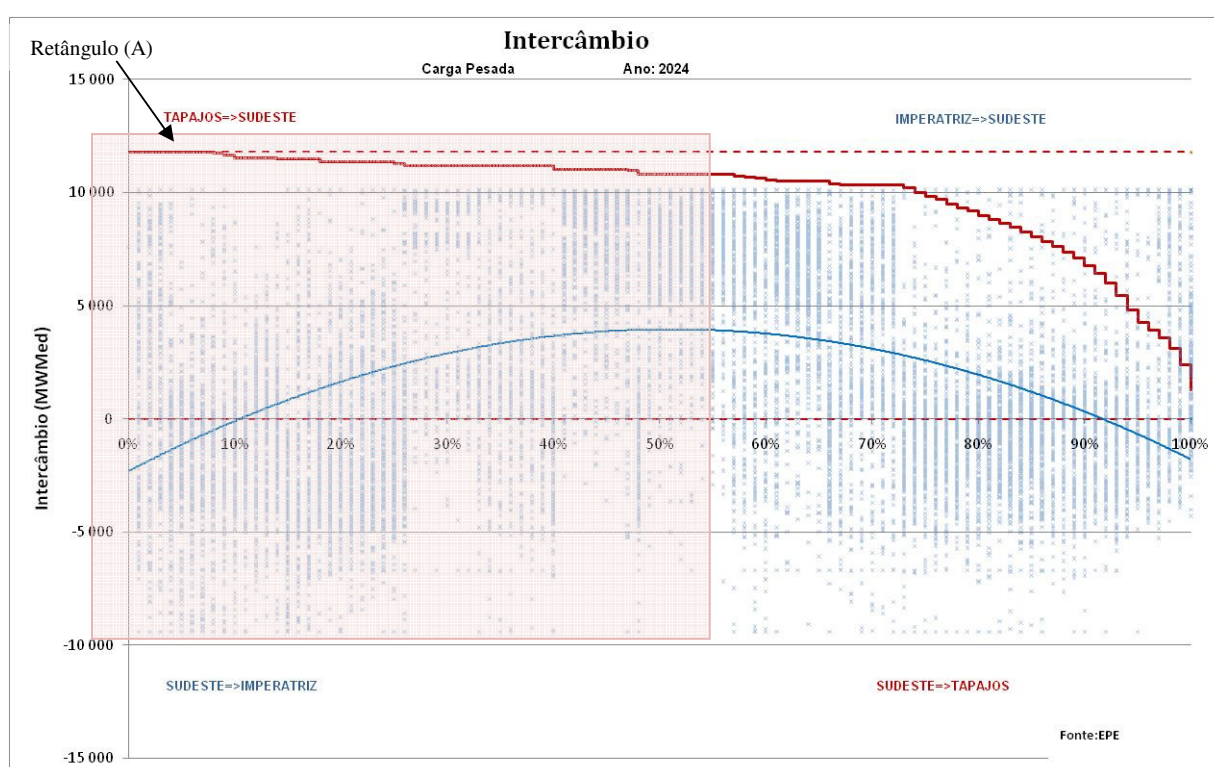


Gráfico 23 – Fluxo Tapajós-SE/CO (curva de permanência) x Fluxo Imperatriz-SE/CO (pontos) (Patamar de Carga Pesada) – Alternativa 1

A Tabela 5 indica que nos meses de abril a julho há um índice extremamente alto de séries operando no limite no fluxo Tapajós => SE/CO, considerando o patamar de carga pesada. O mês de abril, onde se destaca um percentual de em torno de 85% de séries operando no limite, é caracterizado por afluições altas no subsistema Tapajós e afluições em declínio no subsistema Sudeste/CO, conforme mostrado no Gráfico 3.

Tabela 5 – Distribuição Mensal do Fluxo Tapajós => SE/CO (Patamar de Carga Pesada)

	Intercamb.(MWMed)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	Média
Limite Tapajós => SE/CO	>10800	0.00%	26.85%	68.35%	84.65%	83.25%	81.15%	83.65%	44.90%	26.50%	46.25%	47.75%	78.20%	55.96%
Tapajós => SE/CO	>500;<=10800	100.00%	73.15%	31.65%	15.35%	16.75%	18.85%	16.35%	55.10%	73.50%	53.75%	52.25%	21.80%	44.04%
NULLO	>=0;<=500	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

O quadro abaixo (Tabela 6) representa apenas a área compreendida no Gráfico 23 para o fluxo no sentido Tapajós => SE/CO dentro da faixa limite de intercâmbio (retângulo A). Com isso, pode-se confirmar que, para patamar de carga pesada, nestes 56% de cenários anuais onde o Sudeste é importador de Tapajós no limite de intercâmbio, temos que em torno de 18% destes cenários o SE/CO também importa de Imperatriz dentro da faixa limite de intercâmbio. Destes 18% de ocorrência, praticamente 11% se referem aos meses de abril e maio que, conforme já alertado, são meses de afluência em declínio no SE/CO e, por este motivo, encontramos situações onde a região Norte (representada pelo nó de Imperatriz) e Tapajós exportam para o SE/CO dentro da faixa limite de intercâmbio simultaneamente.

Tabela 6 – Distribuição anual do fluxo Imperatriz=> SE/CO, nos cenários em que o Fluxo Tapajós-SE/CO consta no limite de intercâmbio (considerando o total de cenários contidos no retângulo (A) - Patamar de Carga Pesada)

	Intercamb.(MWMed)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	Total
Limite Imperatriz => SE/CO	>9119	0.00%	0.61%	2.43%	4.99%	5.96%	2.90%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%	0.04%	0.57%	17.61%
Imperatriz => SE/CO	>500;<=9119	0.00%	2.89%	5.91%	5.92%	3.69%	3.74%	3.51%	2.44%	0.49%	0.95%	0.83%	3.93%	34.29%
NULO	>=-500;<=500	0.00%	0.35%	1.68%	1.50%	2.41%	3.71%	1.63%	1.44%	1.22%	2.31%	1.71%	3.10%	21.07%
SE/CO => Imperatriz	>=-8400;<=500	0.00%	0.15%	0.15%	0.19%	0.33%	1.67%	7.11%	2.79%	2.23%	3.50%	3.52%	3.84%	25.47%
Limite SE/CO => Imperatriz	<=-8400	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.06%	0.10%	0.02%	0.01%	0.16%	1.02%	0.20%	1.56%
Total		0.00%	4.00%	10.17%	12.60%	12.39%	12.08%	12.46%	6.70%	3.95%	6.92%	7.11%	11.64%	100.00%

Observa-se, então, que a região SE/CO é capaz de absorver toda a produção de Tapajós e ainda parte da produção da região Norte, onde está conectada a UHE Belo Monte. Buscando responder a questão deste estudo quanto ao destino da energia gerada em Belo Monte e o dimensionamento adequado dos troncos de transmissão para seu escoamento, é apresentada no Gráfico 24 a análise de intercâmbios simultâneos: Importação/exportação do Nordeste (série ordenada) X Fluxo na LT Imperatriz-Sudeste/CO (série sincronizada).

Considerando, novamente, a análise para o ano de 2024 no patamar de carga pesada do estudo referente à Alternativa 1, temos aproximadamente 25% dos cenários onde o Nordeste consta como importador operando na faixa limite de intercâmbio – área compreendida pelo retângulo (A) destacado no Gráfico 24. Por outro lado, são raros os cenários onde o Nordeste consta como exportador operando na faixa limite de intercâmbio, como se pode observar no retângulo (B).

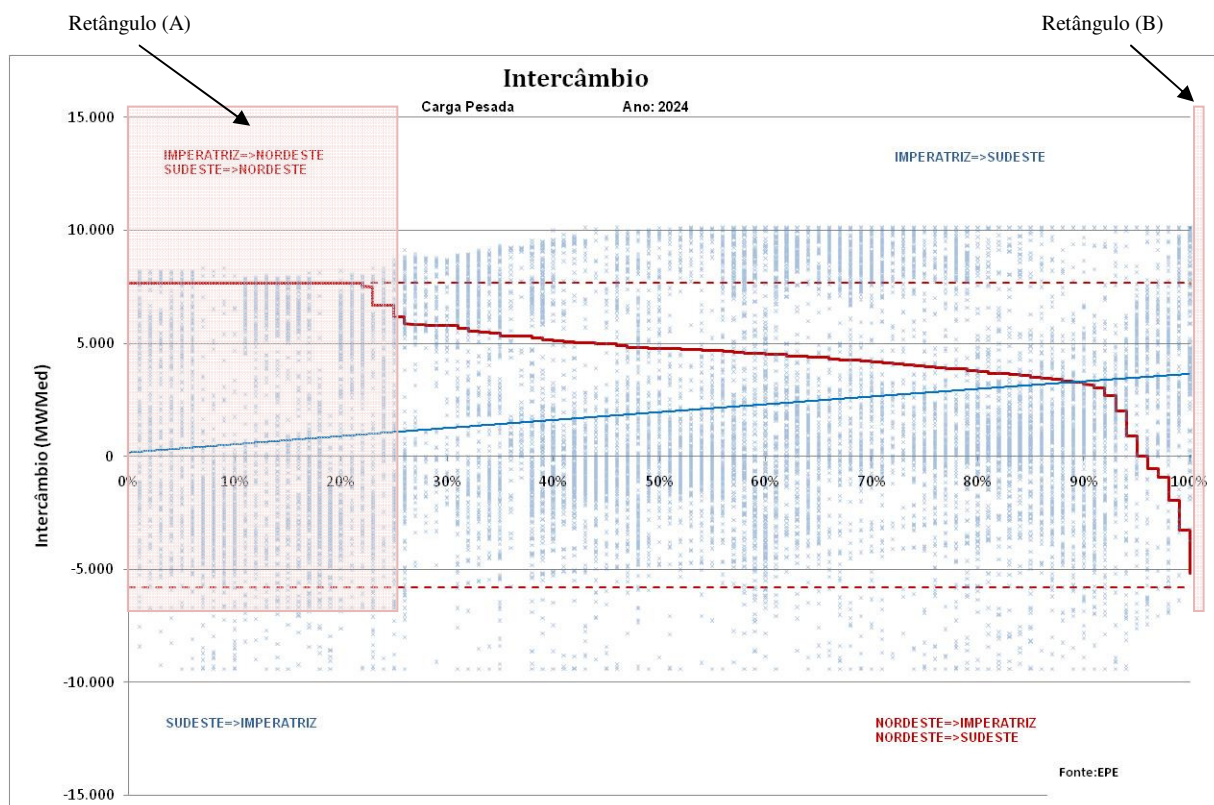


Gráfico 24 - Recebimento/Fornecimento do NE (curva de permanência) x Fluxo Imperatriz-SE/CO (pontos) (Patamar de Carga Pesada) – Alternativa 1

A Tabela 7 demonstra que o Nordeste como exportador operando no limite, para patamar de carga pesada, representa apenas uma média de 0,10% dos cenários anuais. Por este motivo, vamos nos concentrar apenas na análise dos cenários do Nordeste como importador operando no limite. Nestas condições, destacam-se os meses considerados como úmidos no Nordeste e no Sudeste/CO, que compreendem o intervalo de meses entre novembro e maio. Já nos meses considerados como secos (junho a outubro), os cenários do Nordeste como importador operando na faixa limite se apresentam em menor proporção.

Tabela 7 – Distribuição Mensal do Recebimento/Fornecimento do NE (Patamar de Carga Pesada)

	Intercamb.(MWh/med)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	Média
Limite Recebimento NE	>6675	45.00%	33.20%	26.75%	20.55%	29.45%	17.80%	7.20%	11.05%	14.30%	19.00%	30.40%	37.65%	24.36%
Recebimento NE	>500;<=6675	46.40%	58.45%	69.35%	75.55%	68.40%	75.35%	84.40%	84.75%	82.70%	75.90%	64.05%	53.10%	69.87%
NULO	>=-500;<=500	1.85%	1.75%	1.95%	1.50%	0.15%	0.95%	1.95%	1.15%	1.15%	2.25%	2.95%	3.15%	1.73%
Fornecimento NE	>=-4800;<-500	6.75%	6.60%	1.95%	2.40%	2.00%	5.85%	5.90%	2.50%	1.80%	2.80%	2.60%	6.10%	3.94%
Limite Fornecimento NE	<-4800	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.05%	0.55%	0.55%	0.05%	0.05%	0.00%	0.00%	0.10%
Total		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

A Tabela 8 representa apenas a área compreendida no Gráfico 24 onde o Nordeste consta como importador dentro faixa limite de intercâmbio (retângulo A). Com isso, pode-se confirmar que nestes 25% de cenários anuais onde o Nordeste é importador no limite de intercâmbio, não há ocorrência simultânea de fluxo no sentido Imperatriz=>SE/CO dentro da faixa limite de intercâmbio e os fluxos no sentido SE/CO => Imperatriz nesta mesma faixa são muito raros (representam apenas 1,72% destes cenários). Portanto, nos cenários de máxima importação pelo Nordeste, há predominância dos fluxos nas faixas intermediárias na LT Imperatriz-SE/CO.

Tabela 8 – Distribuição anual do fluxo Imperatriz=> SE/CO, nos cenários em que o NE consta no limite de intercâmbio como importador (considerando o total de cenários contidos no retângulo (A) - Patamar de Carga Pesada)

	Intercamb.(MWMed)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	Total
Limite Imperatriz => SE/CO	>9119	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Imperatriz => SE/CO	>500;<=9119	6.88%	7.93%	5.40%	4.32%	5.45%	1.93%	0.57%	0.47%	0.07%	0.03%	0.13%	2.07%	35.25%
NULO	>=500;<=500	4.05%	1.85%	3.23%	2.32%	3.32%	2.73%	0.53%	0.70%	0.35%	0.20%	1.02%	4.70%	25.00%
SE/CO => Imperatriz	>=8400;<=500	4.08%	1.48%	0.33%	0.35%	1.18%	1.32%	1.32%	2.73%	4.80%	6.38%	8.22%	5.83%	38.03%
Limite SE/CO => Imperatriz	<8400	0.12%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.03%	0.10%	0.02%	0.00%	0.10%	1.13%	0.22%	1.72%
Total		15.13%	11.27%	8.97%	6.98%	9.95%	6.02%	2.52%	3.92%	5.22%	6.72%	10.50%	12.82%	100.00%

A Tabela 9 representa a distribuição mensal do fluxo Imperatriz - SE/CO, considerando todos os cenários anuais – não só aqueles compreendidos dentro do retângulo (A), para o patamar de carga pesada. A permanência do fluxo no sentido Imperatriz => SE/CO, dentro do limite de intercâmbio, ocorre em torno de apenas 13% dos cenários anuais, onde se destacam os meses de abril e maio (meses em que as afluências no SE/CO estão em declínio). Com relação a este fluxo, percebe-se um alto índice para a faixa dos nulos (25,33% com valores inferiores a 500 MWmed, em módulo). No entanto, o fluxo é predominante no sentido Imperatriz => SE/CO, sobretudo na faixa intermediária de intercâmbio.

Tabela 9 – Distribuição Mensal do Fluxo Imperatriz => SE/CO (Patamar de Carga Pesada)

	Intercamb.(MWMed)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	Média
Limite Imperatriz => SE/CO	>9119	7.90%	13.35%	21.05%	34.20%	40.70%	24.95%	3.70%	0.35%	0.20%	0.15%	0.35%	4.80%	12.64%
Imperatriz => SE/CO	>500;<=9119	48.75%	62.40%	51.55%	40.05%	25.30%	30.15%	28.80%	39.05%	22.20%	16.65%	11.80%	33.10%	34.15%
NULO	>=500;<=500	24.10%	13.90%	25.20%	23.30%	27.85%	31.20%	14.40%	23.60%	34.60%	34.00%	23.20%	28.55%	25.33%
SE/CO => Imperatriz	>=8400;<=500	18.60%	10.30%	2.20%	2.45%	6.15%	13.15%	52.40%	36.85%	42.95%	47.75%	55.40%	31.90%	26.68%
Limite SE/CO => Imperatriz	<8400	0.65%	0.05%	0.00%	0.00%	0.00%	0.55%	0.70%	0.15%	0.05%	1.45%	9.25%	1.65%	1.21%
Total		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Pelas análises de intercâmbio simultâneo apresentadas nesta seção, pode-se constatar que houve necessidade de ampliar a capacidade de transmissão entre as regiões SE/CO e N/NE (LT Imperatriz-SE/CO), sinalizando que a região SE/CO, em médio prazo, será responsável por absorver e controlar grande parte da energia elétrica produzida no SIN. Deste modo, as expansões de transmissão indicadas no estudo referente à Alternativa 1 atendem às necessidades energéticas do país.

3.4 BALANÇO DE CARGA HORÁRIO

Com o objetivo de aprofundar as análises de alocação da geração da UHE Belo Monte, foi avaliada a operação do SIN considerando uma curva de carga horária, que deve ser analisada com parcimônia, considerando as incertezas não tratadas e simplificações adotadas.

O ano de 2024, por ser o último ano do horizonte de planejamento deste estudo, e incorporar, portanto, usinas em fase de motorização mais avançada, juntamente com o mês de fevereiro, por se tratar de um mês de elevado consumo de energia elétrica e de vazões afluentes bastante favoráveis na região Norte, constituem o foco desta análise.

Para tanto, foi estimada a carga horária diária para o mês de fevereiro de 2024, considerando o perfil horário da carga verificada para o mesmo mês de 2010.

Foram representados dois cenários de geração distintos. O primeiro visa refletir uma situação de racionamento de energia nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, mas com boas aflúncias na região Norte, de forma a avaliar a contribuição das usinas desta região para atendimento aos subsistemas vizinhos em situação crítica. O segundo cenário, além do racionamento nas mesmas regiões, considera a possibilidade de desligamento das usinas movidas a óleo combustível no Nordeste, resultando em uma redução de cerca de 6.500 MWmed de oferta nesta região. Neste caso, como estas usinas podem ser operadas de forma flexível (seu projeto permite que sejam ligadas e desligadas rapidamente e com frequência, sem prejuízo de vida útil), pode-se avaliar o ganho de alocação da geração de Belo Monte e demais usinas do Norte na carga leve, onde o despacho térmico pode ser, em tese, desnecessário.

Além disso, algumas premissas foram adotadas, considerando prioritário o atendimento aos subsistemas Nordeste, Tucuruí, Manaus/AP com a energia produzida pela UHE Belo Monte, posto que a distância entre a usina a estes centros de consumos são menores. As regiões Sul e Sudeste/CO, que poderão receber energia das regiões Norte e Nordeste através da interligação Imperatriz-Sudeste/CO, contará com o excedente de produção de Belo Monte.

Desta forma, é apresentada no gráfico abaixo a estimativa de carga de energia horária dos subsistemas Nordeste, Tucuruí, Manaus/AP, somados.

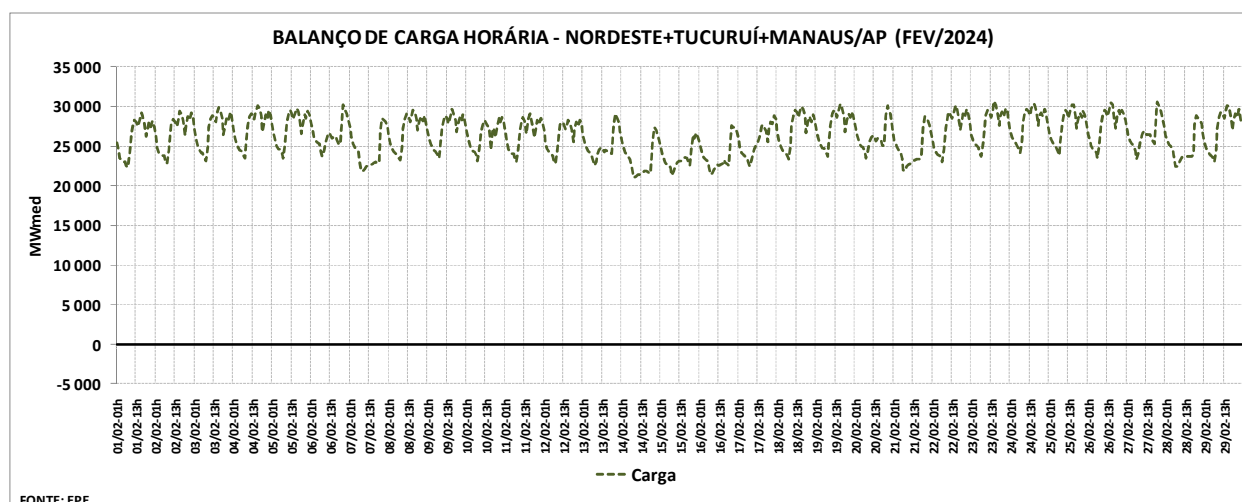


Gráfico 25 – Carga de Energia Elétrica Horária na Região Nordeste, Tucuruí, Manaus e Amapá – Cenário 1

Em seguida, acrescenta-se ao balanço das regiões Norte e Nordeste a estimativa de geração, que é composta pelas seguintes premissas:

- Usinas hidrelétricas da bacia do São Francisco operando com vazão mínima (1.300 m³/s);
- UHE Tucuruí com geração aproximada de 6.500 MWmed (valor típico para esta usina, verificado em fev/2010), considerando que, neste cenário de racionamento, a região Norte não foi afetada pela seca. As demais usinas do Norte (Estreito, Serra Quebrada, Marabá, etc) foram consideradas como recurso do SE/CO, já que se localizam próximas à interligação Norte-Sul;
- Demais usinas hidrelétricas contribuem com a oferta com suas energias firmes estimadas, supondo geração constante ao longo do mês;
- Usinas termelétricas operando na base (a plena carga). Não foram incluídas UTE indicativas neste balanço;
- Fontes Alternativas (PCH, biomassa e eólica) com geração inflexível, conforme o fator de capacidade de cada fonte, e não foram incluídas as expansões indicativas neste balanço (somente as existentes e contratadas).

O gráfico do balanço com a carga e a geração é apresentado a seguir.

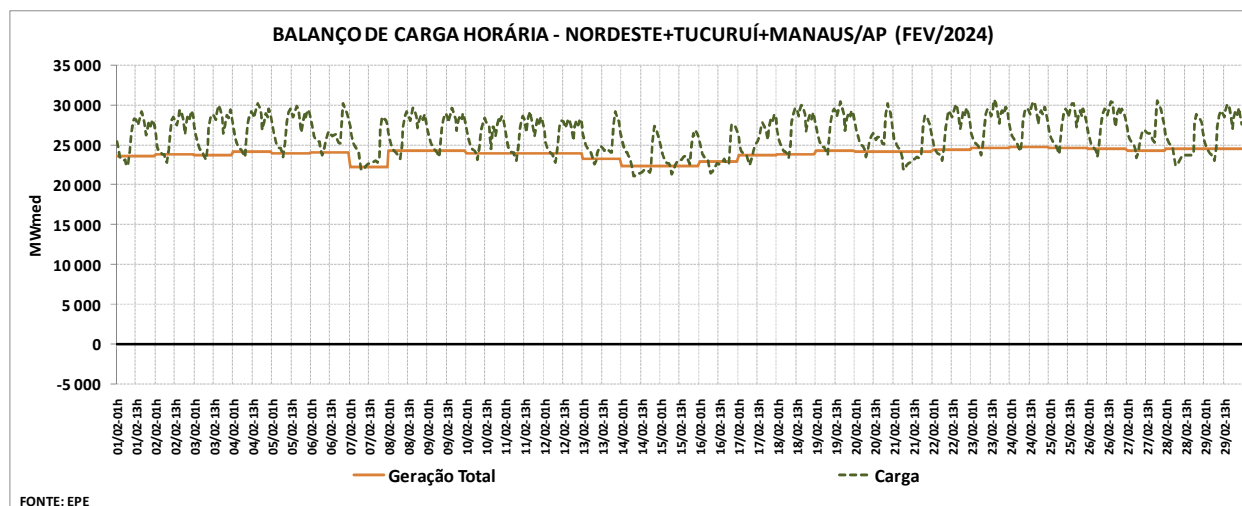


Gráfico 26 – Balanço Horário com Carga e Geração – Cenário 1

A diferença entre a carga e a geração local (N+NE) é a capacidade máxima de recebimento de energia para fechar este balanço de atendimento. Como se vê no gráfico abaixo, este recebimento máximo das regiões Norte e Nordeste oscila em função da modulação horária da carga, não passando de cerca de 5.000 MWmed, nos horários de ponta do sistema. Nota-se também, que em algumas horas o valor de recebimento é nulo, ou mesmo negativo, visto que a carga leve chega a ser igual ou ligeiramente inferior à geração nestas condições de

acionamento (geração mínima no Nordeste e típica em Tucuruí). Ressalta-se que não está computada a geração da UHE Belo Monte nesta oferta.

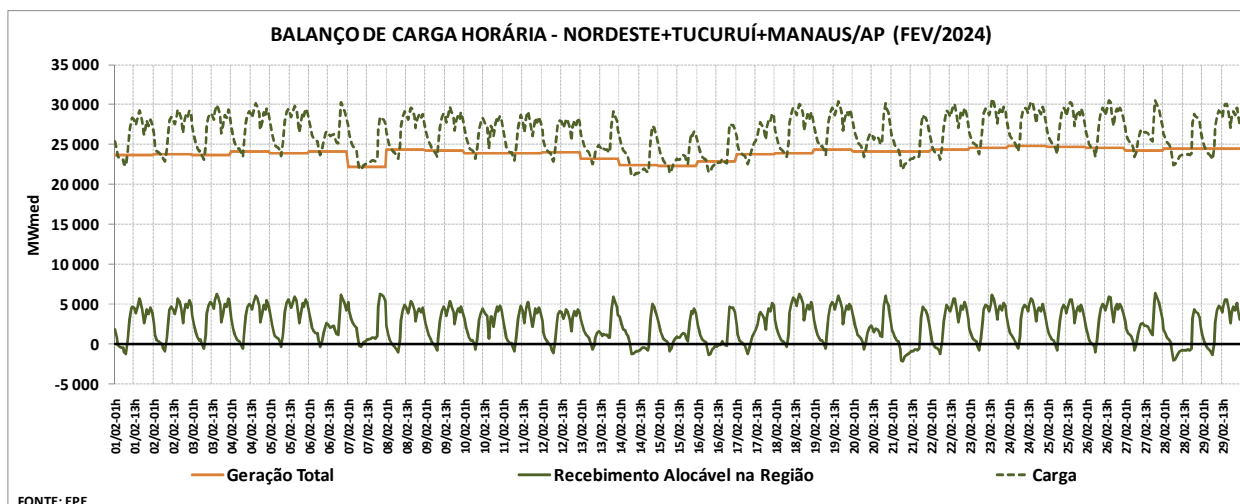


Gráfico 27 – Máximo Recebimento Alocável na Região Nordeste+Tucuruí+Manaus+Amapá – Cenário 1

Considerando-se boas afluições no rio Xingu neste cenário, e considerando duas máquinas em manutenção, tem-se que a disponibilidade da UHE Belo Monte é de 10.000 MW neste mês, conforme destacado no gráfico do balanço, que se mostra bastante superior às necessidades energéticas das regiões Norte e Nordeste.

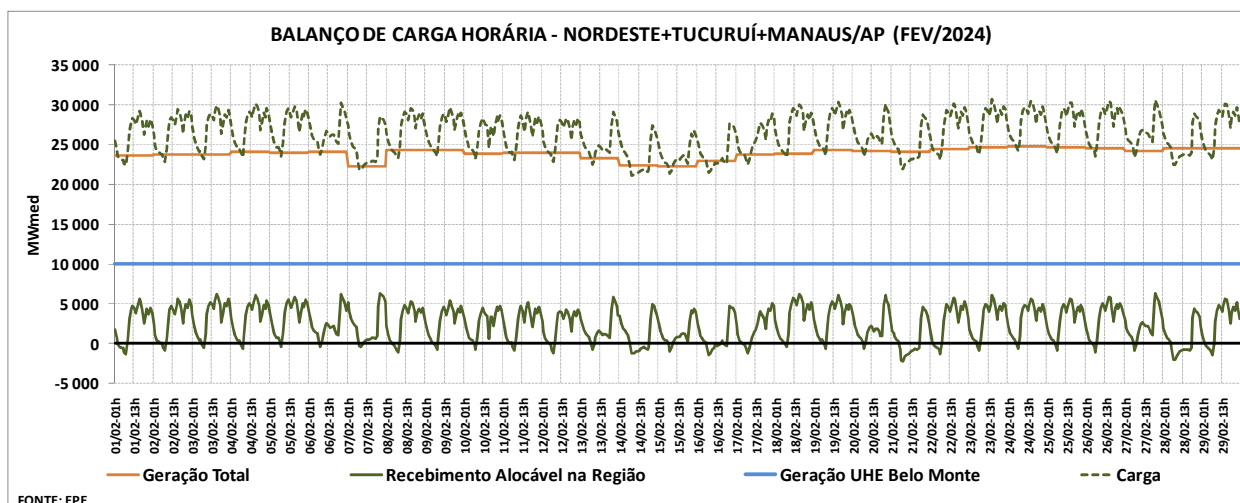


Gráfico 28 – Alocação da Energia Produzida pela UHE Belo Monte no Nordeste – Cenário 1

Para avaliar se é possível este cenário de geração em Belo Monte, mesmo durante a carga leve, e considerando as gerações mínimas obrigatórias nas UHE e o fato de que as UTE estão em operação, deve-se avaliar se o excedente de geração desta usina pode ser alocado na carga de outras regiões. Assim, é calculado este excedente de geração, dado pela diferença entre a geração de Belo Monte e o máximo recebimento alocável nas regiões Norte e Nordeste. O gráfico abaixo realça o excedente de geração de Belo Monte (área vermelha).

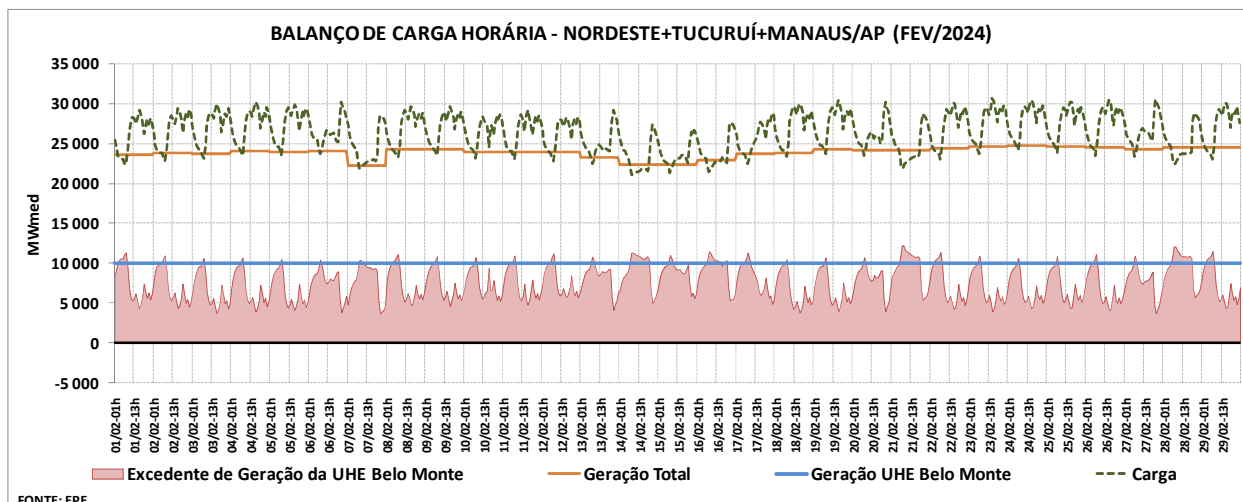


Gráfico 29 – Excedente de Geração da UHE Belo Monte – Cenário 1

De forma análoga ao balanço do Norte/Nordeste, foi realizado o balanço das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, incluindo os mercados e oferta também dos sistemas AC/RO e de Itaipu. Mantidas as premissas de racionamento, foram consideradas as gerações hidráulicas em valores muito baixos (energia firme) e as de fonte térmica em seus valores máximos, além da geração média das fontes alternativas. Também não foram consideradas as gerações de usinas termelétricas e de fontes alternativas ainda não contratadas (indicativas).

Conforme apresentado no gráfico seguinte, o balanço das regiões S/SE-CO mostra a maior dependência de geração externa para complementação à carga, principalmente nas cargas média e pesada. O máximo recebimento alocável na região chega a 30.000 MWmed.

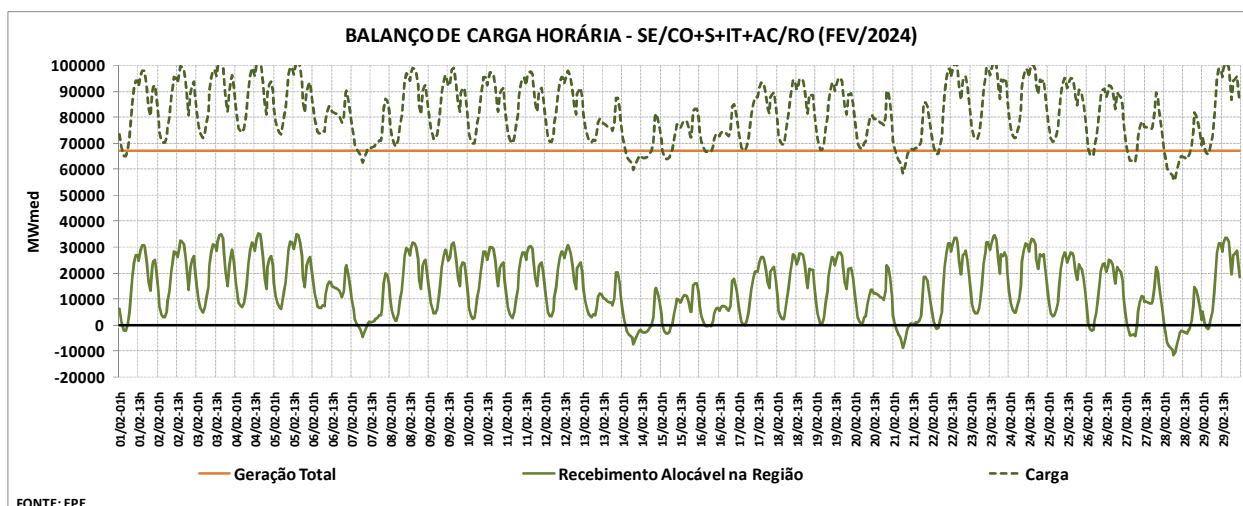


Gráfico 30 – Máximo Recebimento Alocável nas Regiões S/SE-CO – Cenário 1

O fechamento do balanço do SIN é apresentado no gráfico abaixo. Quando comparados, em base horária, o excedente de geração de Belo Monte (área vermelha) e a necessidade de recebimento do S/SE-CO (área verde), observa-se que parte do déficit de energia destas regiões poderá ser aliviado com a geração desta usina. Nota-se também que, em alguns dias e

horários (no feriado de Carnaval, por exemplo), a geração de Belo Monte não poderá ser plena, visto que o mercado não a absorverá, levando a vertimentos turbináveis na usina.

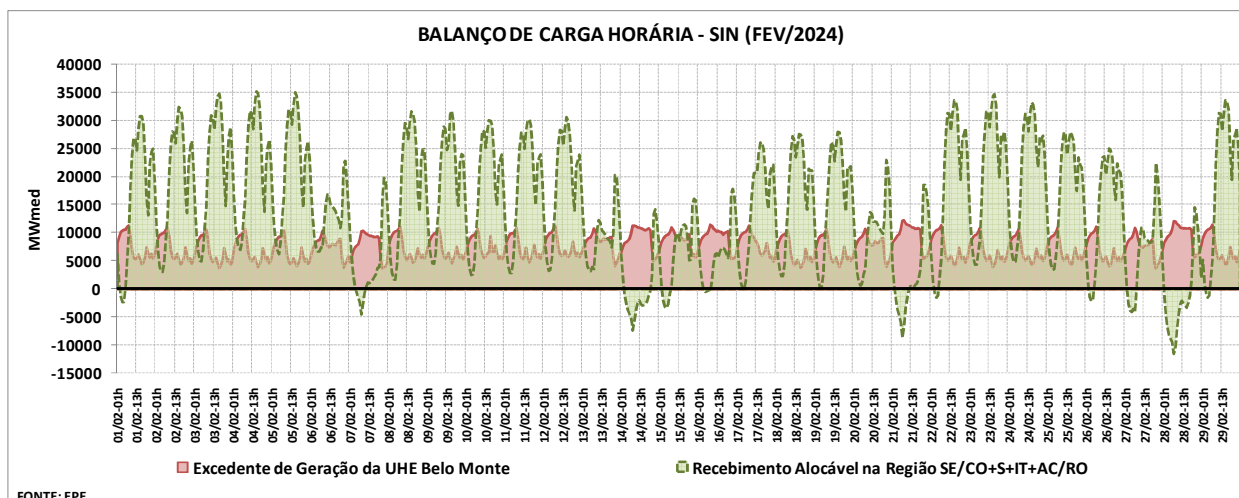


Gráfico 31 – Excedente de Geração da UHE Belo Monte Alocável na Região S/SE-CO – Cenário 1

É importante destacar que, neste horizonte, outras usinas da região amazônica estarão com plena disponibilidade neste cenário. Desta forma, o gráfico a seguir acrescenta a geração das usinas do Teles Pires, Tapajós e Jamanxim ao excedente da usina de Belo Monte não absorvido pelo N/NE (área vermelha). Nesta comparação, a frequência de vertimentos deverá ser maior na carga leve, mas ainda assim, nos demais horários a geração destas usinas, somadas, serão absorvidas pelas regiões S/SE-CO.

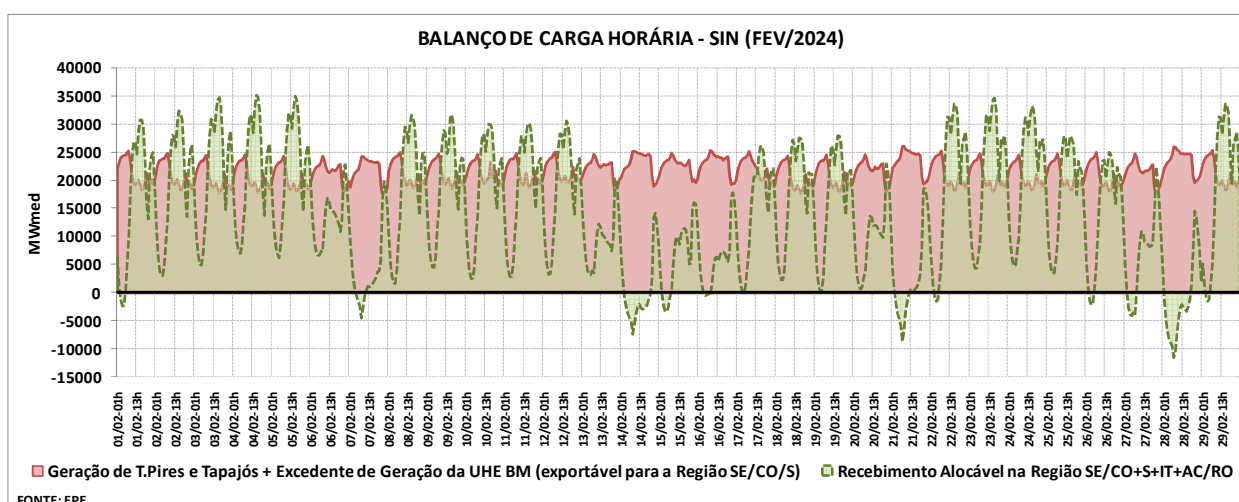


Gráfico 32 – Geração de Teles Pires e Tapajós Alocável na Região S/SE-CO – Cenário 1

Tais vertimentos podem ser minimizados por uma política de operação de gerenciamento das usinas térmicas, posto que o parque térmico da região é considerável e algumas usinas podem operar para modular a carga e serem desligadas durante o dia.

Desta forma, foi elaborado o segundo cenário, considerando que as térmicas a óleo combustível do Nordeste podem ser desligadas, ou mesmo estarem indisponíveis devido a problemas de fornecimento de combustível.

Neste caso, a geração do Nordeste é reduzida em cerca de 6.500 MWmed, e, conseqüentemente, o máximo recebimento alocável na região é elevado, conforme apresenta o gráfico a seguir.

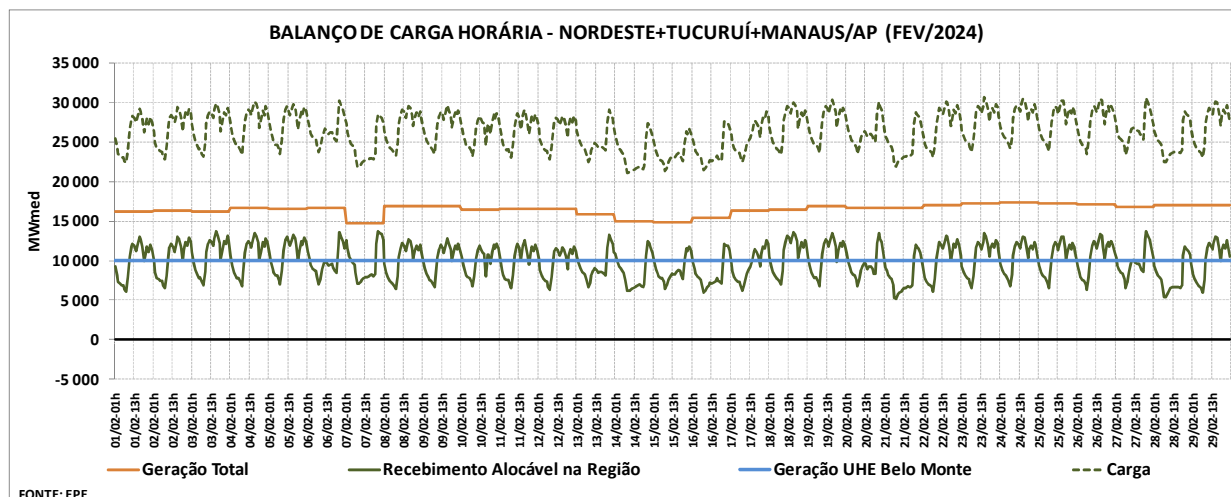


Gráfico 33 – Balanço de Carga Horário – Cenário 2

Como a premissa deste balanço é a alocação de Belo Monte prioritariamente no Norte e Nordeste, o excedente que pode ser enviado para o Sul e Sudeste do país é reduzido, conforme mostrado a seguir (parte positiva da área vermelha).

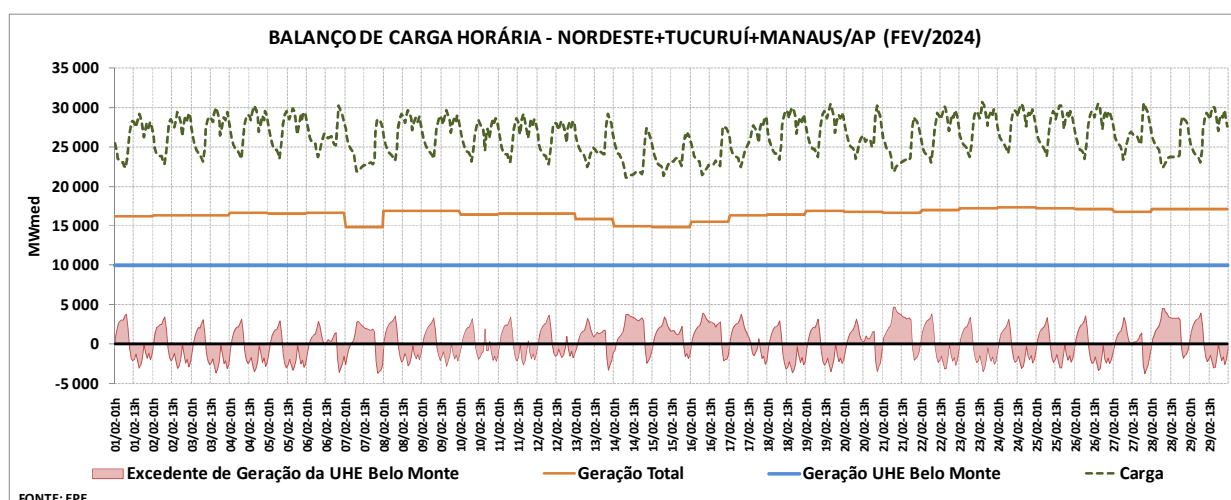


Gráfico 34 - Excedente de Geração da UHE Belo Monte – Cenário 2

Mas deve-se destacar que o déficit (ou necessidade de recebimento) das regiões S/SE-CO permanece inalterado, sendo suficiente para absorver o restante de geração de Belo Monte, agora com menos vertimentos turbináveis, conforme análise do gráfico seguinte.

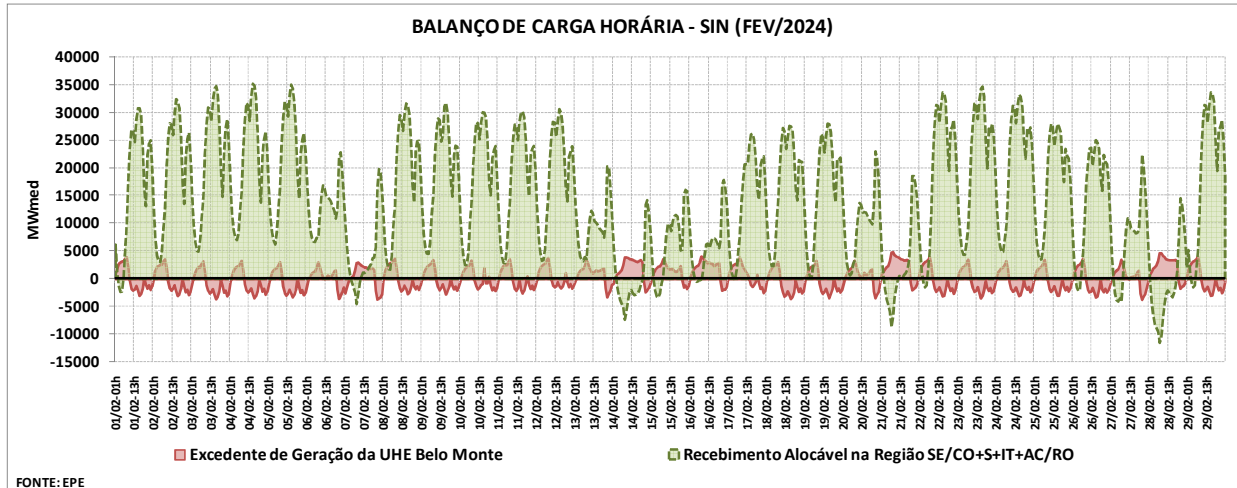


Gráfico 35 – Excedente de Geração da UHE Belo Monte Alocável na Região S/SE-CO – Cenário 2

Por fim, ao inserir as usinas do Teles Pires, Tapajós e Jamanxim, com cerca de 14.000 MWmed de geração, o balanço de carga horária do SIN apresenta, como esperado, que estas usinas mais o excedente da UHE Belo Monte serão quase que plenamente absorvidos pela carga.

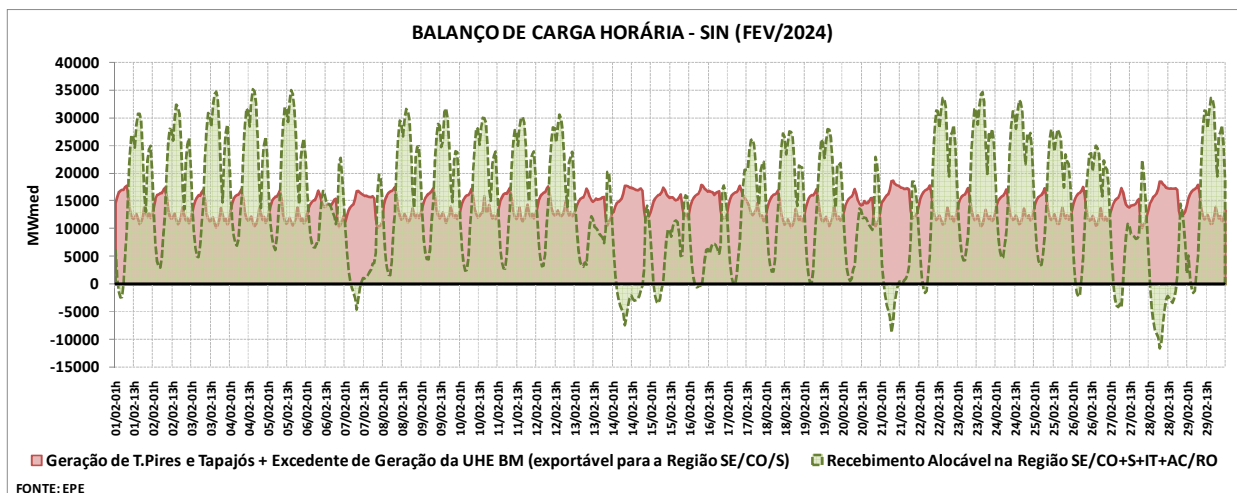


Gráfico 36 – Geração de Teles Pires e Tapajós Alocável na Região S/SE-CO – Cenário 2

4 ANÁLISE ADICIONAL

4.1 Inserção Regional e Confiabilidade da Rede

Caso as usinas do sistema Tapajós sejam conectadas à região Norte a contribuição para a inserção regional será quase nula, uma vez que as alternativas em HVAC (765 ou 1.000 kV) que estão sendo estudadas para a interligação Norte-Sudeste tem apenas uma subestação (cercada de terras indígenas) fora da rota atual da Norte-Sudeste. A partir da subestação Miracema até à região Sudeste/CO o novo tronco da interligação vai correr próximo aos três circuitos em 500 kV existentes que já fazem a inserção regional necessária ao montante das possíveis cargas e gerações do caminho. No trecho entre Rurópolis e Xingu já existe o sistema em 230 kV que é mais adequado ao montante de carga da região. Portanto, se as usinas forem conectadas diretamente à região Sudeste/CO pode promover uma inserção regional no sul do Pará e norte de Mato Grosso até se conectar ao sistema de Teles Pires, como pode ser observado nas figuras abaixo.

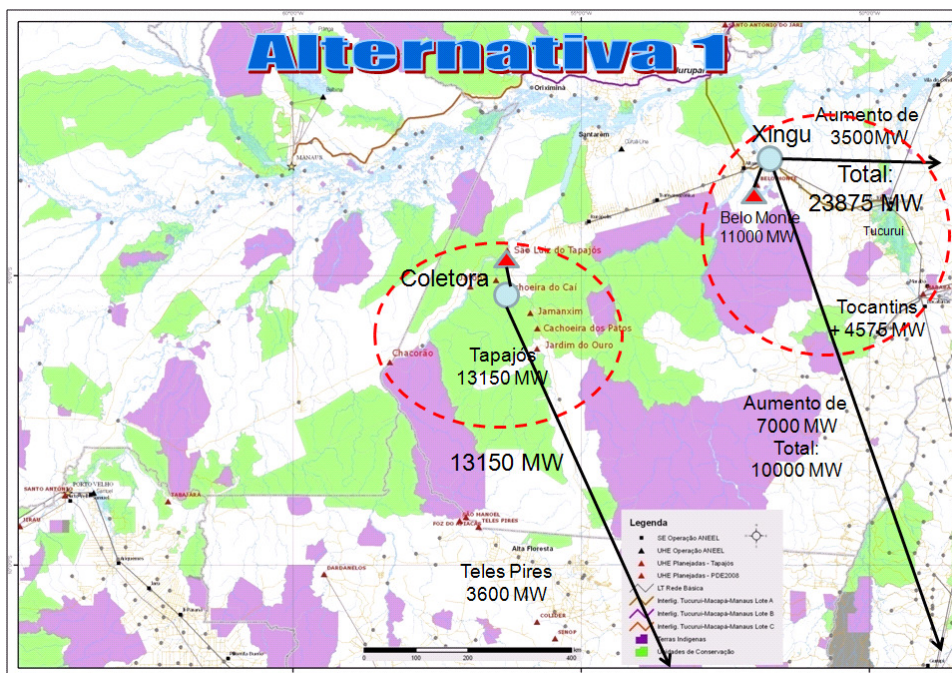


Figura 4 – Ponto de Conexão da UHE São Luiz do Tapajós e Novos Troncos de Interligação (Alternativa 1)

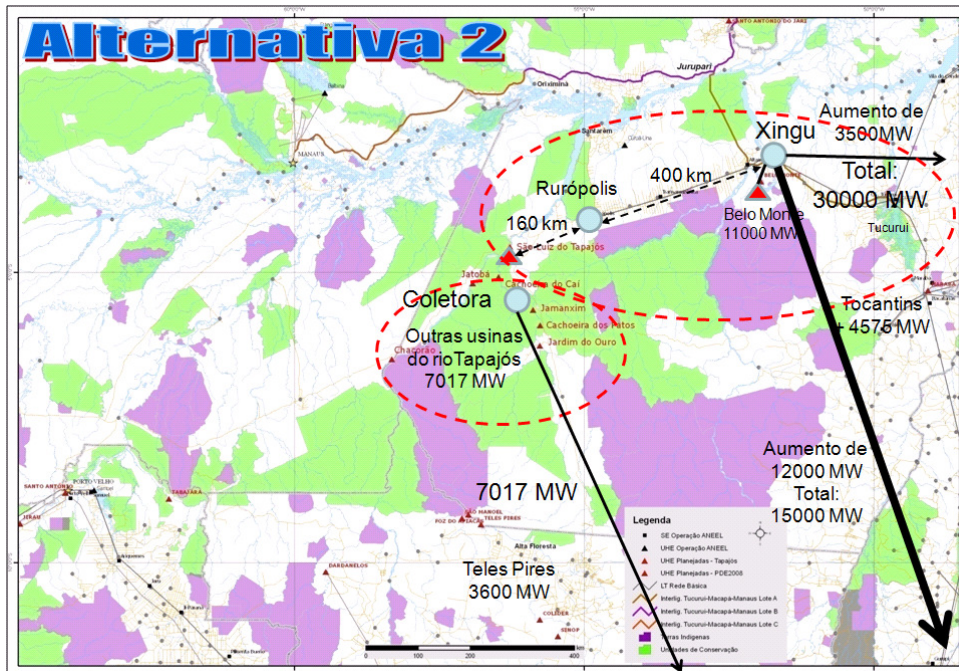


Figura 5 – Ponto de Conexão da UHE São Luiz do Tapajós e Novos Troncos de Interligação (Alternativa 2)

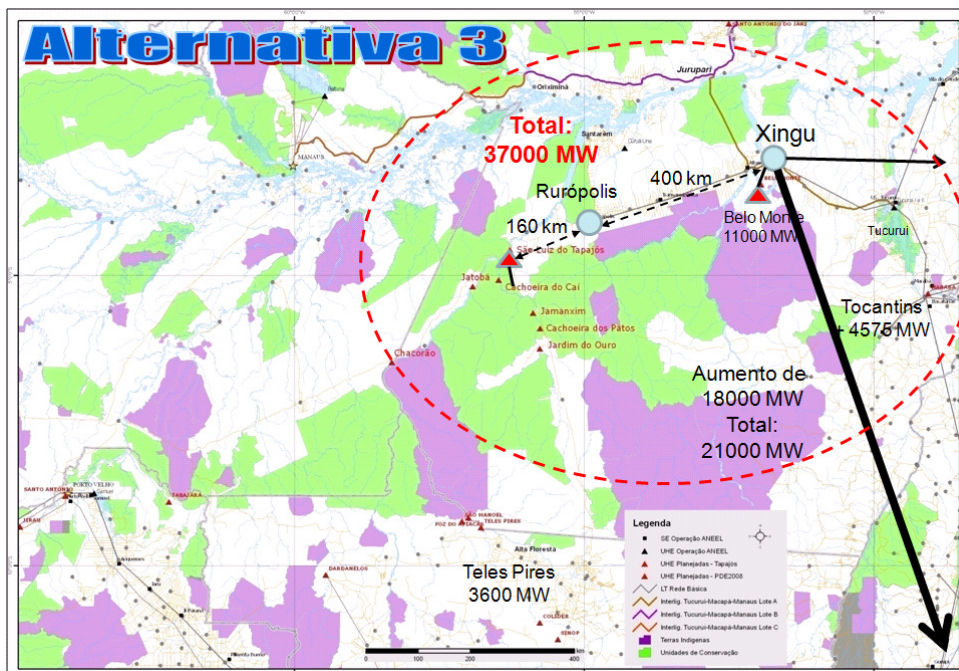


Figura 6 – Ponto de Conexão da UHE São Luiz do Tapajós e Novos Troncos de Interligação (Alternativa 3)

A Alternativa 3 cria apenas um corredor de transmissão com capacidade final de 21.000 MW. Sob o ponto de vista de confiabilidade da rede as Alternativas 1 e 2 são mais atraentes pois são criados dois corredores de transmissão separados que propiciam uma maior integração do sistema. Na Alternativa 1 os dois corredores ficam mais equilibrados com cerca de 10.000 MW no corredor Norte-Sudeste/CO e 13.000 MW no corredor Tapajós-Sudeste/CO.

5 CONCLUSÕES

Para a análise da expansão das interligações entre os subsistemas do SIN, a partir do início de motorização da UHE Belo Monte, foi realizado um estudo de avaliação econômico-energética com análise de alternativas para a conexão também das usinas da bacia dos rios Tapajós e Jamanxim, que podem ser conectadas diretamente à rede básica mais próxima, em Rurópolis-PA, seguida de reforços no corredor da interligação Norte-Sul (Alternativa 3), ou podem se interligar à região Sudeste/Centro-Oeste, por meio de um novo corredor direto aos centros de carga (Alternativa 1), além de uma opção híbrida, onde apenas a UHE São Luiz do Tapajós seria conectada ao Norte (Rurópolis) e as demais usinas seriam conectadas diretamente ao Sudeste/Centro-Oeste (Alternativa 2).

Atendendo aos critérios de planejamento, diversos estudos foram realizados a partir das alternativas ajustadas, dentre as quais, pode-se ressaltar: análise da expectativa de vertimento turbinável e geração hidráulica; avaliação dos custos marginais de operação.

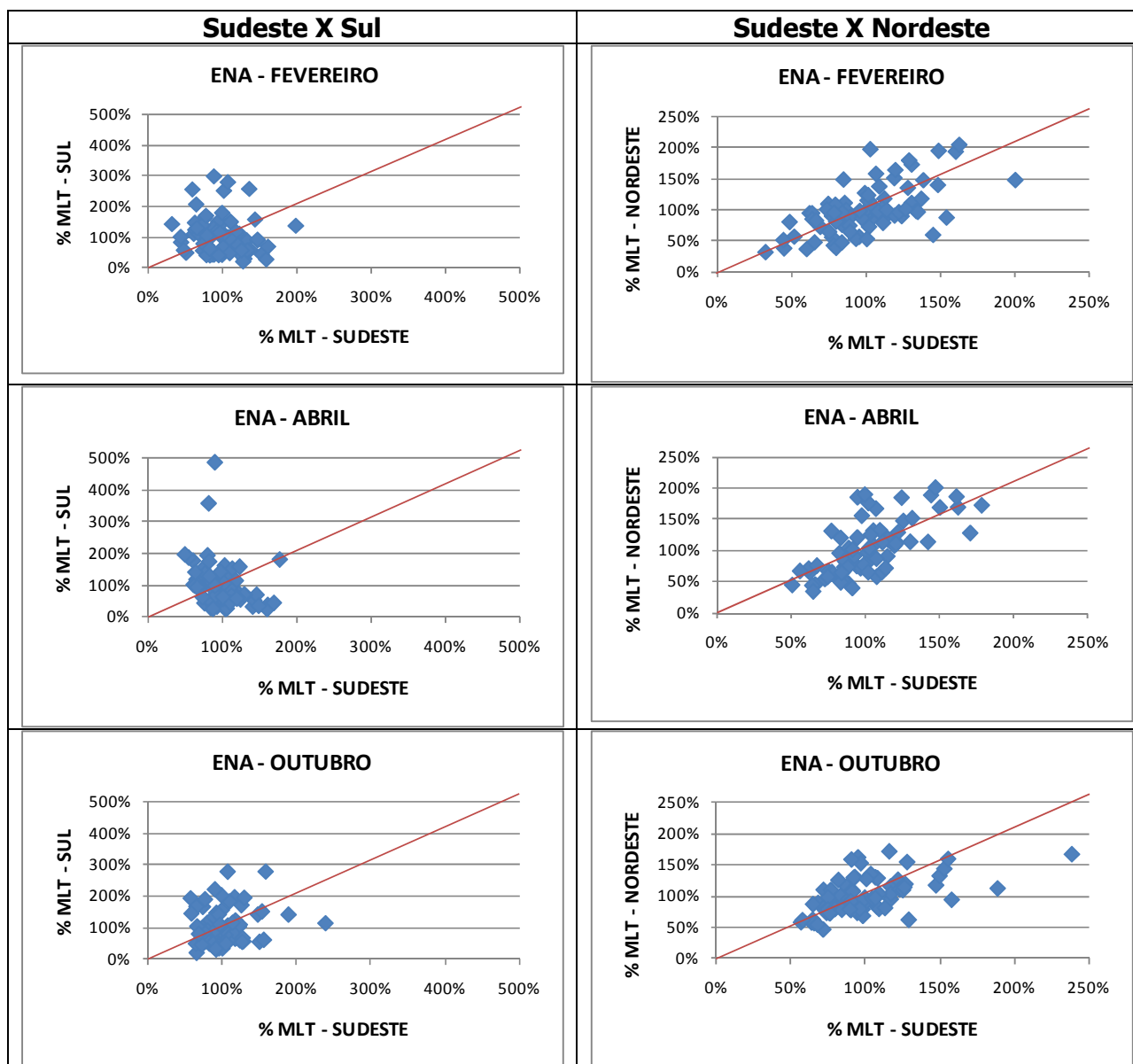
Os resultados apresentados mostram que:

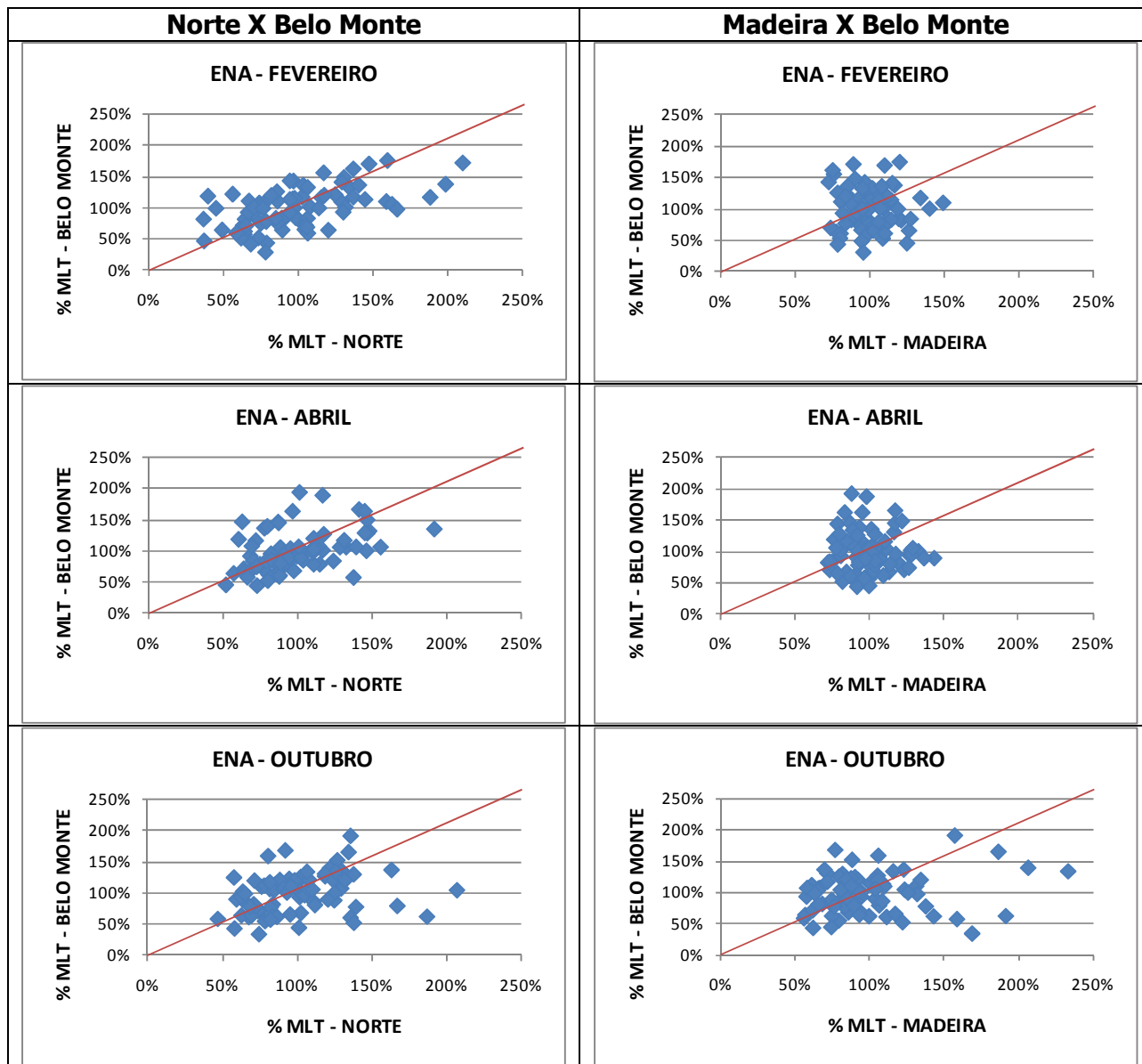
1. Justifica-se a ampliação da interligação entre os sistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste em 7.000 MW e da interligação Norte – Nordeste em 3.000 MW. Estes valores referenciais estabelecidos nos estudos energéticos podem ser refinados nos estudos elétricos.
2. Com a conexão das usinas do Tapajós à região Norte, tem-se um sistema de transmissão mais longo, em cerca de 900 km, mas de menor custo, em função da economia de escala ao se juntar ao sistema da UHE Belo Monte e também por ser um pouco menor, cerca de 1.000MW, devido ao aproveitamento de parte da interligação Norte-Sul que tende a reduzir seu uso com o crescimento do mercado nas regiões Norte e Nordeste. O ganho de escala é, no entanto, praticamente anulado pelo aumento, em comprimento, do sistema devido à conexão ao Norte para posterior envio da energia ao Sudeste/Centro-Oeste, fazendo com que as duas alternativas avaliadas apresentem custos semelhantes.
3. Considerando o porte dos próximos aproveitamentos hidrelétricos na região Norte, em especial os da bacia do Tapajós, e considerando os resultados energéticos da avaliação dos possíveis corredores para conexão destas usinas, recomenda-se a complementação desta análise por meio de estudo de mínimo máximo arrependimento. Assim, será possível ajustar a ampliação da interligação Norte-SE/CO para escoamento de Belo Monte considerando o arrependimento da decisão tomada em função de modificação no cenário futuro de conexão do Tapajós.

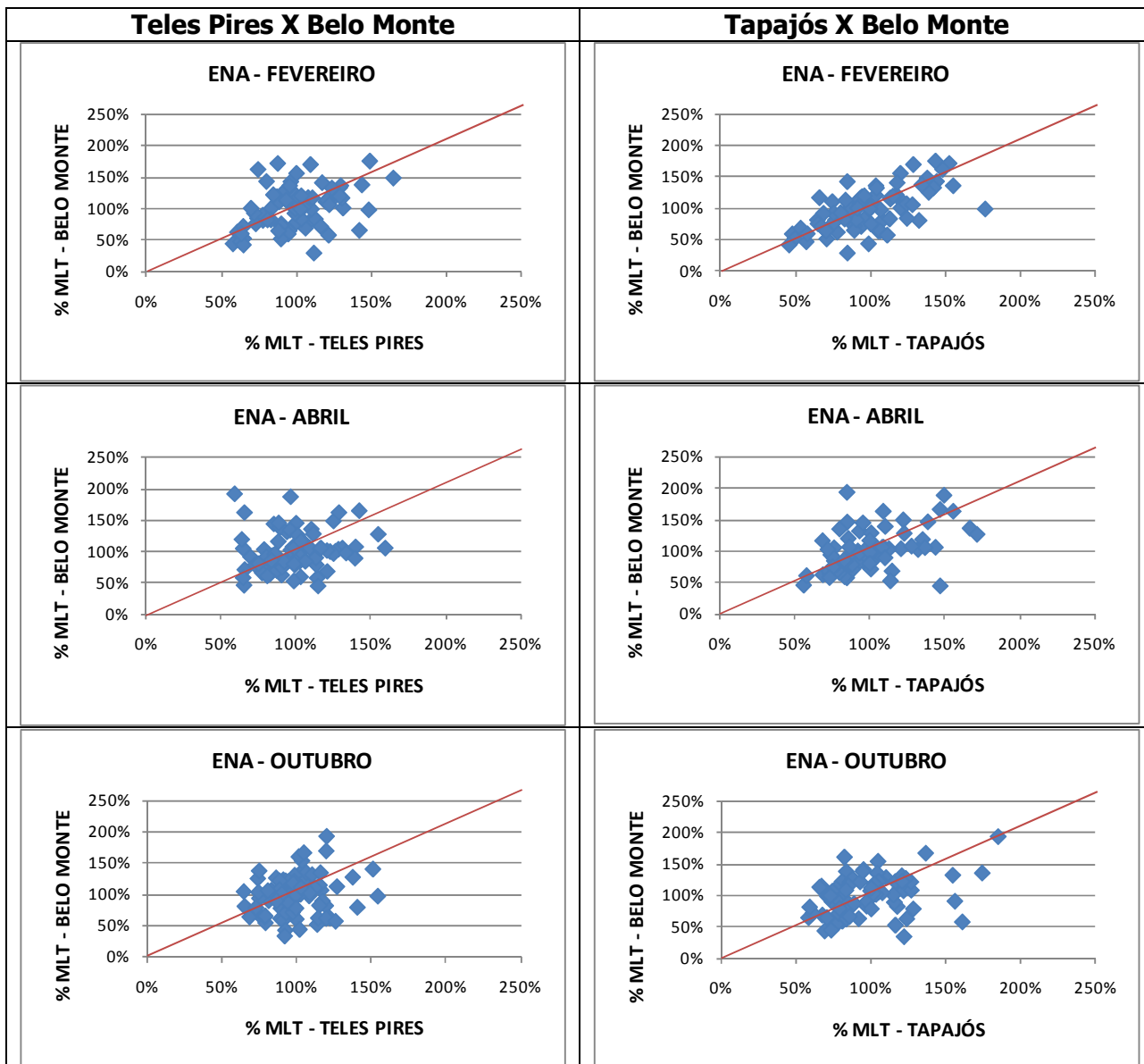
6 REFERÊNCIAS

- [1] Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. MME/EPE, 2010.
- [2] Critérios e Procedimentos para Dimensionamento das Interligações entre Submercados. CCPE/CTET, Outubro de 2001.

7 ANEXO I - ENERGIA NATURAL AFLUENTE

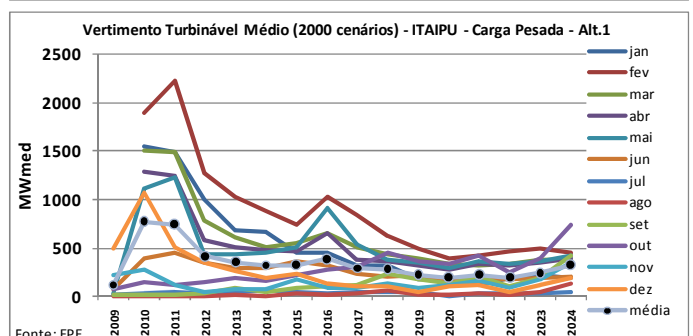
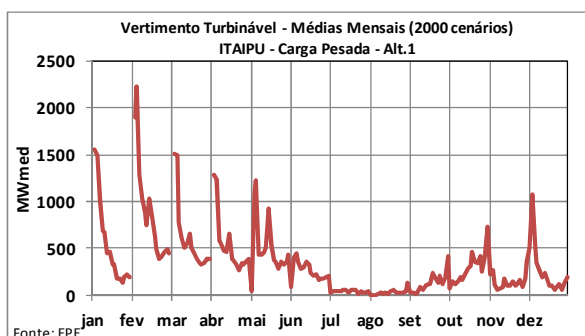
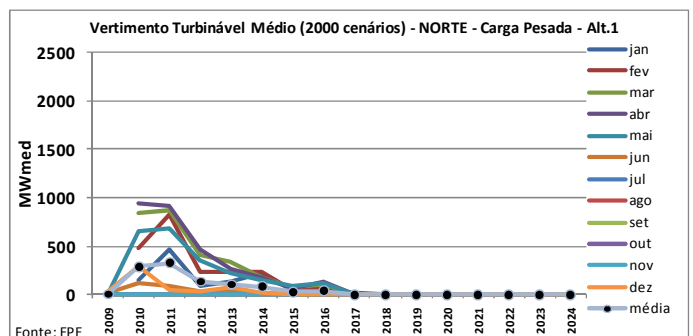
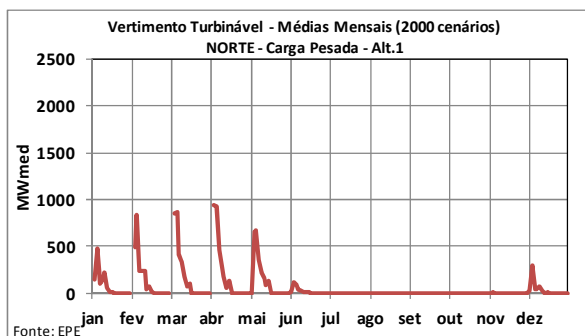
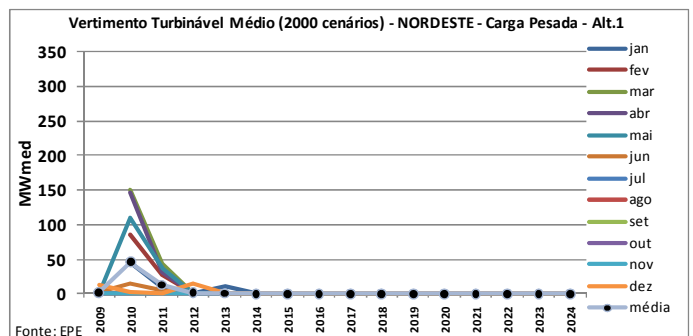
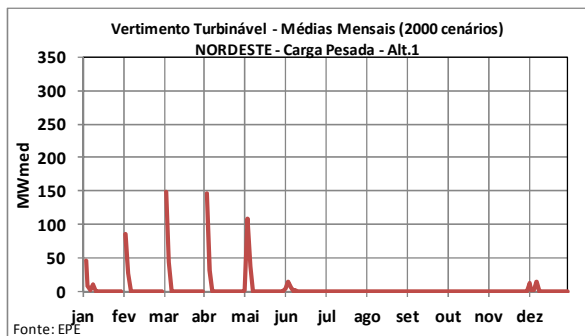
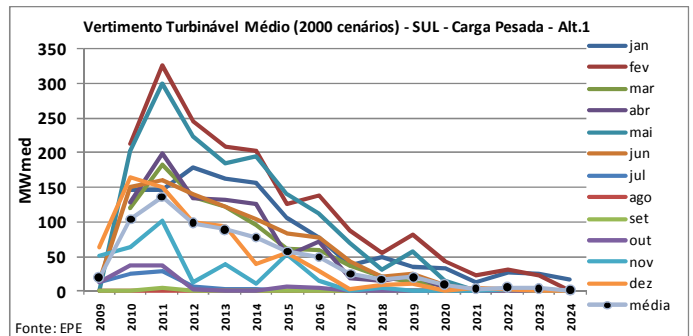
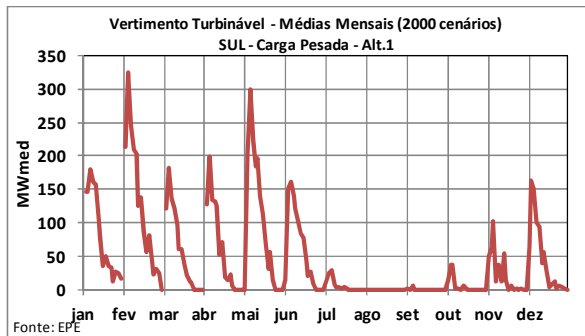
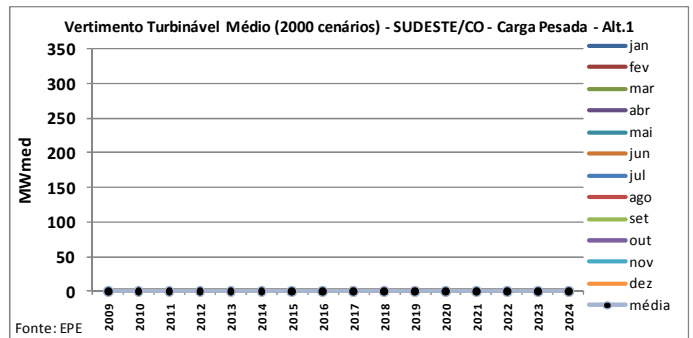
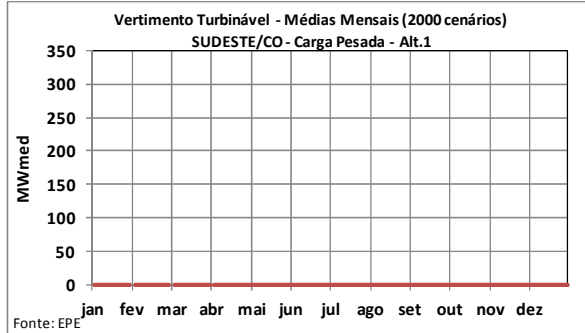


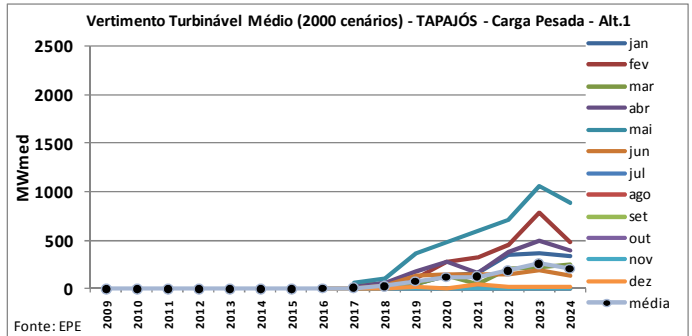
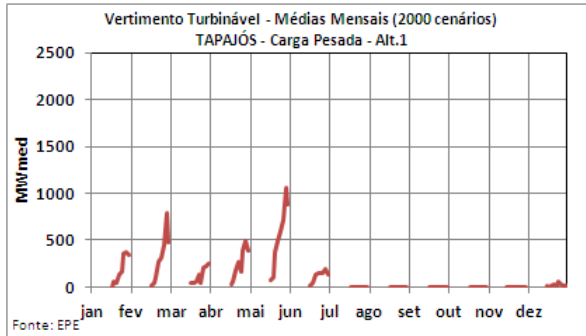
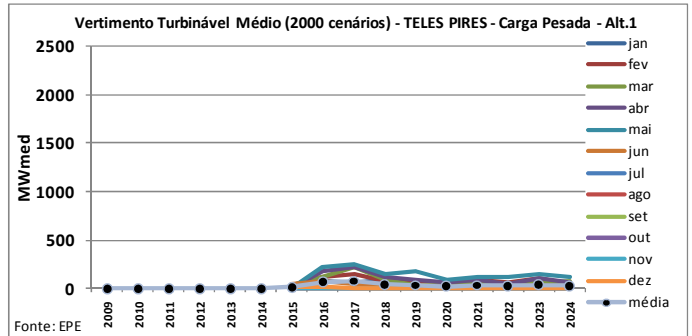
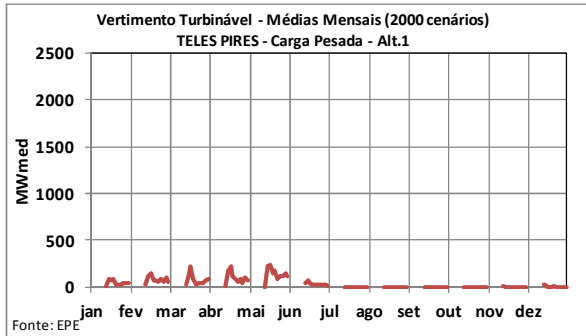
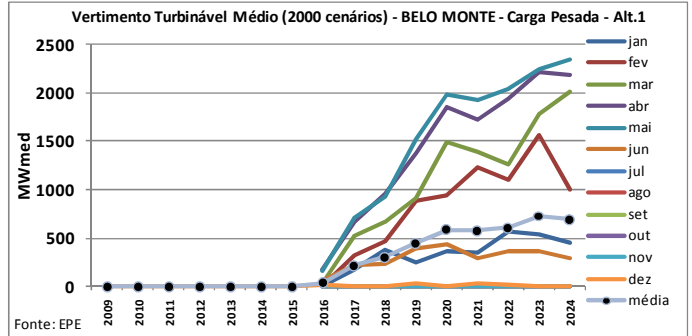
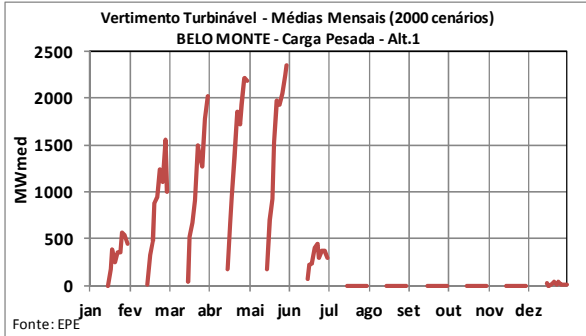
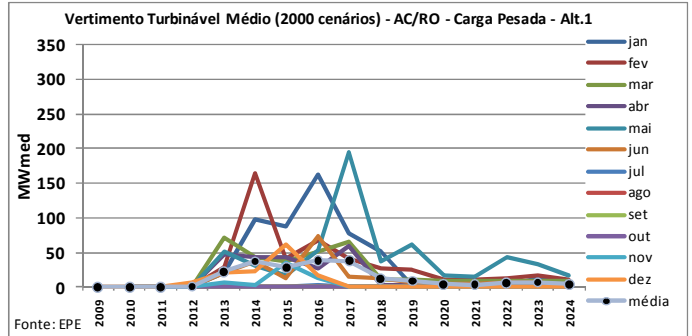
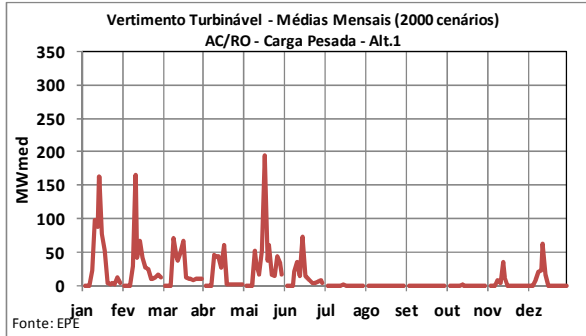




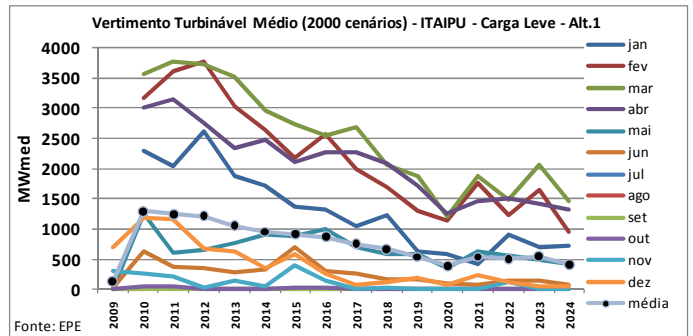
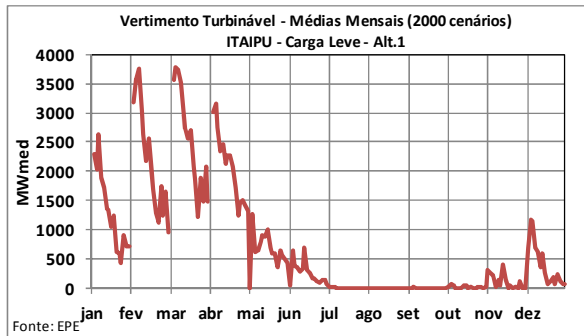
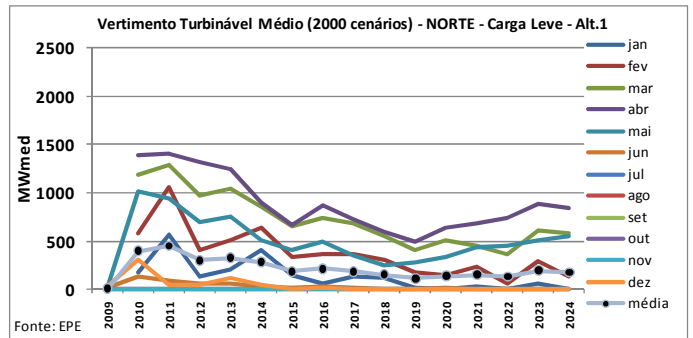
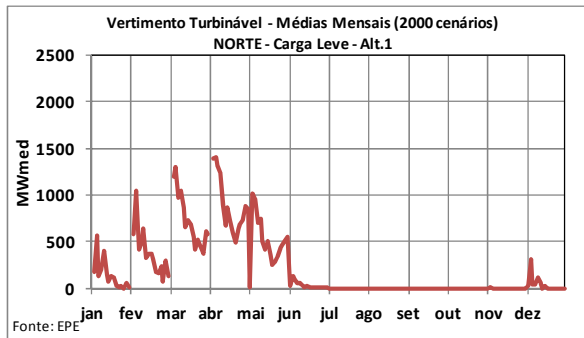
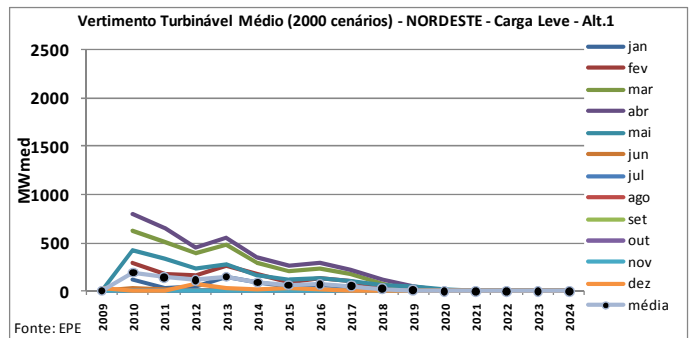
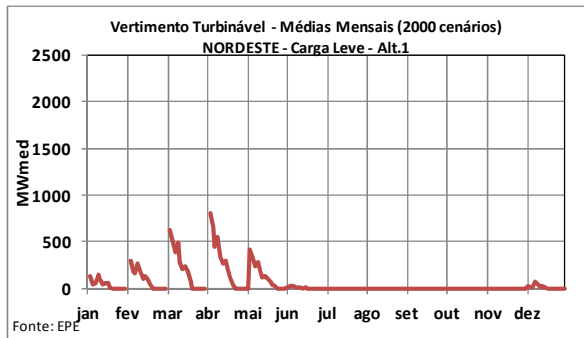
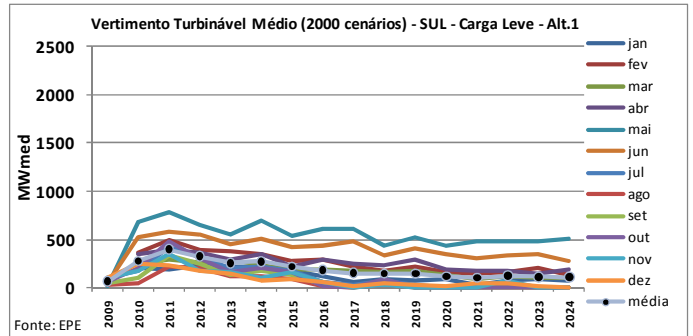
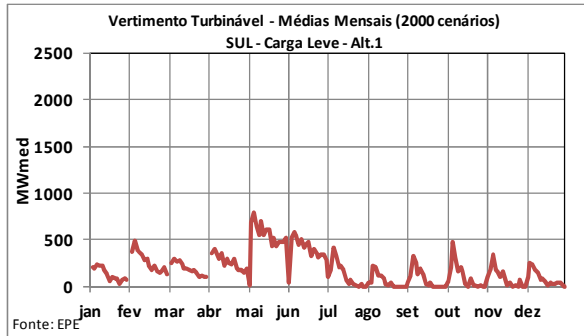
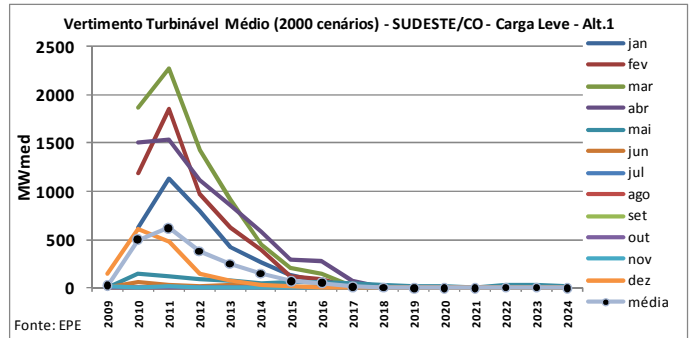
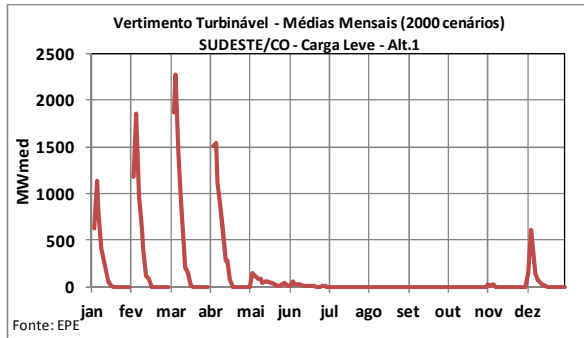
8 ANEXO II – ANÁLISE DOS VERTIMENTOS TURBINÁVEIS

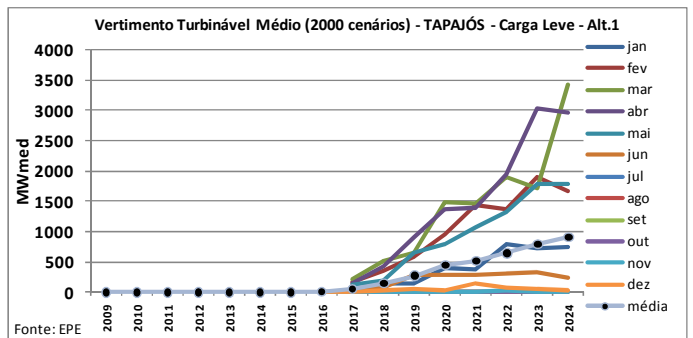
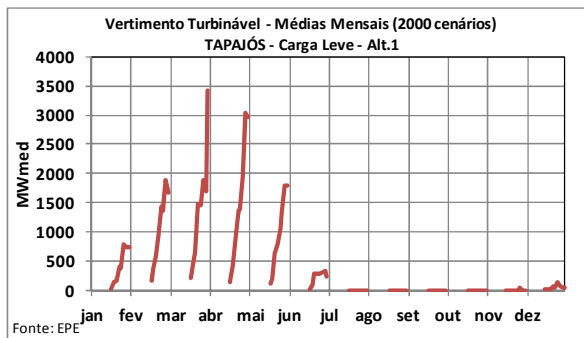
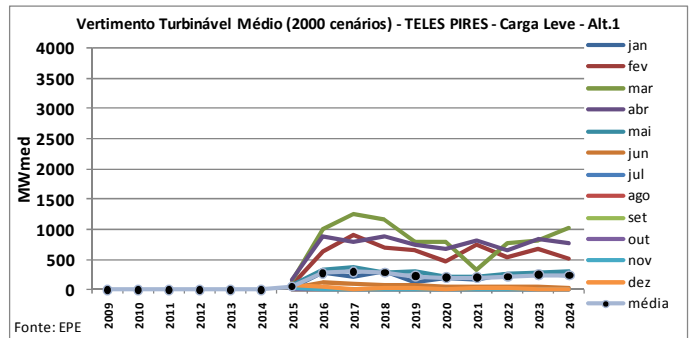
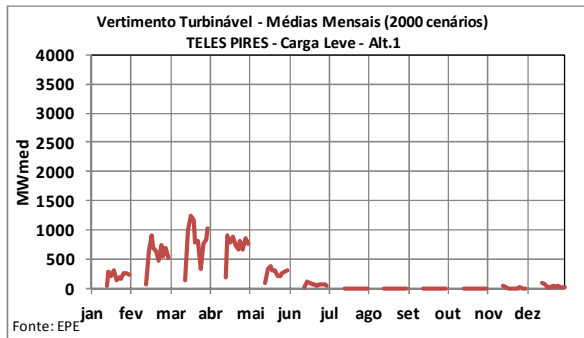
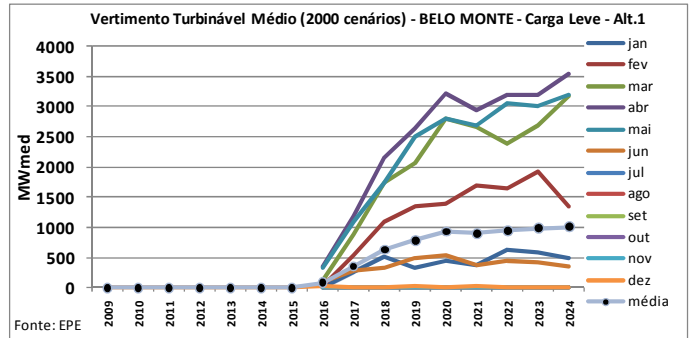
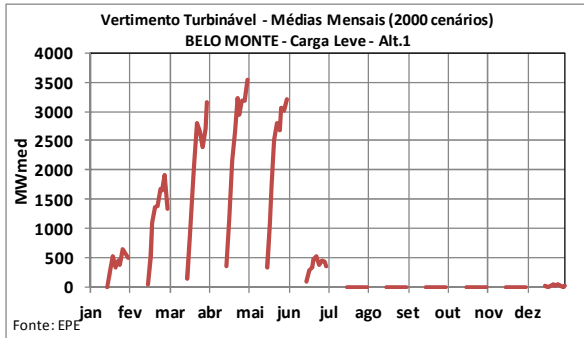
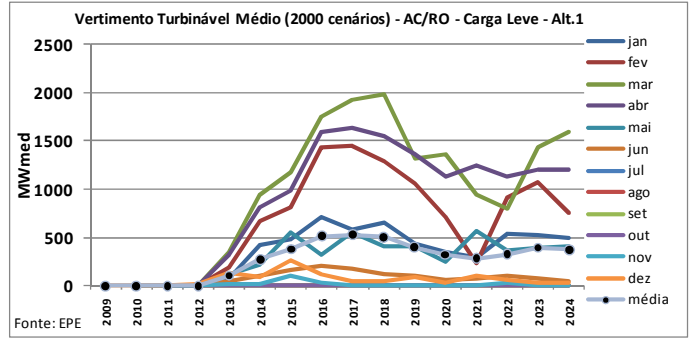
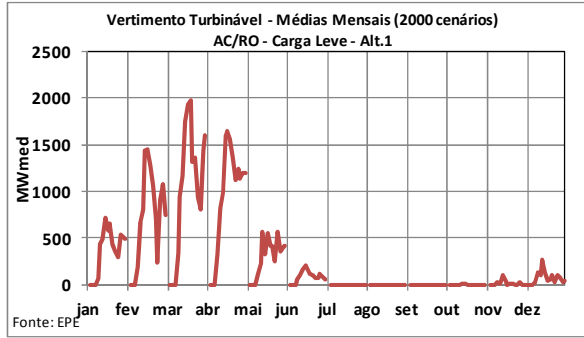
ALTERNATIVA 1 - CARGA PESADA



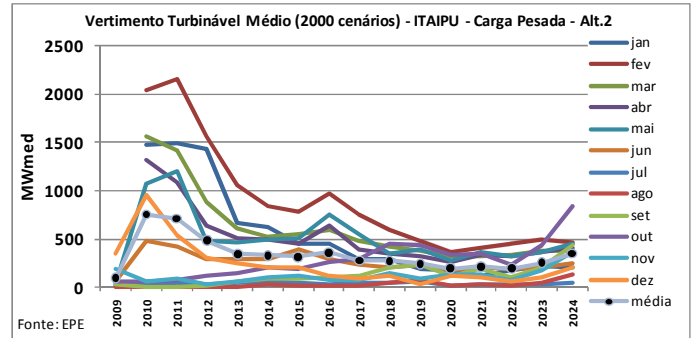
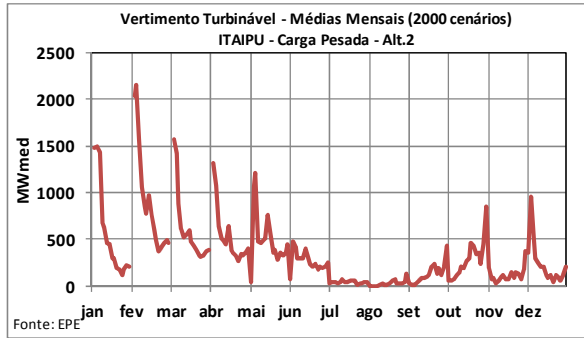
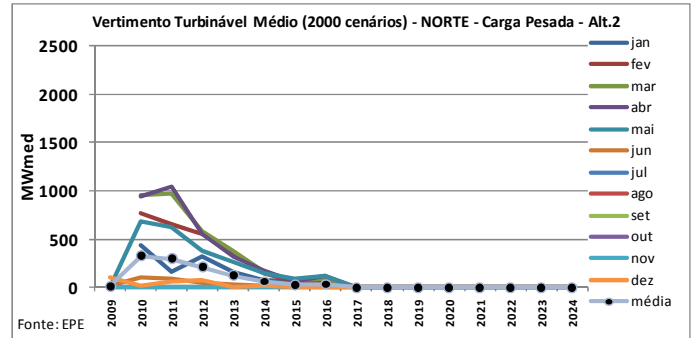
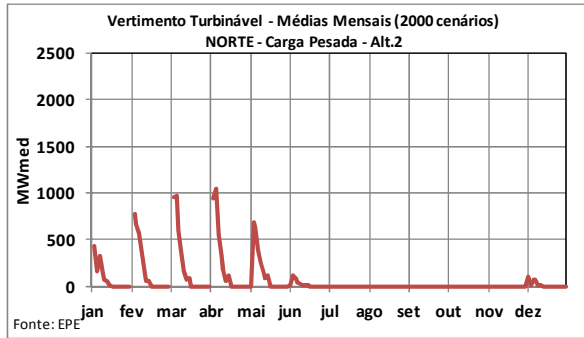
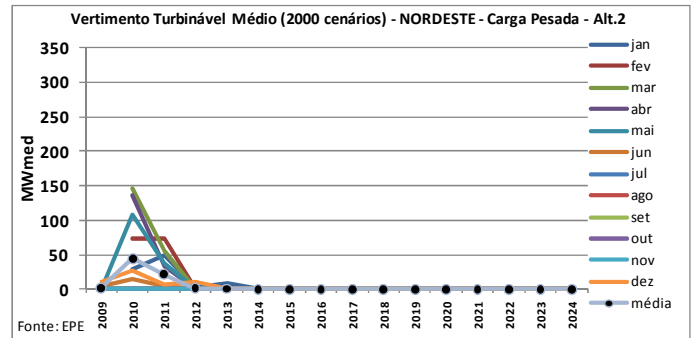
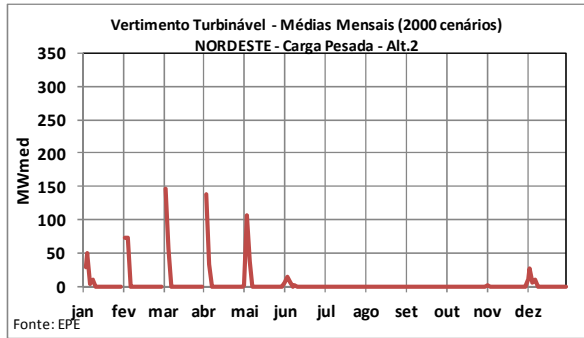
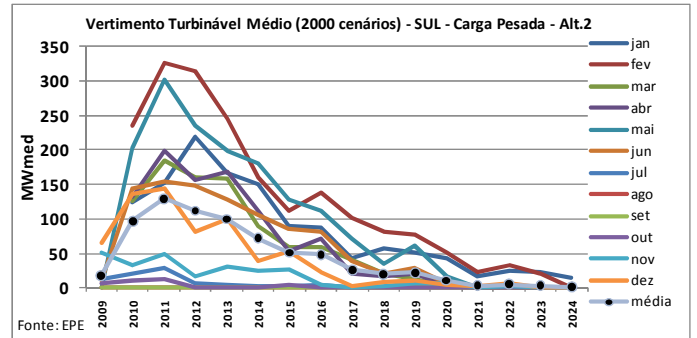
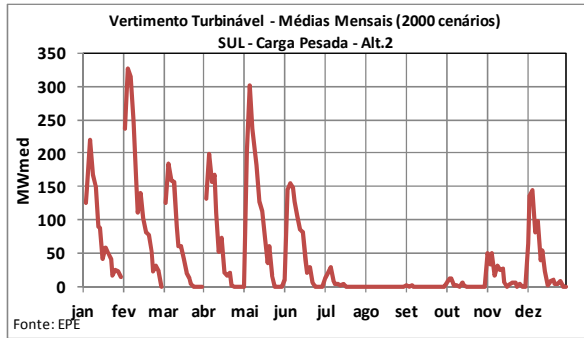
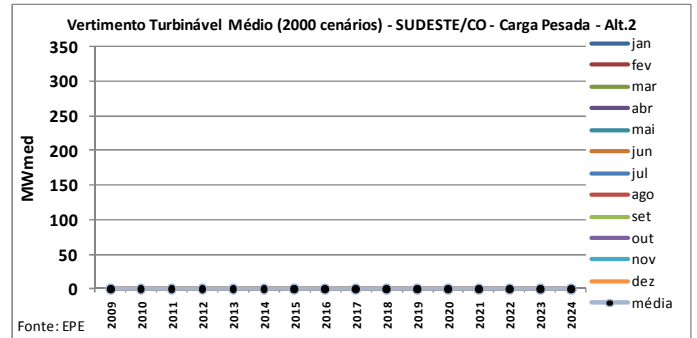
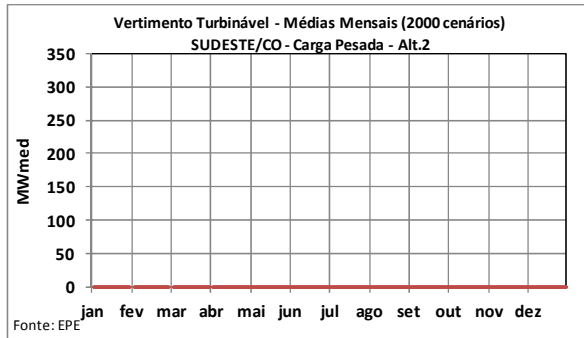


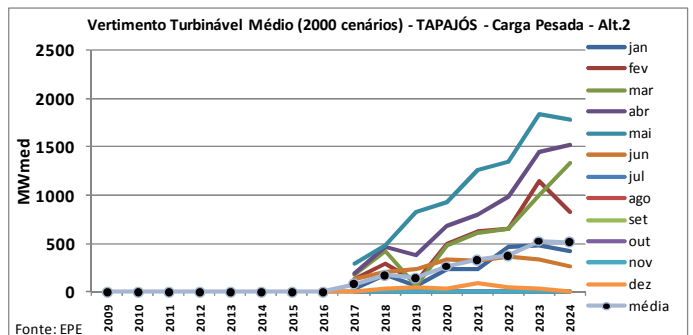
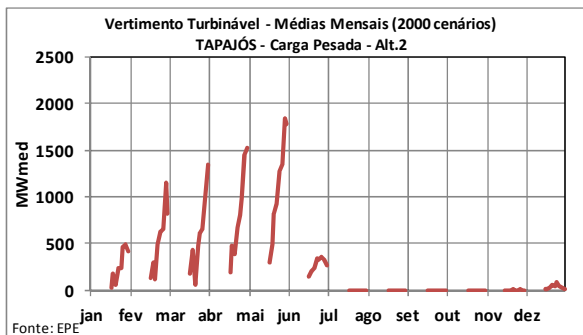
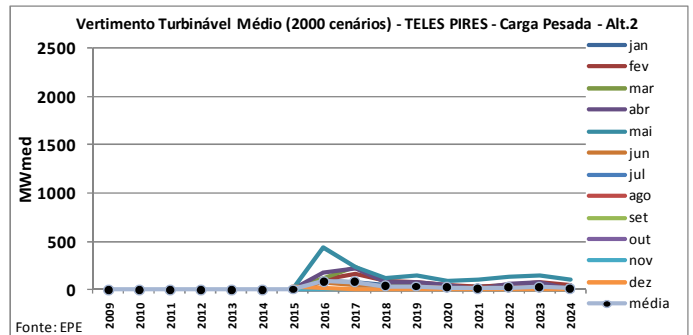
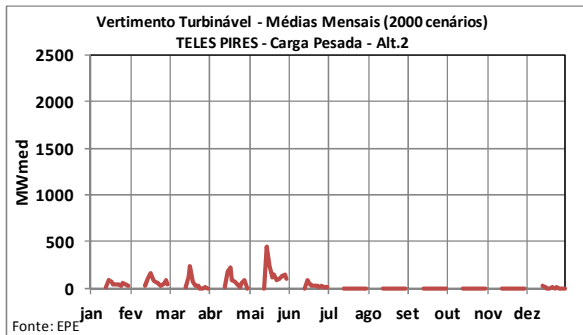
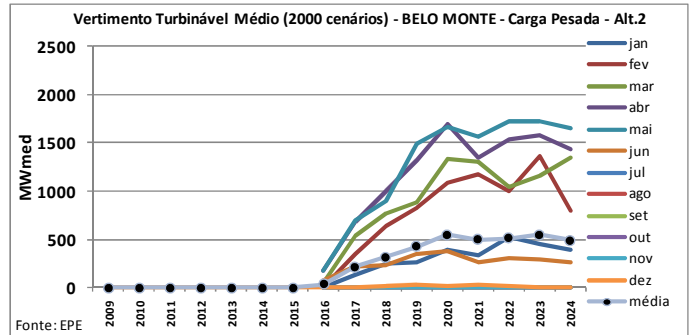
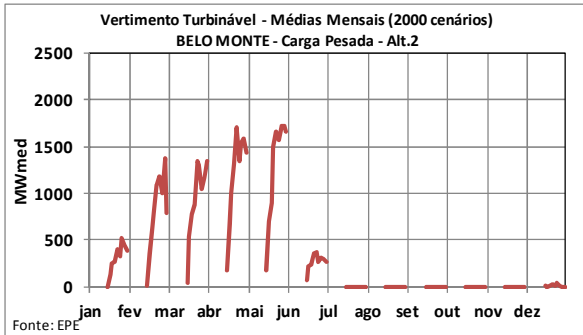
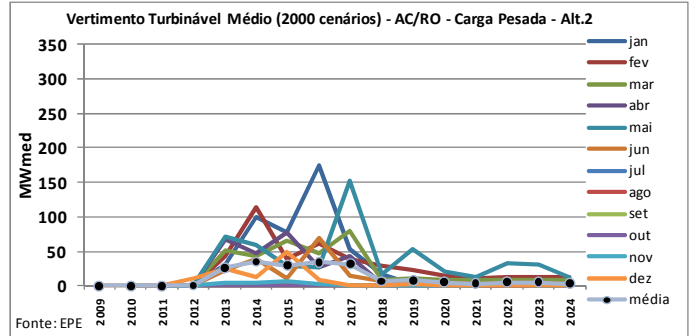
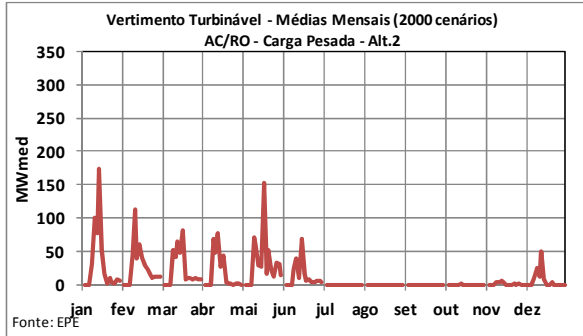
ALTERNATIVA 1 - CARGA LEVE



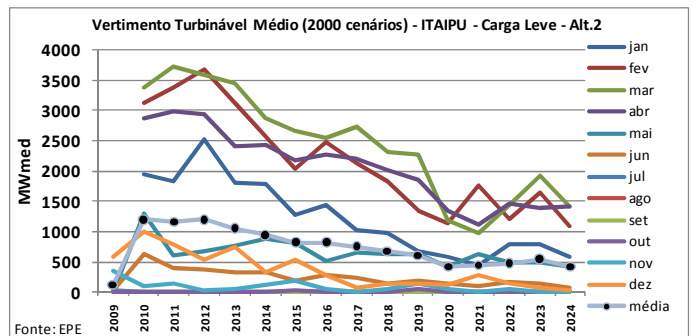
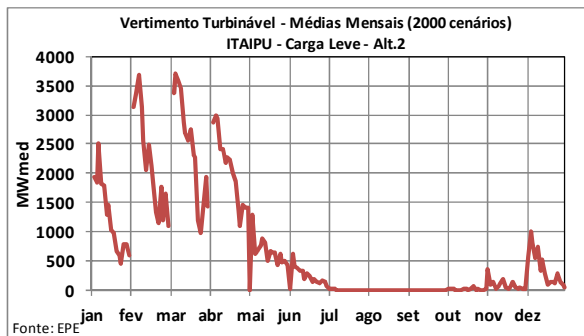
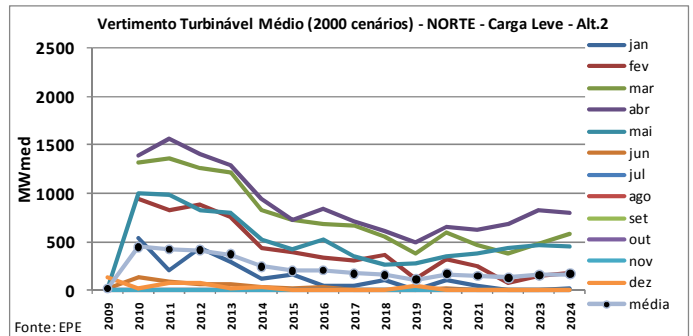
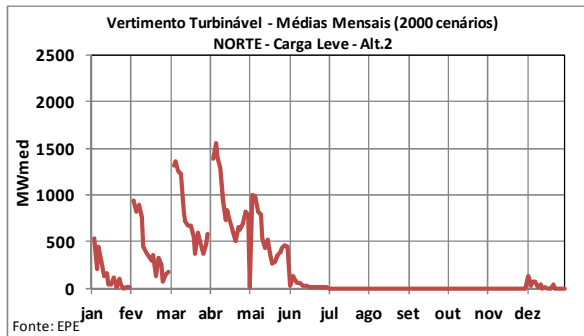
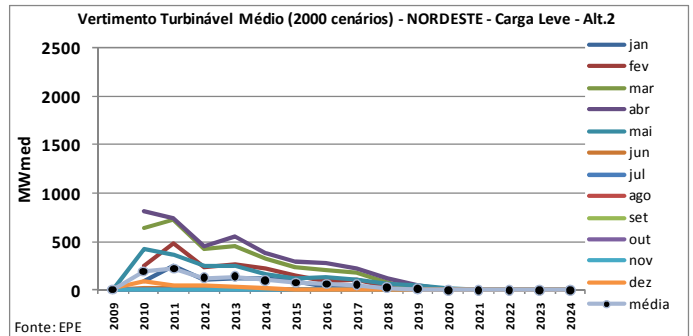
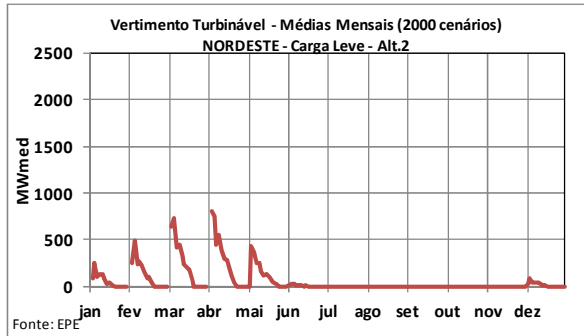
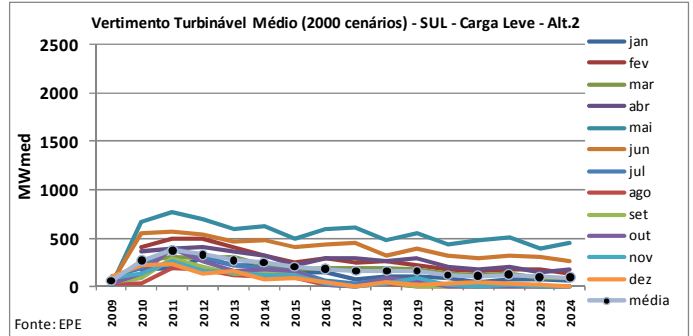
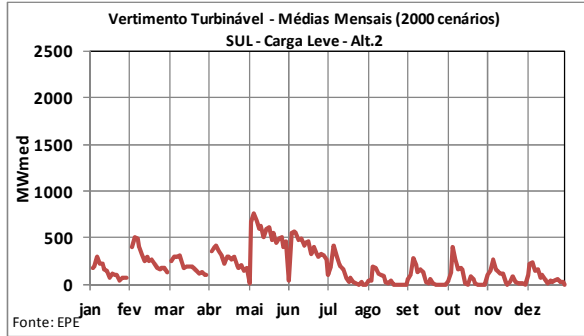
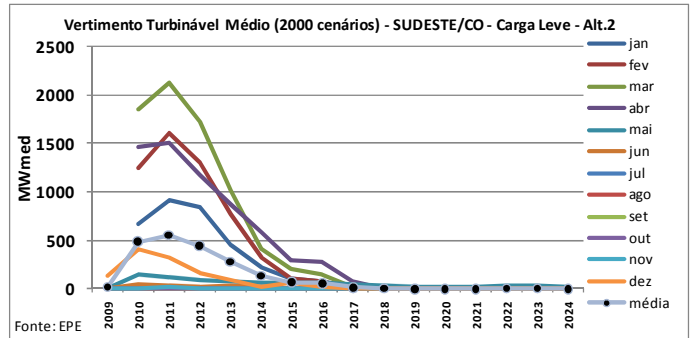
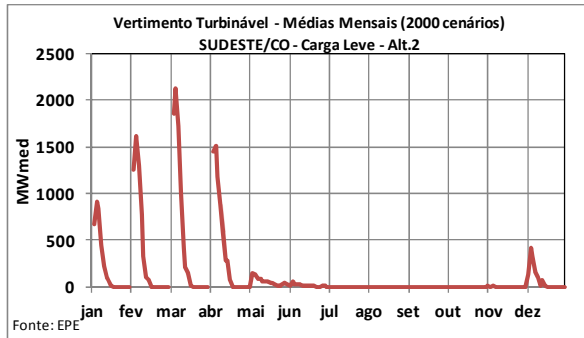


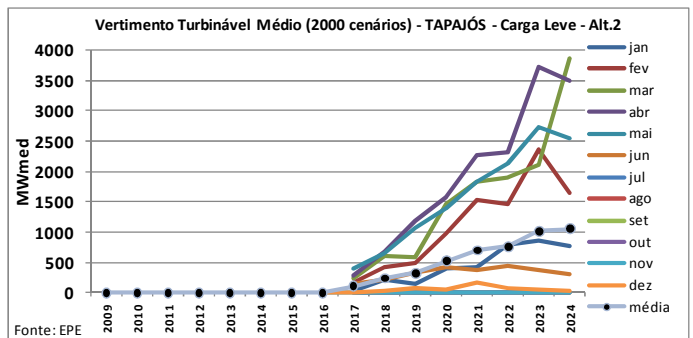
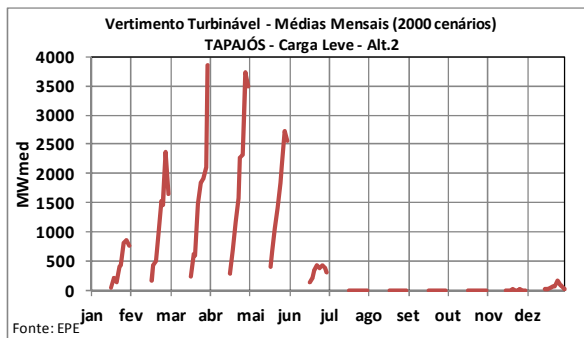
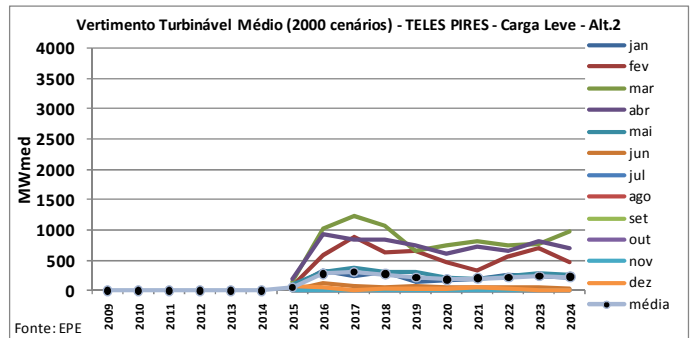
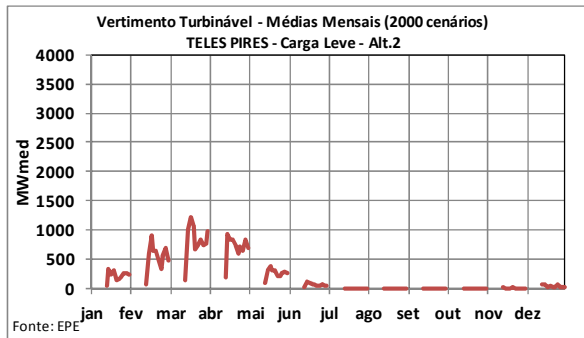
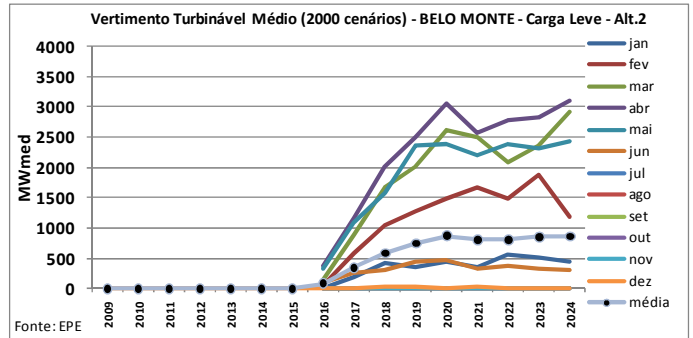
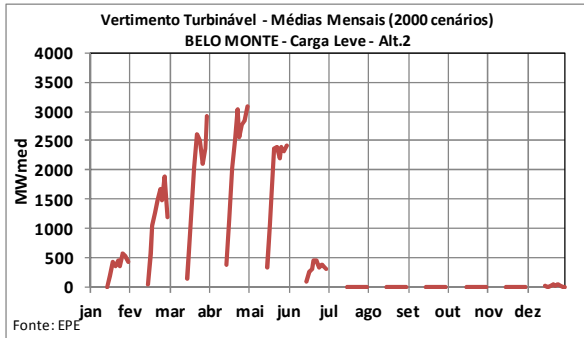
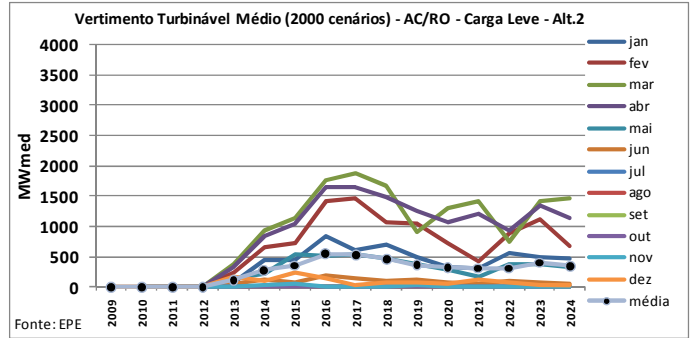
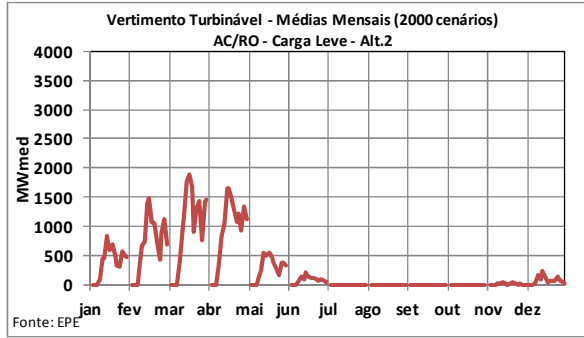
ALTERNATIVA 2 - CARGA PESADA



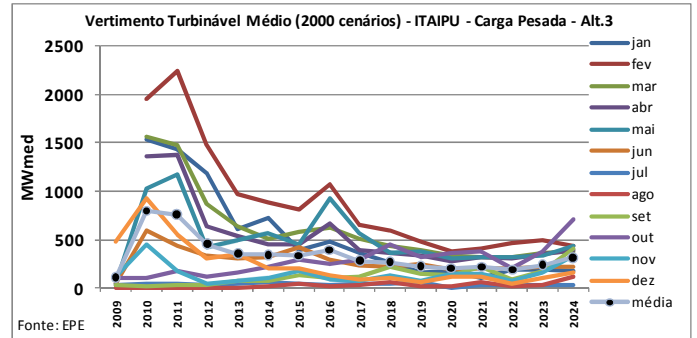
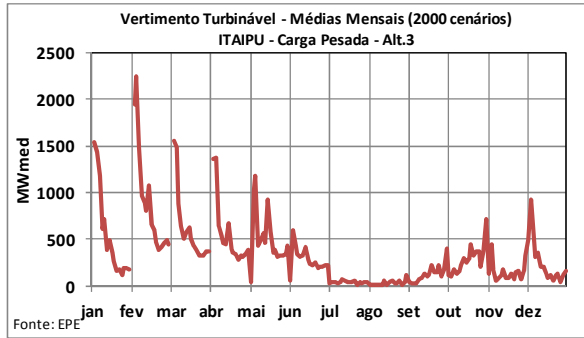
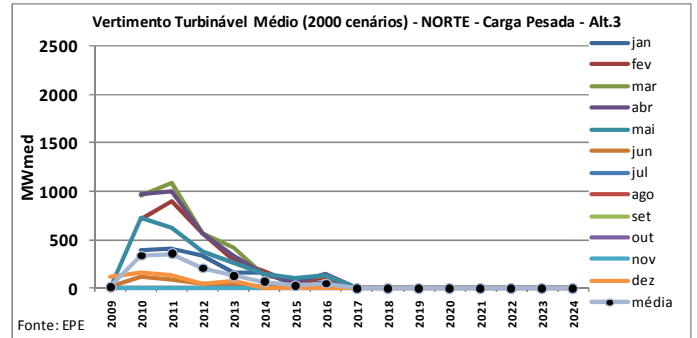
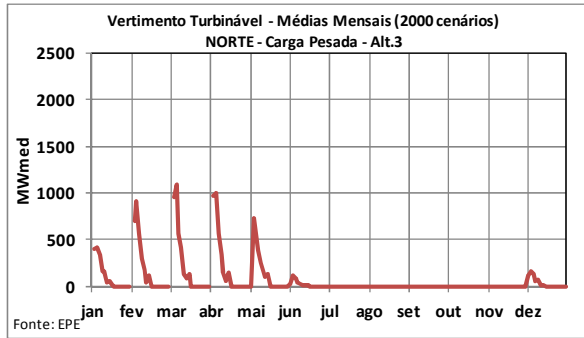
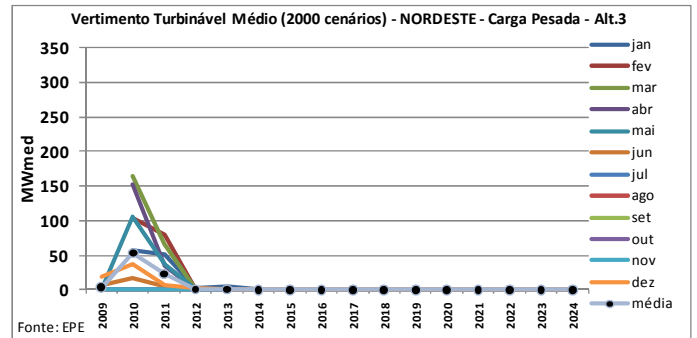
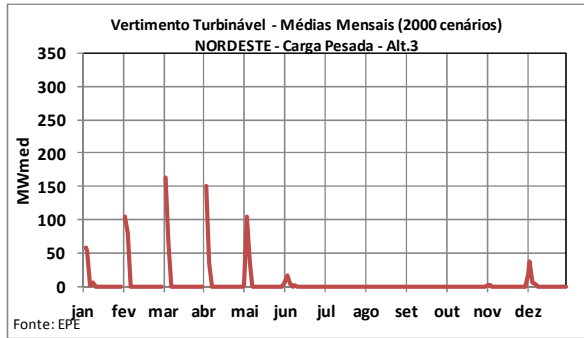
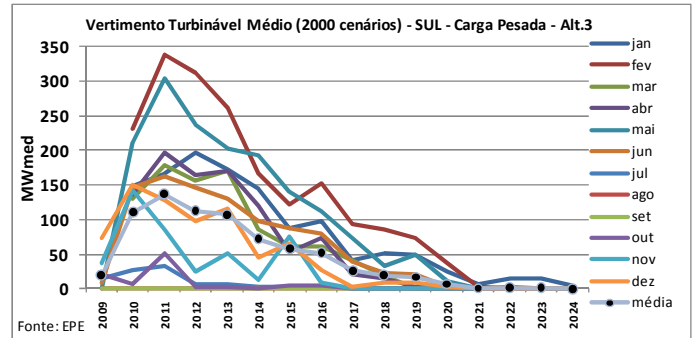
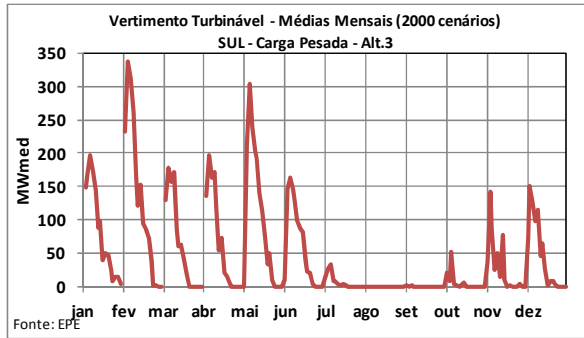
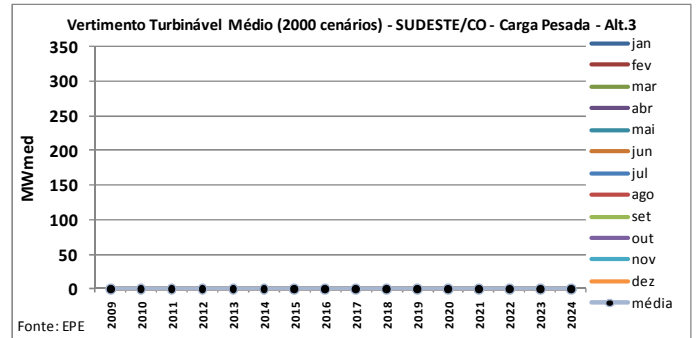
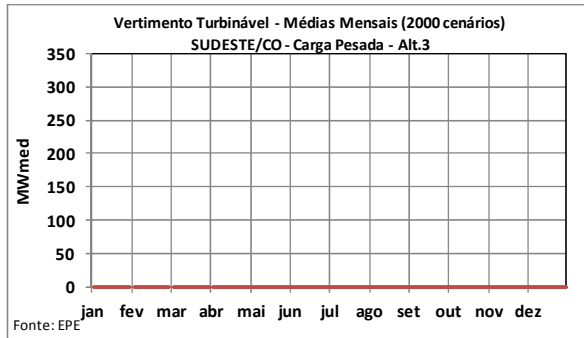


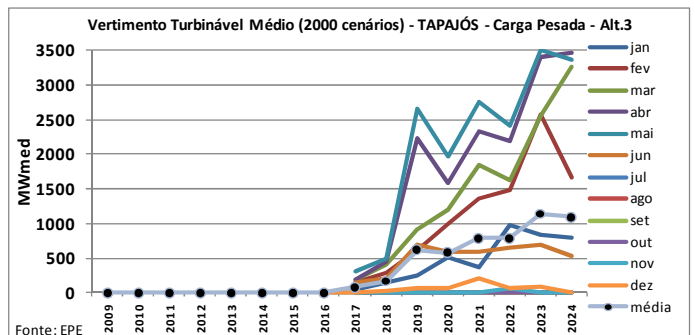
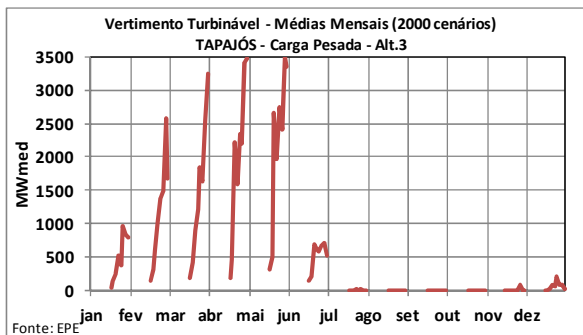
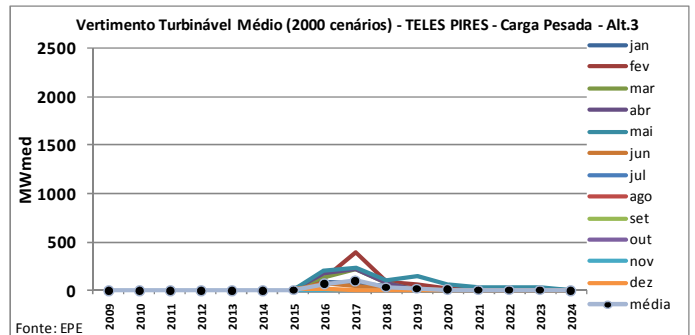
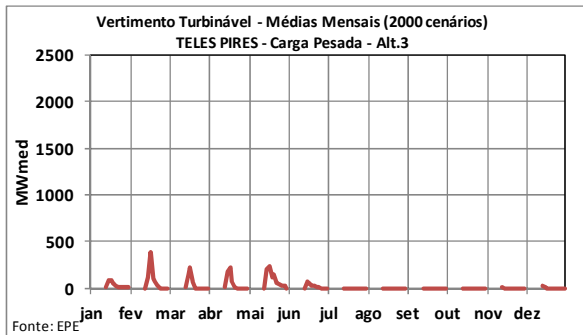
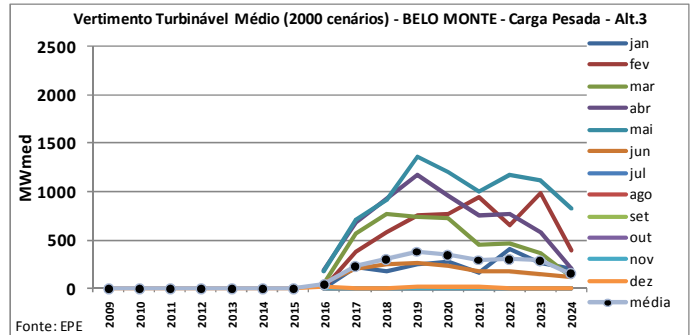
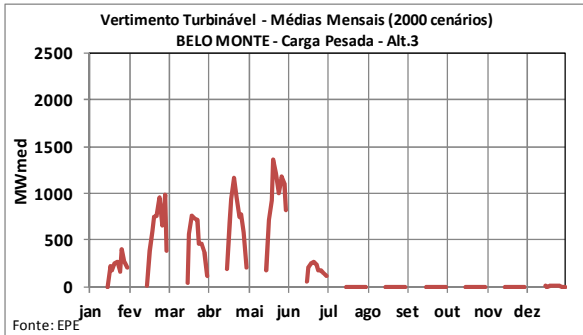
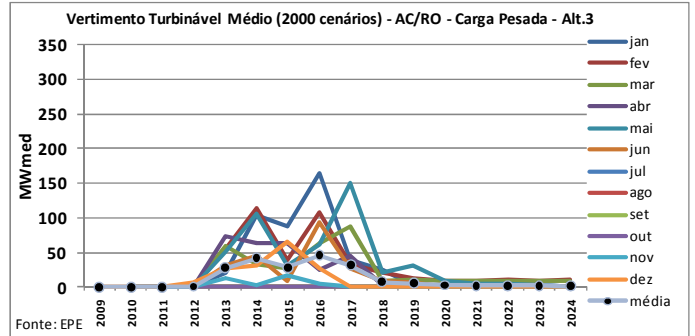
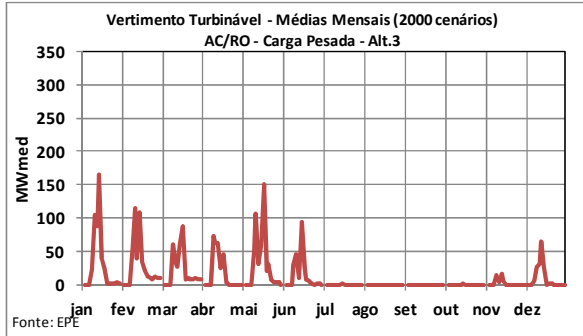
ALTERNATIVA 2 - CARGA LEVE



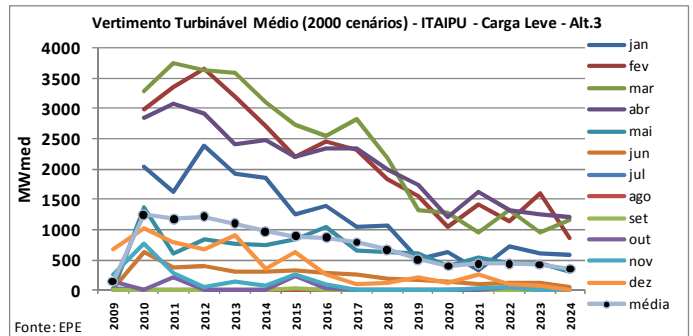
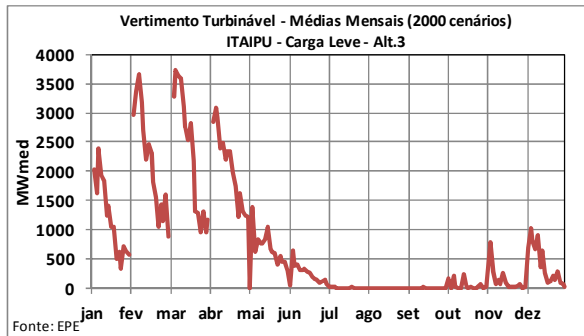
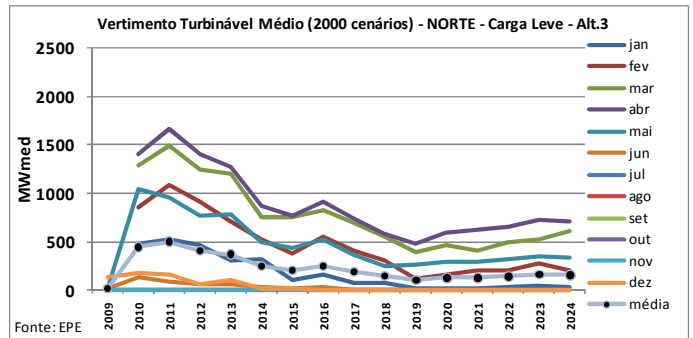
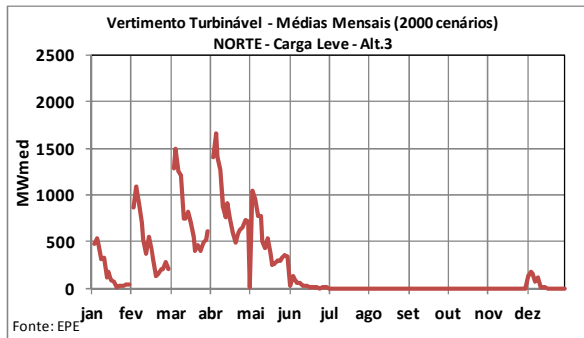
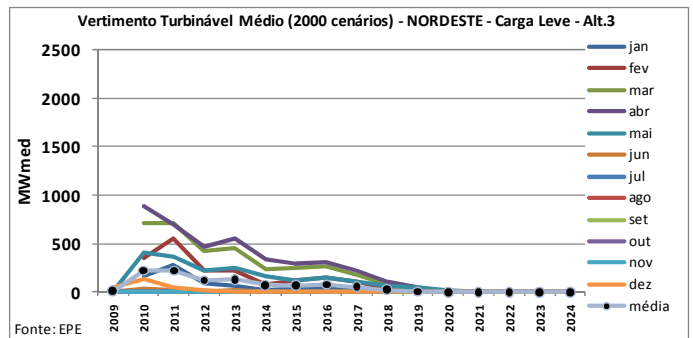
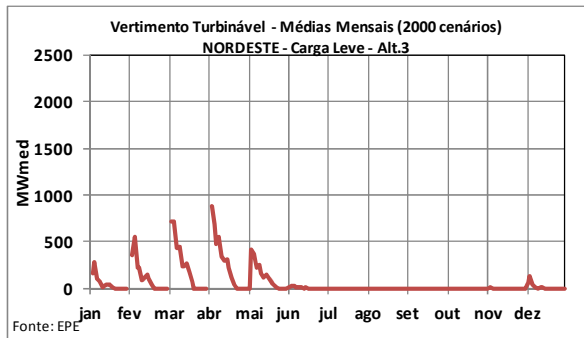
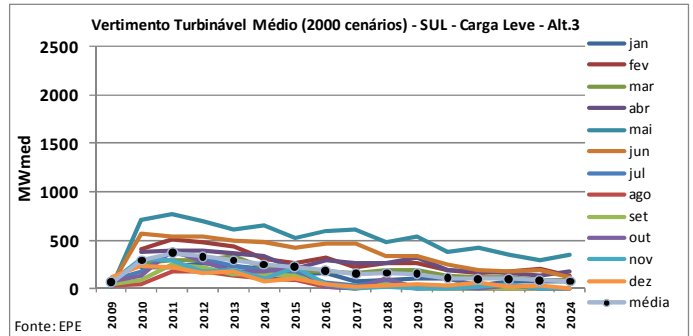
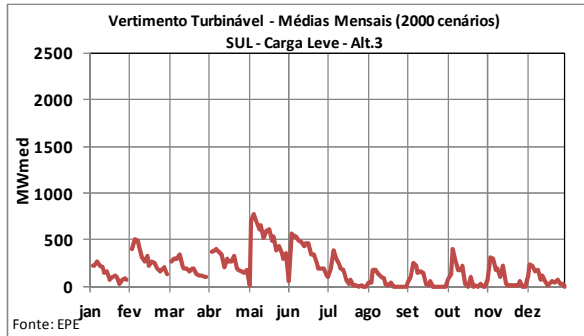
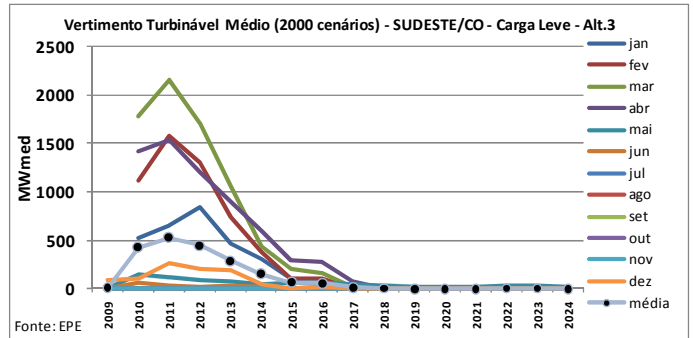
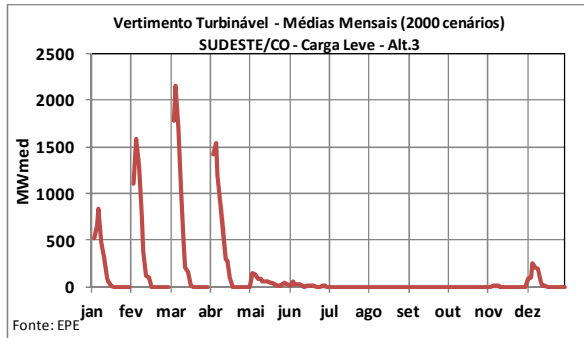


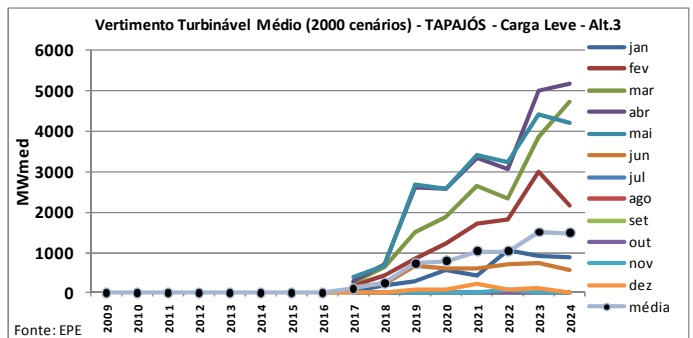
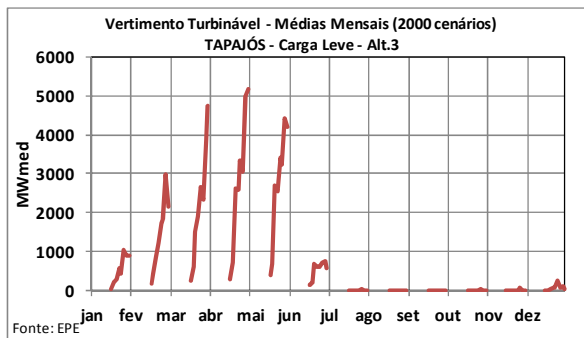
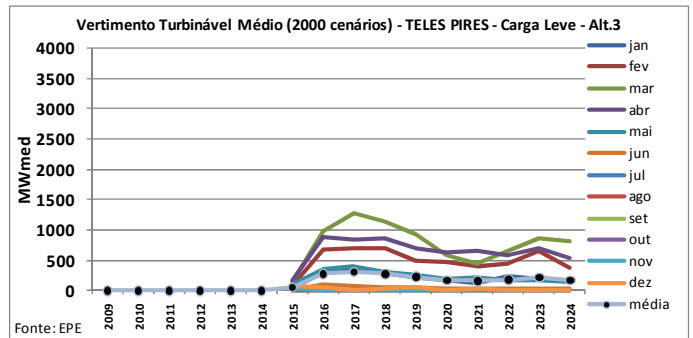
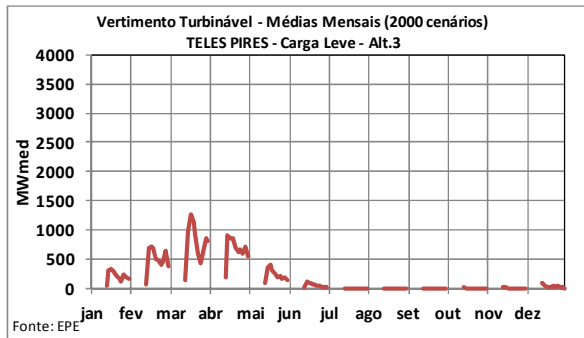
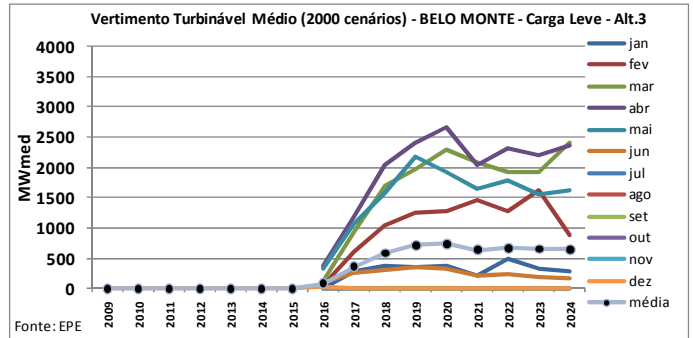
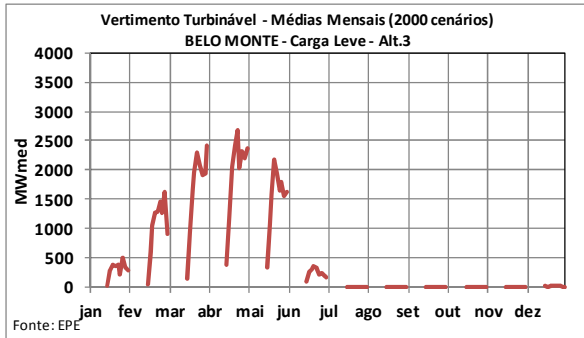
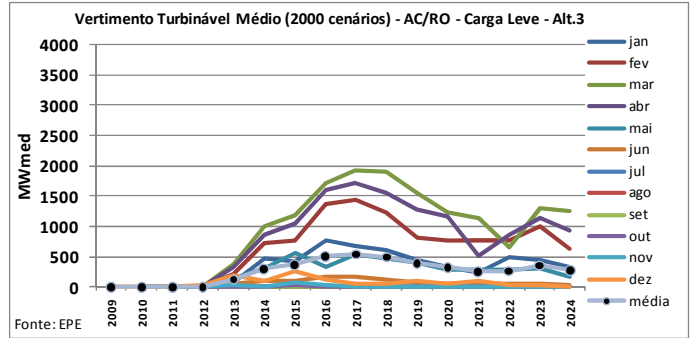
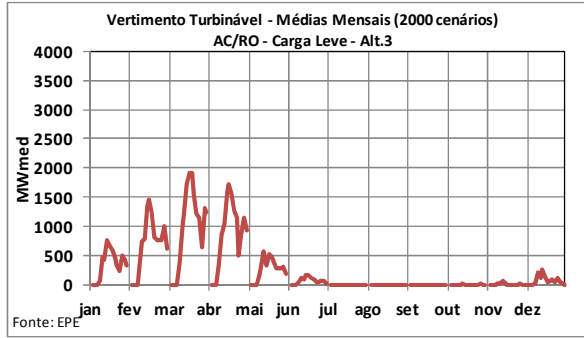
ALTERNATIVA 3 - CARGA PESADA





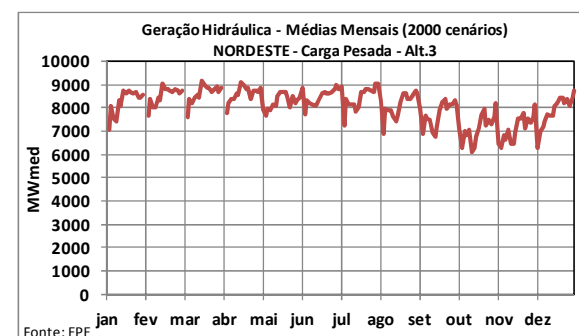
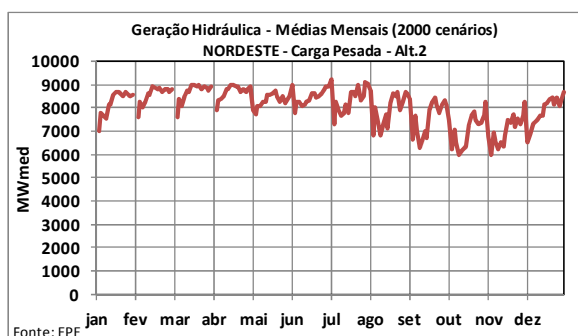
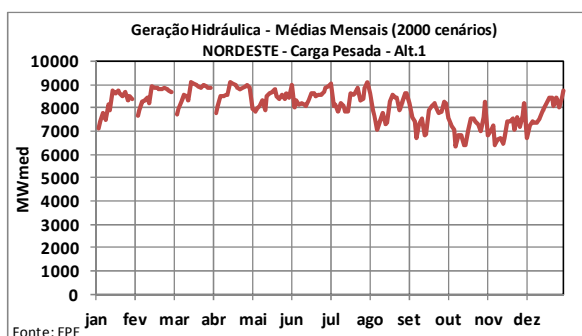
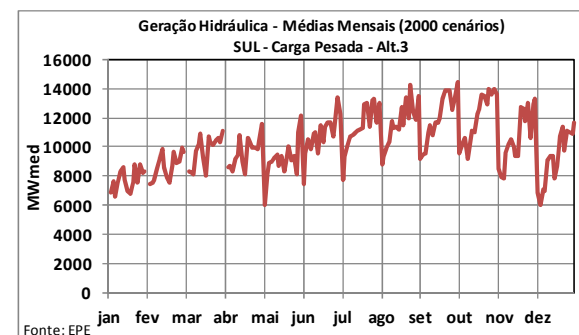
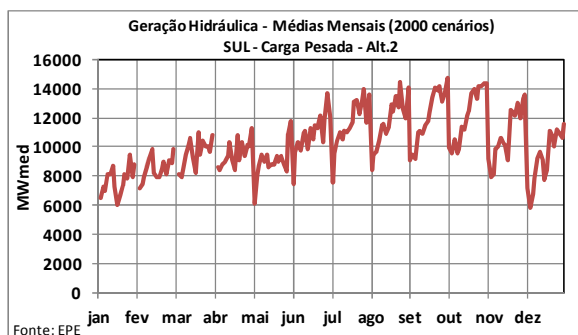
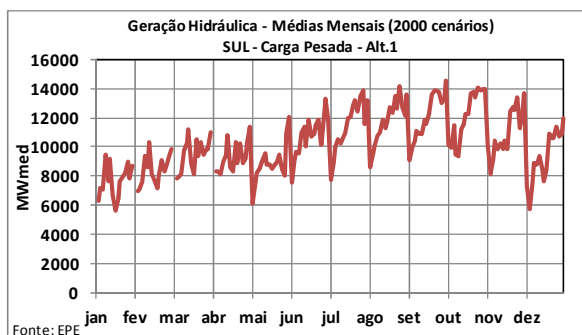
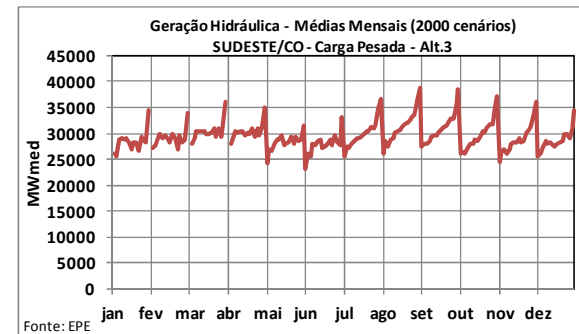
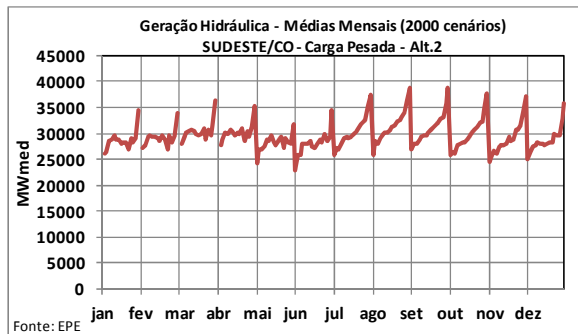
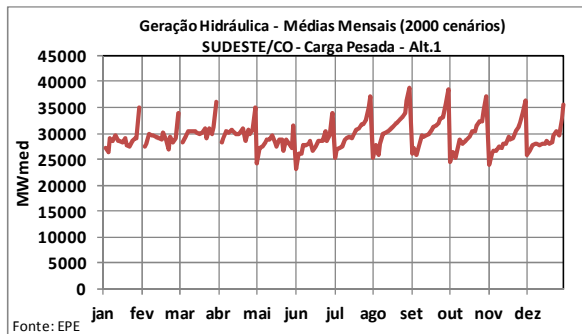
ALTERNATIVA 3 - CARGA LEVE

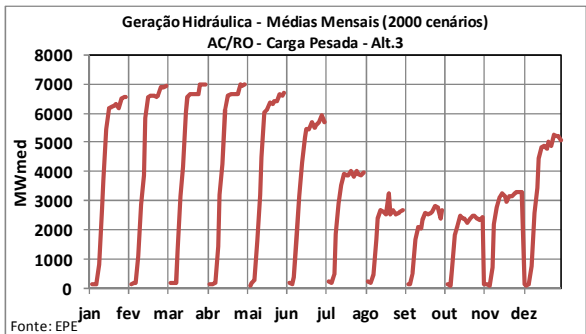
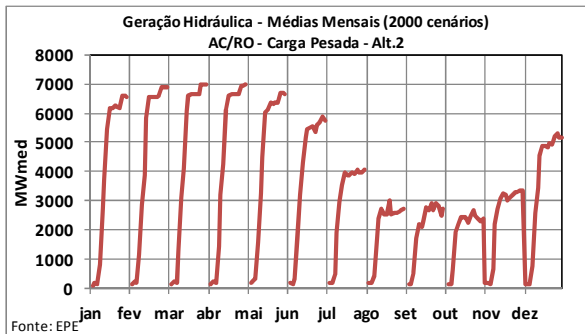
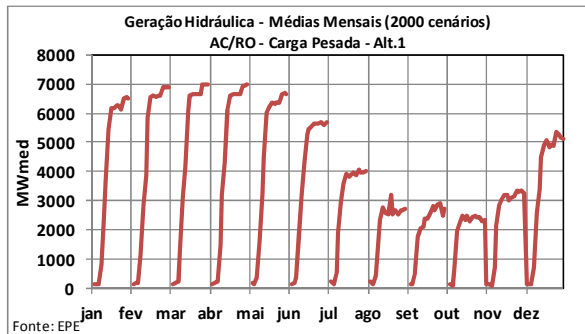
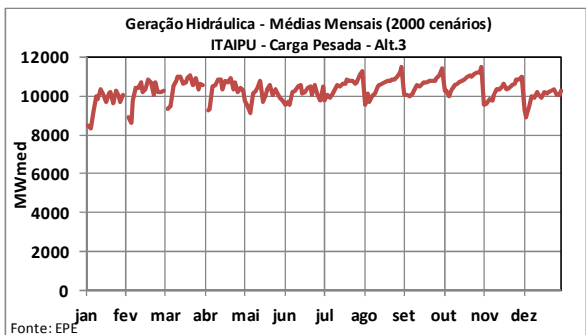
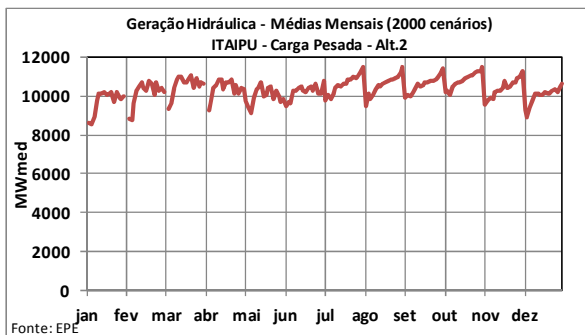
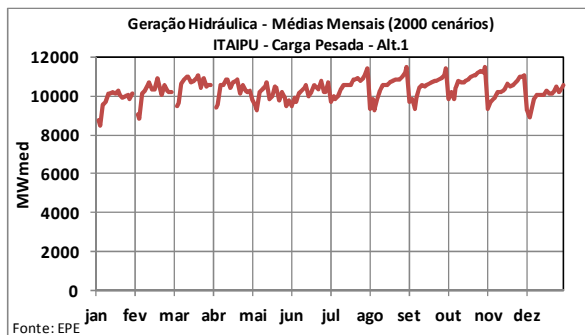
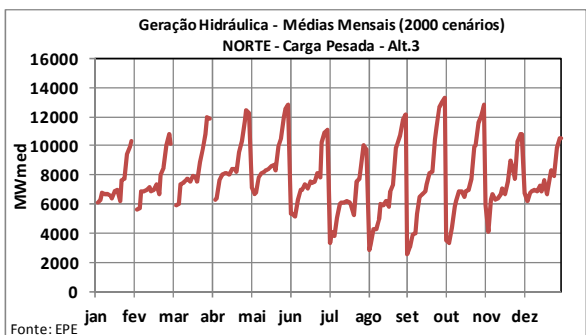
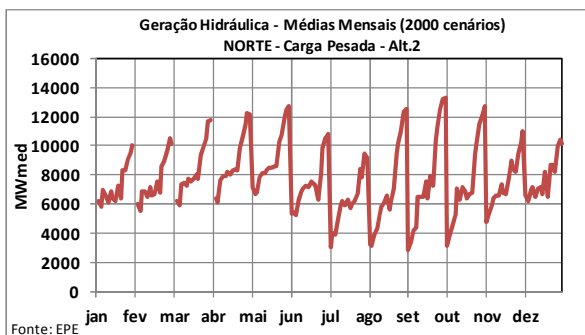
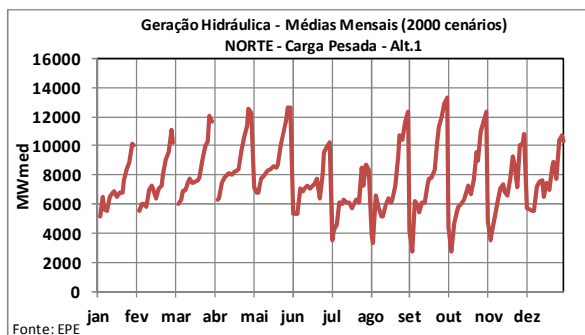


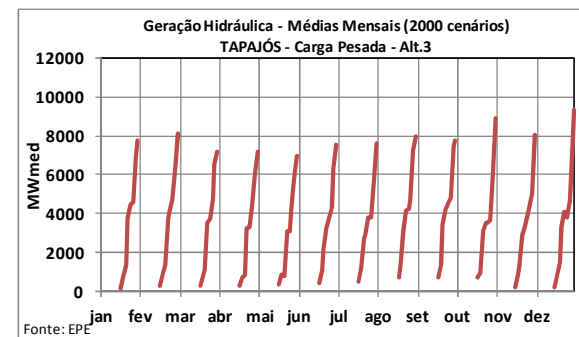
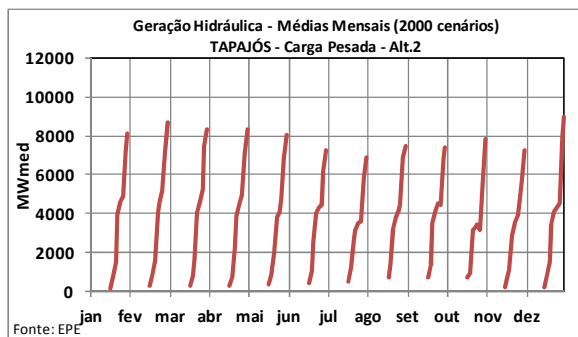
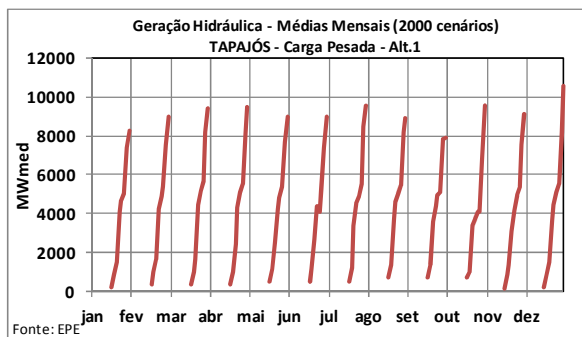
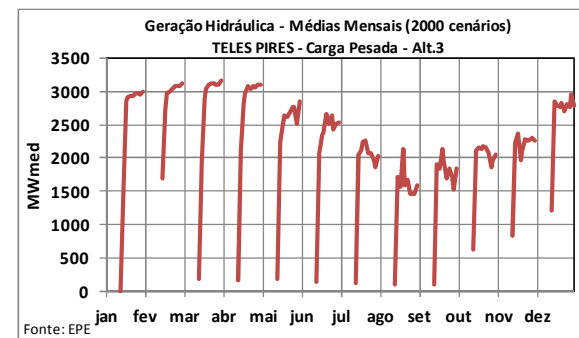
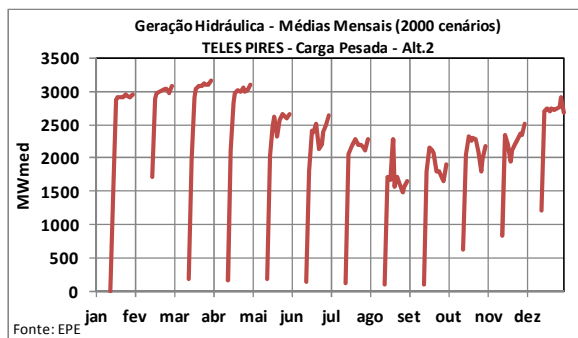
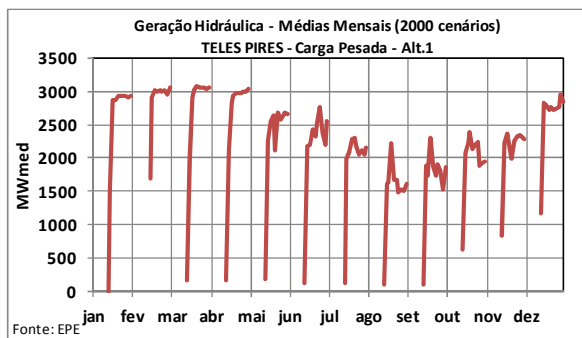
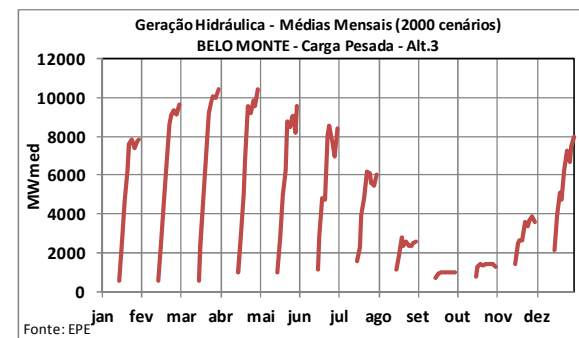
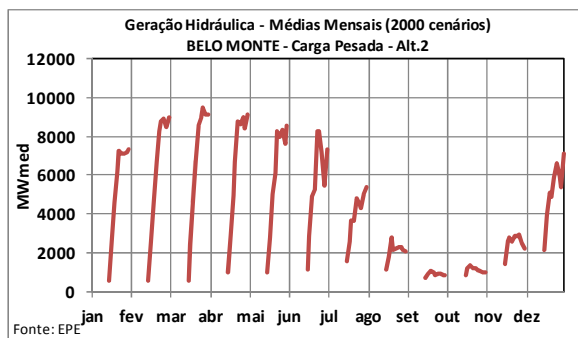
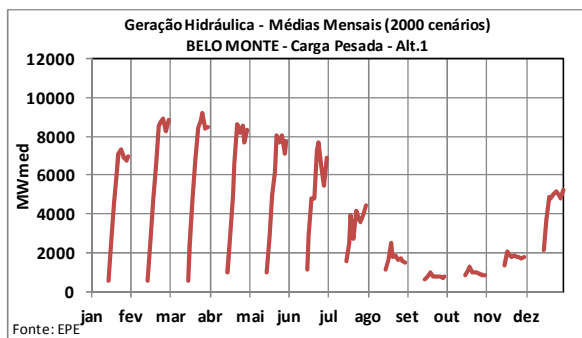


9 ANEXO III – GERAÇÃO HIDRÁULICA

CARGA PESADA







CARGA LEVE

