

Título: Cálculo do Critério Geral de Garantia de Suprimento para Aferição da Adequabilidade no Atendimento à Potência no Sistema por meio da Análise de Confiabilidade de Sistemas Interligados utilizando o Modelo CONFINT**Nº de Páginas:** 32**Nº de Anexos:** 2**Dados do Cliente:**Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras
Rua da Quitanda, 196 - Centro - Rio de Janeiro/RJ
CEP: 20091-005**Departamento:** Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente - DEA**Centro de Lucro:** C230000101**Centro de Custo:** C203000017**Resumo:** Recentemente, o Conselho Nacional de Política Energética modificou o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência do Sistema Interligado Nacional (Resolução CNPE nº 29/2019), cujos parâmetros foram definidos pela Portaria MME nº 59/2020. Para a determinação das métricas do critério de suprimento de energia existe um modelo oficial, o NEWAVE, o qual também é utilizado juntamente com o SUISHI no cálculo das garantias físicas de energia. Já para o atendimento à potência, deve-se utilizar análises de confiabilidade de sistemas interligados, abrindo-se uma oportunidade para o CONFINT se tornar o modelo oficial. Assim, descreve-se o processo de cálculo e os resultados com o modelo CONFINT, das métricas associadas ao novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência no SIN, com ênfase especial à adequada representação das interligações.**Autores:**Thatiana Conceição Justino – CEPEL
Albert Cordeiro Geber de Melo – CEPEL**Palavras-Chave:**Critérios de garantia de suprimento;
Análise de confiabilidade multi-área;
Sistemas interligados.**Classificação de acesso:** Público**Aprovação e data de emissão****André Luiz Diniz Souto Lima**
Chefe do Departamento de Otimização
Energética e Meio Ambiente**Tel.:** 21-2598-6046**E-mail:** diniz@cepel.br**Aprovação e data de emissão****Maurício Barreto Lisboa****Diretor de Pesquisa, Desenvolvimento e**
Inovação

Cálculo do Critério Geral de Garantia de Suprimento para Aferição da Adequabilidade no Atendimento à Potência no Sistema por meio da Análise de Confiabilidade de Sistemas Interligados utilizando o Modelo CONFINT

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO.....	4
1. INTRODUÇÃO.....	5
2. O MODELO CONFINT	8
2.1. REPRESENTAÇÃO MULTI-ÁREA DO SISTEMA (MELO ET AL., 1993)	8
2.2. TEOREMA DO FLUXO MÁXIMO - CORTE MÍNIMO (FORD AND FULKERSON, 1962)	9
3. CÁLCULO DO CRITÉRIO GERAL DE GARANTIA DE SUPRIMENTO PARA AFERIÇÃO DA ADEQUABILIDADE NO ATENDIMENTO À POTÊNCIA DO SISTEMA	10
3.1. CÁLCULO DA LOLP ANUAL E DA LOLP MÉDIA MENSAL/ANO	11
3.2. CÁLCULO DO $CVAR_{\alpha\%}(PNS)$.....	12
4. APLICAÇÃO DO MODELO CONFINT NO CÁLCULO DAS MÉTRICAS DO CRITÉRIO GERAL DE GARANTIA DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA.....	15
4.1. RESULTADOS DO CÁLCULO DAS MÉTRICAS DO CRITÉRIO DE GARANTIA DE SUPRIMENTO COM UM PATAMAR DE CARGA.....	16
4.2. RESULTADOS DO CÁLCULO DAS MÉTRICAS DO CRITÉRIO DE GARANTIA DE SUPRIMENTO COM CURVA DE CARGA DE 3 PATAMARES	20
5. CONCLUSÕES	24
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	26
ANEXO I – RESULTADOS ADICIONAIS DO CÁLCULO DAS MÉTRICAS DO CRITÉRIO DE GARANTIA DE SUPRIMENTO COM UM PATAMAR DE CARGA	29
ANEXO II – RESULTADOS ADICIONAIS DO CÁLCULO DAS MÉTRICAS DO CRITÉRIO DE GARANTIA DE SUPRIMENTO COM CURVA DE CARGA DE 3 PATAMARES	31

SUMÁRIO EXECUTIVO

Este relatório descreve o processo de cálculo e os resultados obtidos, com o modelo CONFINT, das métricas associadas ao novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência do Sistema Interligado Nacional (SIN), em estudos de planejamento da expansão e da operação do SIN, com ênfase especial à adequada representação das interligações.

Motivação: Recentemente, o Conselho Nacional de Política Energética modificou o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência do Sistema Interligado Nacional (Resolução CNPE nº 29/2019), cujos parâmetros foram definidos pela Portaria MME nº 59/2020. Para a determinação das métricas do critério de suprimento de energia existe um modelo oficial, o NEWAVE, o qual também é utilizado juntamente com o SUISHI no cálculo das garantias físicas de energia. Já para o atendimento à potência, deve-se utilizar análises de confiabilidade de sistemas interligados, abrindo-se uma oportunidade para o CONFINT se tornar o modelo oficial. Além da necessidade de modelar falhas de unidades geradoras, perda de potência por deplecionamento dos reservatórios e a curva de carga do sistema, um aspecto relevante na aferição do atendimento à ponta do sistema, diz respeito à representação adequada dos troncos de interligação, incluindo falhas e limites de capacidade nos intercâmbios de potência entre os diversos subsistemas ou regiões interligadas. Todos estes aspectos são considerados pelo modelo CONFINT.

Objetivos: Descrever o processo de determinação dessas novas métricas, e outras associadas, no modelo CONFINT, e apresentar os resultados da aplicação do CONFINT para uma configuração real do sistema interligado brasileiro, incluindo o cálculo das métricas associadas ao novo critério geral de garantia de suprimento.

Metodologia: O modelo CONFINT realiza uma análise de confiabilidade multi-área por meio de simulação estocástica, em escala semanal ou mensal, onde a técnica de amostragem estratificada por séries hidrológicas é utilizada para calcular os índices LOLP anual, LOLP média mensal/ano, $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal, $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ anual, e $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ médio mensal/ano para o sistema interligado, para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão) e por subsistemas. Considerando que a resolução do CNPE nº 29/2019 prevê que o MME deverá avaliar periodicamente a necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de risco estabelecidas, nas análises realizadas pelo CONFINT, o parâmetro α , nível de confiança da métrica $CVaR(PNS)$, não foi fixado, dando mais liberdade para o usuário realizar as suas análises.

Resultados: Para ilustrar o cálculo destas métricas, utilizou-se um caso com a configuração baseada no Plano Mensal de Operação de fevereiro/2019 considerando 1 patamar de carga e uma curva de carga de 3 patamares. Notou-se que os valores de LOLP do sistema interligado e do Sul foram maiores que os do sistema barra única e dos demais subsistemas devido aos limites da interligação Sudeste-Sul, indicando que reforços nesta interligação trariam benefícios para os subsistemas Sul e Sudeste. Adicionalmente, a LOLP anual, seja para o sistema interligado ou sistema barra única, violou, para todos os anos de estudo, o limite de 5% estabelecido na portaria MME nº 59/2020. Por outro lado, a LOLP média mensal/ano atendeu ao critério para maioria dos anos do horizonte de planejamento. Já o $CVaR_{95\%}(PNS)$, p/ o caso com 1 patamar de carga, viola o limite de 5% da demanda máxima nos meses do período seco para o sistema interligado, para o sistema barra única e para os subsistemas. No caso com a curva de 3 patamares, o critério foi atendido para o sistema interligado, o sistema barra única e os subsistemas Nordeste e Norte em quase todos os meses do horizonte de planejamento. As análises evidenciaram a versatilidade e a capacidade do modelo CONFINT nas análises de atendimento à ponta de sistemas interligados, em especial para o cálculo das métricas do novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência do SIN, preconizados pela Resolução CNPE nº 29 de 12 de dezembro de 2019, e considerando ainda uma adequada representação dos troncos de interligação.

1. Introdução

Usualmente, o objetivo do problema de planejamento da expansão da geração é determinar uma estratégia de expansão e/ou um cronograma de obras que atenda o consumo de energia elétrica previsto ao longo do horizonte de planejamento, minimizando o custo de investimento mais o custo de operação e ainda respeitando determinados níveis de segurança (MUNASINGHE, 1988, GCPS/ELETROBRÁS, 1999) e, mais recentemente, considerando aspectos de desenvolvimento sustentável (MEIER e MUNASINGHE, 2004, ZIMMERMANN, 2007, MELO et al., 2012, 2020).

Este também é o caso do Brasil, onde o planejamento da expansão da geração busca minimizar os custos de investimento (de novas capacidades de geração e de interligação entre os subsistemas) mais o valor esperado do custo de operação, atendendo aos requisitos de segurança energética definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, incorporando ainda a dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento. Os requisitos de segurança energética, também chamados de critério de garantia de suprimento, podem ser classificados em determinísticos ou probabilísticos, em função da representação ou não das incertezas.

Os critérios *determinísticos* de suprimento de energia não levam em conta de forma explícita a natureza aleatória dos fatores que afetam o suprimento de energia. O desconhecimento em relação às afluências futuras é contornado pela hipótese de repetição de afluências iguais ao registro histórico de vazões. As manutenções programadas são representadas através dos cronogramas de manutenção previstos para o estudo ou através da redução da capacidade máxima por fatores médios que refletem o histórico de manutenções de unidades geradoras. Da mesma forma, as saídas forçadas de unidades geradoras são representadas de forma implícita, abatendo-se da capacidade máxima as indisponibilidades médias verificadas.

A capacidade de produção de energia de usinas hidráulicas é estimada utilizando-se modelos de simulação que reproduzem a operação do sistema no horizonte de estudo para um cenário hidrológico definido a partir das vazões históricas.

No Brasil, até 1986, um critério determinístico de garantia de suprimento de energia foi aplicado nos estudos de planejamento da expansão da geração. A capacidade de produção de energia das usinas era determinada de modo a garantir o atendimento da demanda sem a ocorrência de déficits, na hipótese de repetição do registro histórico de vazões.

Os primeiros questionamentos com relação à necessidade de dimensionar um sistema imune à ocorrência do pior caso começaram a surgir na década de 80, com o agravamento da situação econômica do país e consequentes restrições financeiras para os investimentos na expansão. A metodologia de planejamento da expansão evoluiu para um enfoque *probabilístico*, introduzindo-se a consideração explícita da variável energia afluente aos reservatórios nos métodos e critérios de planejamento. Esta variável é função das vazões afluentes e, portanto, apresenta comportamento estocástico (GCPS/ELETROBRÁS, 1999).

Já em 2004, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE publicou a Resolução CNPE Nº 1, de 17 de Novembro de 2004 (CNPE, 2004) que estabeleceu que o critério de garantia de suprimento seria baseado no risco explícito da insuficiência de oferta de energia (ou risco explícito de déficit de energia) no sistema elétrico interligado, e que este critério deveria ser aplicado nos estudos de expansão da geração, no planejamento da operação do sistema elétrico interligado e no cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica. A resolução também estabeleceu que este risco não deveria exceder a 5% em cada um dos subsistemas que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Mais tarde, em 2008, o CNPE publicou a Resolução CNPE nº 9, de 28 de Julho de 2008 (CNPE, 2008), que estabeleceu que o critério para o cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos

empreendimentos de geração e para o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica seria a igualdade entre os custos marginais de operação e o custo marginal de expansão, respeitando o limite do risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido na Resolução CNPE nº 1, de 2004.

Mais recentemente, em 12 de dezembro de 2019, o CNPE modificou, por meio da Resolução CNPE nº 29, o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência no sistema (CNPE, 2019), cujos parâmetros a serem utilizados foram definidos em 20 de fevereiro de 2020, por meio de portaria do Ministério de Minas e Energia – MME, a Portaria MME nº 59 (MME, 2020).

Com este novo comando legal, a indicação de decisão de investimento para os estudos de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica deverá ser obtida pela minimização dos custos totais de investimento e operação, respeitando critérios definidos por métricas específicas, para a energia e a potência. No caso da garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à *energia* do sistema: (i) o valor esperado de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida - ENS), condicionado ao nível de confiança de 99%, $CVaR_{99\%}(ENS)$, calculado em base anual, limitado a 5% da demanda anual por energia do SIN; e (ii) o valor esperado do Custo Marginal de Operação - CMO, condicionado ao nível de confiança de 90%, $CVaR_{90\%}(CMO)$, calculado em base mensal, limitado a R\$ 800/MWh para cada subsistema. E para a aferição da adequabilidade no atendimento à *potência* são: (i) o risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP - *Loss of Load Probability*), calculado em base anual, limitado a 5% para o SIN; e (ii) o valor esperado de insuficiência da oferta de potência (PNS – Potência Não Suprida), condicionado ao nível de confiança de 95%, $CVaR_{95\%}(PNS)$, calculado em base mensal, limitado a 5% da demanda máxima instantânea do SIN.

Com relação aos estudos de planejamento da operação do SIN, estes também passarão a considerar os critérios definidos acima para a garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à energia e também quanto à potência do sistema.

Já o critério de cálculo das garantias físicas de energia de empreendimentos de geração de energia elétrica deverá considerar, além das métricas definidas acima e seus respectivos limites, a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), assegurando o acoplamento entre o cálculo de garantia física e os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico.

Para a determinação das métricas utilizadas para a aferição do critério de suprimento de energia existe um modelo oficial - o modelo NEWAVE (MACEIRA et al., 2008, MACEIRA et al., 2018a), desenvolvido pelo CEPEL. Seu objetivo é determinar, para todos os meses do período de planejamento, a alocação ótima das usinas hidrelétricas e termelétricas que minimiza o valor esperado do custo total de operação (custo de geração térmica mais custo de déficit de energia) considerando mecanismos de aversão a risco e utilizando programação dinâmica dual estocástica. Em 2020 foi desenvolvida uma proposta metodológica para a representação das incertezas da fonte de geração eólica no modelo NEWAVE (MACEIRA et al., 2020), que se encontra em implementação.

No caso do cálculo das garantias físicas de energia, além do modelo NEWAVE, também há outro modelo oficial, o SUISHI – Simulação a Usinas Individualizadas de Sistemas Hidrotérmicos Interligados (MACEIRA et al., 2018b), também desenvolvido pelo CEPEL, os quais são utilizados de forma encadeada.

Por sua vez, a aferição da adequabilidade no atendimento à potência deve estar alinhada à aferição do atendimento à energia, e ser realizada através de uma análise de confiabilidade multi-área (ou de sistemas interligados). Neste sentido, o modelo CONFINT (MELO et al., 1993, JUSTINO et al., 2016), cujo objetivo é avaliar a confiabilidade de sistemas hidrotérmicos interligados de grande porte, é uma ferramenta apropriada. Como este modelo permite a leitura das potências unitárias das usinas hidrelétricas, obtidas pelo processamento sequencial dos modelos NEWAVE e SUISHI (MARZANO et al.,

2014), o CONFINT torna-se especialmente adequado para sistemas com predominância hidrelétrica, como é o caso do sistema brasileiro.

Além da necessidade de modelar falhas de unidades geradoras, perda de potência por deplecionamento dos reservatórios e a curva de carga do sistema, um aspecto relevante na aferição do atendimento à ponta do sistema, diz respeito à representação adequada dos troncos de interligação, incluindo falhas e limites de capacidade nos intercâmbios de potência entre os diversos subsistemas ou regiões interligadas. Isto decorre do fato das interligações terem um papel fundamental na capacidade de transferência de potência entre as diversas regiões e, inclusive, na alocação e localização das reservas de potência operativa (RPO). Por exemplo, entre o final de 2017 e meados de 2019, em função das condições hidroenergéticas na bacia do rio São Francisco, o controle automático de geração da região Nordeste teve que ser desligado, e a RPO do Nordeste foi alocada principalmente no Sudeste, implicando na necessidade de alocação de folga no fluxo recebimento da região nordeste.

No caso do modelo CONFINT, o sistema de potência é modelado por um problema de programação linear especial, denominado fluxo em redes com arcos capacitados, e as configurações dos subsistemas e interligações podem ser gerais, e estão aderentes àquelas utilizadas nos estudos de planejamento da expansão e da operação. São calculados um conjunto completo de índices de confiabilidade, incluindo os chamados índices de frequência e duração, além de índices de sensibilidade por áreas e por interligações, úteis na identificação da localização de geração e carga, assim como de reforços de transmissão. Esses índices eram calculados somente em base mensal ou semanal, dependendo do tipo de estudo realizado.

Para atender de forma abrangente o novo critério geral de garantia de suprimento de ponta, foram implementados o cálculo dos índices LOLP anual, LOLP média mensal/ano e $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal e anual, onde α é nível de confiança. Também, como a resolução do CNPE prevê que o MME deverá avaliar periodicamente a necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de risco estabelecidas, optou-se por não fixar o nível de confiança (α) da métrica $CVaR$, dando mais liberdade para o usuário realizar as suas análises. Além disso, a métrica $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ é apresentada em percentual da demanda máxima e também em MW. Além dos índices para o sistema interligado, também são disponibilizados os índices por subsistemas e para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão). Adicionalmente, foram implementados o cálculo do índice LOLE anual, associado à LOLP anual, e dos índices EPNS anual, EENS anual e $CVaR_{\alpha\%}(ENS)$ mensal e anual.

O objetivo básico deste relatório é descrever o processo de determinação dessas novas métricas no modelo CONFINT. Também são apresentados os resultados da aplicação do CONFINT para uma configuração real do sistema interligado brasileiro, incluindo o cálculo das métricas descritas.

2. O Modelo CONFINT

Em sistemas de geração com predominância hidrelétrica, como o sistema brasileiro, a potência disponível de cada usina hidrelétrica depende da altura de queda e do volume armazenado no reservatório da usina. Por sua vez, estes parâmetros dependem das afluições ao reservatório da usina. Assim, as potências disponíveis das usinas hidrelétricas devem ser determinadas através de simulação com um modelo que represente as usinas de forma individualizada. A execução coordenada dos modelos NEWAVE e SUSHI provê esta informação para cada série hidrológica e para cada mês do horizonte de planejamento. Uma vez que a potência disponível foi calculada, é possível avaliar a capacidade do sistema de geração atender à demanda máxima prevista através de uma análise de confiabilidade multi-área.

Desde a década de 90, o CEPEL tem desenvolvido o modelo CONFINT (MELO et al., 1993, JUSTINO et al., 2016) cujo objetivo é avaliar a confiabilidade de sistemas hidrotérmicos interligados com predominância hidrelétrica, considerando a perda de potência por deplecionamento dos reservatórios, saídas forçadas de unidades geradoras, manutenção programada, curva de carga do sistema, além de falhas e limites de capacidade nos intercâmbios de potência entre os diversos subsistemas ou regiões interligadas.

O CONFINT representa o sistema de potência por um modelo de fluxo linear em redes e realiza a análise de adequação dos estados do sistema através do Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo (FORD and FULKERSON, 1962). Os índices de confiabilidade são calculados analiticamente pelo método de Integração Direta (OLIVEIRA et al., 1987, LEE, 1987) ou por simulação estocástica (simulação Monte Carlo) (ENDRENYI, 1978, SINGH and LAGO-GONZALEZ, 1988). Este programa calcula os índices de confiabilidade básicos como a probabilidade de perda de carga (LOLP - Loss of Load Probability), o número esperado de horas de déficit de potência (LOLE - Loss of Load Expectation), o valor esperado de potência não suprida (EPNS - Expected Power Not Supplied), o valor esperado de energia não suprida (EENS - Expected Energy Not Supplied) e os índices de frequência e duração (F&D) como a frequência de perda de carga (LOLF - Loss of Load Frequency) e o valor esperado de duração de perda de carga (LOLD - Loss of Load Duration). Estes índices são calculados para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão), o sistema com interligação, para cada subsistema e para cada nível da curva de carga considerada. Em adição aos índices de confiabilidade mais conhecidos, o CONFINT calcula o índice de sensibilidade das interligações. Este índice identifica quais interligações podem contribuir para redução dos índices de confiabilidades globais no caso de reforços dos troncos de interligação. Estes índices são calculados em base mensal ou semanal, dependendo do tipo de estudo realizado.

Os estados do sistema avaliados pelo CONFINT são compostos por: (i) estados das unidades geradoras; (ii) estados das interligações entre os subsistemas; (iii) nível da curva de carga; e (iv) cenário hidrológico (indica a potência disponível em cada unidade geradora).

2.1. Representação Multi-área do Sistema (MELO et al., 1993)

O sistema de potência é representado através de um modelo de fluxo linear em redes, onde os nós representam os subsistemas (ou áreas), e os arcos representam os intercâmbios entre eles. A geração de cada subsistema é modelada como um arco chegando ao nó, proveniente do nó "fonte" S. Por sua vez, a demanda de cada subsistema é representada por um arco que deixa o nó associado ao subsistema e entra no nó "sumidouro" T.

A capacidade de cada arco de geração representa a capacidade de geração do subsistema correspondente. A capacidade de geração de um subsistema é uma variável aleatória, pois os geradores estão sujeitos a falhas, além das potências disponíveis dos geradores hidráulicos variarem em função do nível de armazenamento nos reservatórios. Sua distribuição de probabilidades é calculada a partir da convolução das distribuições de probabilidade das unidades geradoras pertencentes ao subsistema. A

tabela de frequência de capacidade disponível também é calculada através da convolução dos diagramas de Markov das unidades geradoras (ENDRENYI, 1978, SINGH, 1983, BILLINTON and ALLAN, 1984, SINGH and LAGO-GONZALEZ, 1988, SILVA et al., 1991).

A capacidade de cada arco de interligação também é uma variável aleatória, devido às limitações nas capacidades máximas de transferências entre os subsistemas, cuja distribuição geralmente é fornecida por estudos específicos do sistema de transmissão, e também às suas saídas forçadas.

Finalmente, as capacidades dos arcos de demanda são também variáveis aleatórias, representando flutuações na carga. Normalmente, a avaliação da confiabilidade é realizada para cada patamar de carga, e os índices finais de confiabilidade são calculados através da soma ponderada dos índices condicionados.

2.2. Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo (FORD and FULKERSON, 1962)

A classificação de um dado estado em sucesso ou falha pode ser feita por meio do cálculo do fluxo máximo que passa pelo sistema, no sentido do nó S para o nó T, considerando o balanço de potência em cada nó e as capacidades dos arcos. Se o fluxo máximo é maior ou igual à carga total do sistema, então todas as cargas dos subsistemas estão sendo atendidas e o sistema está operando em sucesso (sem corte de carga). Por outro lado, se o fluxo máximo é menor que a carga total, significa que pelo menos a carga de um dos subsistemas não está sendo atendida em sua plenitude. O montante do corte de carga é dado pela diferença entre a carga total e o valor do fluxo máximo.

Uma forma alternativa de resolver este problema é resolver o seu problema dual que corresponde a determinar o corte de capacidade mínima entre os nós fonte e sumidouro. Um corte é uma divisão do conjunto de nós (subsistemas) do sistema em dois subconjuntos disjuntos, um contendo o nó S e o outro contendo o nó T. A capacidade de um corte é dada pela soma das capacidades dos arcos que conectam os dois subconjuntos.

Em (FORD and FULKERSON, 1962) é demonstrado, através do Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo, que o valor do fluxo máximo é igual à capacidade do corte mínimo. Uma consequência imediata deste teorema é que o conjunto de arcos que pertence ao corte mínimo corresponde ao ponto crítico do sistema. Em outras palavras, o aumento da capacidade dos arcos que não pertencem ao corte mínimo não ameniza o corte de carga do sistema.

Outra consequência é que todos os arcos de demanda que pertencem ao corte mínimo estão saturados, isto é, as cargas dos subsistemas correspondentes estão sendo atendidas. Estes arcos correspondem aos subsistemas que estão à esquerda do corte. Esta região é considerada "segura". Os subsistemas à direita do corte mínimo estão em uma região considerada "insegura", ou seja, sujeitos a cortes de carga.

Assim, de posse dos cortes do sistema em cada estado amostrado, é possível determinar índices de confiabilidade para o sistema e seus subsistemas.

3. Cálculo do Critério Geral de Garantia de Suprimento para Aferição da Adequabilidade no Atendimento à Potência do Sistema

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE definiu em 12 de dezembro de 2019, por meio da Resolução CNPE nº 29, um novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência no SIN, cujos parâmetros a serem utilizados foram definidos pela Portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020.

Conforme mencionado na Seção 1, os critérios e as métricas para a aferição da adequabilidade no atendimento à energia no sistema passaram a ser: (i) o valor esperado de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida - ENS), condicionado ao nível de confiança de 99%, $CVaR_{99\%}(ENS)$, calculado em base anual, limitado a 5% da demanda anual por energia do SIN; e (ii) o valor esperado do Custo Marginal de Operação - CMO, condicionado ao nível de confiança de 90%, $CVaR_{90\%}(CMO)$, calculado em base mensal, limitado a R\$ 800/MWh para cada subsistema. E para a aferição da adequabilidade no atendimento à potência são: (i) o risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP - *Loss of Load Probability*), calculado em base anual, limitado a 5% para o SIN; e (ii) o valor esperado de insuficiência da oferta de potência (PNS – Potência Não Suprida), condicionado ao nível de confiança de 95%, $CVaR_{95\%}(PNS)$, calculado em base mensal, limitado a 5% da demanda máxima instantânea do SIN.

A portaria MME nº 59/2020 estabelece ainda que as aferições do item (i) do critério de garantia de suprimento de energia e do (ii) do critério de potência deverão ser sucedidas por avaliações para cada subsistema a fim de garantir que, em nenhuma Região, o limite estabelecido seja violado devido a restrições nas interligações.

Com relação aos estudos de planejamento da operação do SIN, estes também passarão a considerar os critérios definidos acima para a garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à energia e também quanto à ponta do sistema. Já o critério de cálculo das garantias físicas de energia de empreendimentos de geração de energia elétrica deverá considerar, além das métricas definidas acima e seus respectivos limites, a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), assegurando o acoplamento entre o cálculo de garantia física e os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico.

As métricas utilizadas para a aferição do critério de suprimento de energia são determinadas a partir de um modelo oficial - o modelo NEWAVE (MACEIRA et al., 2008, MACEIRA et al., 2018a) cujo objetivo é determinar, para todos os meses do período de planejamento, a alocação ótima das usinas hidrelétricas e termelétricas que minimiza o valor esperado do custo total de operação (custo de geração térmica mais custo de déficit de energia) considerando mecanismos de aversão a risco e utilizando programação dinâmica dual estocástica. No caso do cálculo das garantias físicas de energia, além do modelo NEWAVE, também há outro modelo oficial, o SUISHI – Simulação a Usinas Individualizadas de Sistemas Hidrotérmicos Interligados (MACEIRA et al., 2018b), também desenvolvido pelo CEPEL, os quais são utilizados de forma encadeada.

Já no caso da aferição da adequabilidade no atendimento à potência do sistema, esta deve estar alinhada à aferição do atendimento à energia, e deve ser realizada por meio de uma análise de confiabilidade multi-área (ou de sistemas interligados) como aquela realizada pelo modelo CONFINT.

Conforme apresentado na Seção 2, o CONFINT considera a perda de potência por deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas através das potências unitárias destas usinas, obtidas pelo processamento sequencial dos modelos NEWAVE e SUISHI (MARZANO et al., 2014). Primeiro, obtém-se a política de operação associada a uma dada configuração do sistema, através da execução do NEWAVE, e, a partir desta política, executa-se o modo de simulação hidrotérmica do SUISHI para definir as distribuições de probabilidade das potências disponíveis das usinas hidrelétricas para cada mês do

horizonte de estudo. Assim, o CONFINT torna-se especialmente adequado para sistemas com predominância hidrelétrica, como é o caso do sistema brasileiro.

Os índices de confiabilidade descritos na Seção 2 eram calculados somente em base mensal ou semanal, dependendo do tipo de estudo realizado. Para atender o novo critério geral de garantia de suprimento, foram implementados, no modelo CONFINT, o cálculo do índice LOLP anual e do $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal e anual, onde α é o nível de confiança da métrica CVaR.

O CONFINT permite a realização de estudos de curto e longo prazos em escala semanal, e de longo prazo, em escala mensal. No primeiro, o horizonte de estudo é de 1 mês discretizado em semanas e os índices de confiabilidade são calculados para cada semana de estudo. Os estudos de longo prazo mensal possuem horizonte de até 1 ano discretizado em semanas e os índices são calculados para cada semana de estudo. Por sua vez, nos estudos de longo prazo mensal o horizonte de estudo é de até 30 anos discretizado em meses e os índices são calculados para cada mês de estudo.

Os estudos associados ao planejamento da expansão constituem-se em estudos de médio/longo prazos com horizontes de planejamento entre 5 e 15 anos. Portanto, para o cálculo dos critérios de garantia de suprimento de potência através do CONFINT, foram consideradas avaliações de confiabilidade de longo prazo com desagregação mensal.

Ressalta-se ainda que, como o $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ é calculado a partir da distribuição de probabilidades da PNS, a determinação desta métrica e da LOLP anual foi realizada por meio da avaliação de confiabilidade multi-área com simulação estocástica (simulação Monte Carlo não-sequencial) que pode fornecer distribuições empíricas de probabilidades das variáveis de interesse.

As Seções 3.1 e 3.2 descrevem, respectivamente, o cálculo da LOLP anual e do $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal e anual pelo modelo CONFINT.

3.1. Cálculo da LOLP Anual e da LOLP média mensal/ano

O índice de confiabilidade LOLP avalia a probabilidade de se ocorrer um corte de carga no sistema e pode ser definido como o valor esperado de uma função-teste (F_{LOLP}) binária, onde

$$F_{LOLP}(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \text{ é um estado de sucesso} \\ 1, & \text{se } x \text{ é um estado de falha} \end{cases} \quad (3.1)$$

Esta função tem o objetivo de verificar se uma configuração específica de unidades de geração e interligações entre subsistemas é capaz de suprir adequadamente um determinado valor de carga. Assim, a LOLP é calculada através da expressão (3.2).

$$LOLP = \sum_{x \in X} F_{LOLP}(x) \cdot P(x) \quad (3.2)$$

onde:

x – estado do sistema;

X – espaço de estados do sistema;

$P(x)$ – probabilidade de ocorrência do estado x .

Conforme apresentado na Seção 2, no CONFINT, os índices de confiabilidade podem ser calculados por um método analítico, a Integração Direta, ou por simulação estocástica. Para a análise com o método analítico, a expressão (3.2) é utilizada para calcular a LOLP. No caso da simulação estocástica, como os

estados do sistema a serem avaliados são amostrados a partir de suas distribuições conjuntas de probabilidades, o valor esperado da F_{LOLP} é calculado (estimado) através do seguinte estimador não-tendencioso:

$$LOLP = \hat{E}(F_{LOLP}) = \frac{1}{NE} \cdot \sum_{i=1}^{NE} F_{LOLP}(x^i) \quad (3.3)$$

onde:

$\hat{E}(F_{LOLP})$ – estimador do valor esperado da F_{LOLP} ;

NE – número de estados amostrados.

Assim, a LOLP mensal é determinada a partir da análise de adequação dos estados do sistema no mês analisado, utilizando a expressão (3.2) ou (3.3).

Para atender de forma abrangente o novo critério de garantia de suprimento de potência, foi implementado, no CONFINT, o cálculo de duas métricas em base anual, a LOLP média mensal/ano e a LOLP anual, por meio de simulação Monte Carlo não-sequencial.

A LOLP média mensal/ano refere-se à probabilidade de corte de carga em qualquer mês do ano analisado, e é calculado utilizando a expressão (3.4).

$$LOLP_{m\acute{e}dia\ mensal/ano} = \frac{1}{NSIM \cdot NE \cdot NMES} \cdot \sum_{j=1}^{NSIM} F'_{LOLP}(x^j) \quad (3.4)$$

onde:

NSIM – número de séries hidrológicas;

NMES – número de meses no ano;

$$F'_{LOLP}(x^j) = \begin{cases} 0, & \text{se, para a série hidrológica } j, \text{ não ocorreu estado de falha em todos os meses do ano} \\ 1, & \text{se, para a série hidrológica } j, \text{ ocorreu um estado de falha em pelo menos um mês do ano} \end{cases} \quad (3.5)$$

Diferentemente da expressão (3.3), onde as séries hidrológicas são amostradas conforme suas distribuições conjuntas de probabilidades, na expressão (3.4) é utilizada a técnica de amostragem estratificada, no caso, por séries hidrológicas, para dar maior versatilidade no cálculo das novas métricas. Nesta técnica, todas as séries são consideradas e os estados dos demais componentes do sistema são amostrados. Neste caso, recomenda-se que o número de estados amostrados seja o mesmo para todas as séries hidrológicas.

Por sua vez, a LOLP anual refere-se à probabilidade de ocorrência de corte de carga em um ano, e é calculada através da expressão (3.6), onde também é utilizada a técnica de amostragem estratificada.

$$LOLP_{anual} = \frac{1}{NSIM \cdot NE} \cdot \sum_{j=1}^{NSIM} F'_{LOLP}(x^j) \quad (3.6)$$

Além de serem calculadas para o sistema interligado, o modelo CONFINT também as computa para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão) e para os subsistemas.

3.2. Cálculo do CVaR $\alpha\%$ (PNS)

Duas medidas de risco bastante utilizadas em carteiras de ativos, para a gestão de risco financeiro (URYASEV, 2000, ROCKAFELLAR and URYASEV, 2000, SARYKALIN, SERRAINO URYASEV, 2008), são o Valor a um dado Risco (*Value-at-Risk* – VaR) e o Valor Condicionado a um dado Risco condicional (*Conditional Value-at-Risk* – CVaR).

De acordo com SARYKALIN, SERRAINO URYASEV (2008), dada uma variável aleatória X com função distribuição de probabilidades acumulada $F_X(z) = P\{X \leq z\}$, onde X representa uma perda, o VaR de X com nível de confiança $\alpha \in]0,1[$ é

$$VaR_\alpha(X) = \min\{z | F_X(z) \geq \alpha\} \tag{3.7}$$

Por definição, o $VaR_\alpha(X)$ é o percentil inferior α da variável aleatória X . A variável X também pode representar ganho, porém, os sinais das funções na definição do VaR e do CVaR devem ser alterados.

Por sua vez, para uma variável aleatória com função distribuição contínua, o $CVaR_\alpha(X)$ é o valor esperado condicional de X sujeito a $X \geq VaR_\alpha(X)$. Assim, o CVaR de X com nível de confiança $\alpha \in]0,1[$ é definido como a média da distribuição generalizada da cauda α , ou seja,

$$CVaR_\alpha(X) = \int_{-\infty}^{\infty} z dF_X^\alpha(z) \tag{3.8}$$

onde:

$$F_X^\alpha(z) = \begin{cases} 0, & \text{se } z < VaR_\alpha(X) \\ \frac{F_X(z) - \alpha}{1 - \alpha}, & \text{se } z \geq VaR_\alpha(X) \end{cases} \tag{3.9}$$

A Figura 3.1 ilustra os conceitos de VaR e CVaR com nível de confiança α .

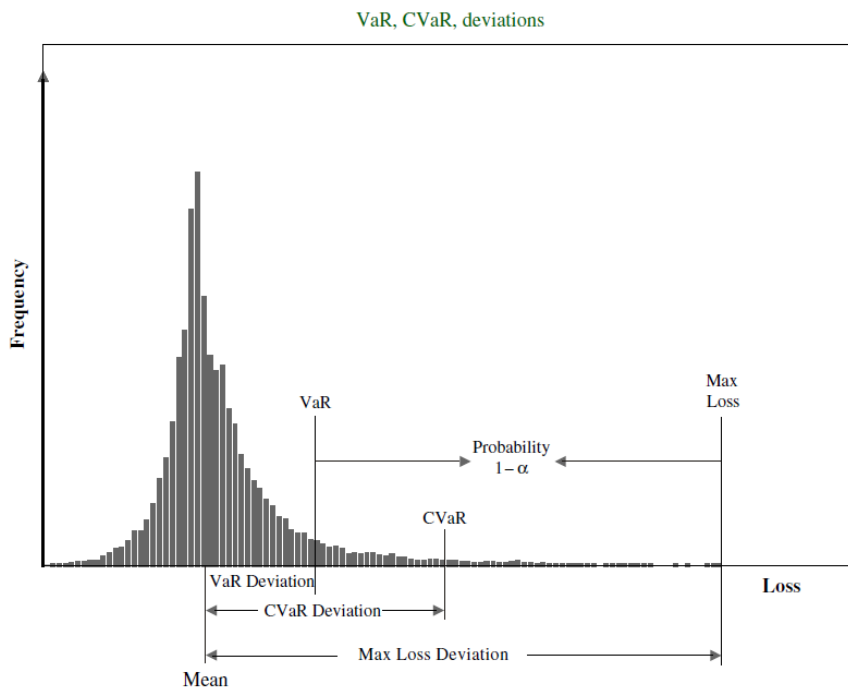


Figura 3.1: Representação gráfica do VaR e do CVaR. Fonte: SARYKALIN et al., 2008.

Para viabilizar o cômputo do novo critério de garantia de suprimento de potência, foi implementado no modelo CONFINT o cálculo, do $CVaR_{\alpha\%}$ da variável Potência Não Suprida (PNS) em base mensal, utilizando a simulação Monte Carlo não-sequencial. Como a resolução do CNPE nº 29/2019 prevê que o MME deverá avaliar periodicamente a necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de

risco estabelecidas, o valor de α não foi fixado, dando mais liberdade para o usuário realizar as suas análises.

Chama-se a atenção que neste relatório optou-se por utilizar a notação para o $CVaR_{\alpha\%}$ utilizada no artigo seminal de ROCKAFELLAR e URYASEV (2000) e também adotada em SARYKALIN, SERRAINO URYASEV (2008). Assim, o nível de confiança para o $CVaR(PNS)$ de 5%, estabelecido na Portaria MME nº 59/2020, equivale na notação aqui adotada a $\alpha=95\%$.

Para determinar o $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal, para cada mês do período de estudo, a distribuição da PNS é montada a partir dos valores de potência não suprida de cada estado amostrado do sistema, e a cauda da distribuição, formada pelos $\alpha\%$ maiores valores de PNS, é identificada. O valor do $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ do mês analisado é a média dos valores pertencentes a cauda da distribuição. Assim como no cálculo das métricas LOLP média mensal/ano e a LOLP anual, o cálculo do $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ também utiliza a técnica de amostragem estratificada por séries hidrológicas.

Adicionalmente, com o intuito de flexibilizar as análises de atendimento à ponta do sistema, a métrica $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ também foi calculada em base anual, originando os índices $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ médio mensal/ano e o $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ anual.

O $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ médio mensal/ano é calculado a partir de uma distribuição de PNS formada pelos valores de potência não suprida de todos estados do sistema amostrados nos meses do ano analisado. Assim, esta distribuição é formada por $NMES*NE*NSIM$ elementos. Já o $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ anual é calculado a partir de uma distribuição composta pelos valores de potência não suprida no ano analisado. Estes valores são obtidos através da soma das PNS dos meses do ano. Esta distribuição é formada, então, por $NE*NSIM$ elementos.

Novamente, essas métricas foram calculadas para o sistema interligado, para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão) e por subsistemas.

4. Aplicação do Modelo CONFINT no Cálculo das Métricas do Critério Geral de Garantia de Suprimento de Potência

Para ilustrar o cálculo das métricas do novo critério de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência no SIN com o modelo CONFINT, utilizou-se o caso de estudo baseado no do Plano Mensal de Operação (PMO) de fevereiro de 2019, onde o sistema é composto pelos subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte.

As demandas máximas dos subsistemas foram calculadas com base em informações de projeção de demanda do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029 (MME e EPE, 2019). As simulações foram realizadas considerando um patamar de carga e uma curva de carga composta pelos três patamares correspondentes às três horas de pico de carga do sistema, cujos níveis equivalem a 100%, 99% e 97% da demanda máxima do SIN.

Também foram consideradas a Reserva de Potência Operativa – RPO de 5% (1% referente à regulação primária e 4% referente a variações na carga) e a Reserva de Potência referente à variabilidade da geração Eólica – REOL para os subsistemas Nordeste (6% da geração eólica prevista) e Sul (15% da geração eólica prevista).

Os dados de estatísticas de falha das unidades geradoras são apresentados na Tabela 4.1, para as usinas hidrelétricas, e na Tabela 4.2, para as usinas termelétricas. Os dados de estatísticas de falha das interligações são apresentados na Tabela 4.3. Esses dados foram obtidos da referência (PORTO & SÁ CONSULTORIA, 2005).

Assim, o intuito desta aplicação é mostrar a capacidade do modelo CONFINT em calcular as métricas do novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência do SIN, definidas pela Resolução CNPE nº 29 de 12 de dezembro de 2019, e outros índices associados, considerando a representação das interligações. Portanto, não será dada ênfase aos valores absolutos dos índices calculados neste estudo de caso.

Tabela 4.1: Dados de estatística de falha das unidades geradoras das usinas hidrelétricas

Capacidade das unidades geradoras (MW)	Indisponibilidade (%)
10 - 60	2,3924
60 - 200	3,0729
200 - 500	0,4353
> 500	4,0914

Tabela 4.2: Dados de estatística de falha das unidades geradoras das usinas termelétricas

Tipo de combustível	Indisponibilidade (%)
Nuclear	22,4305
Gas	0,6409
Diesel	25,7565
Carvão	18,1170
Outros	1,0240

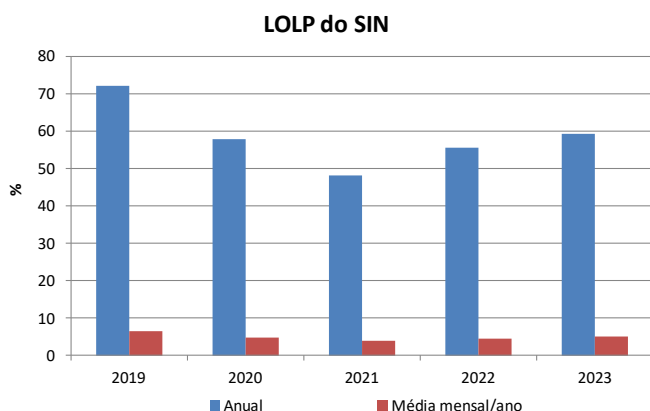
Tabela 4.3: Dados de estatística de falha das interligações

Interligação	Indisponibilidade (%)
Sudeste – Sul	não tem falhas
Sudeste – Nordeste	0,0602
Sudeste – Imperatriz	0,2475
Nordeste – Imperatriz	0,1043
Norte – Imperatriz	0,1563
Sudeste – Norte	não tem falhas

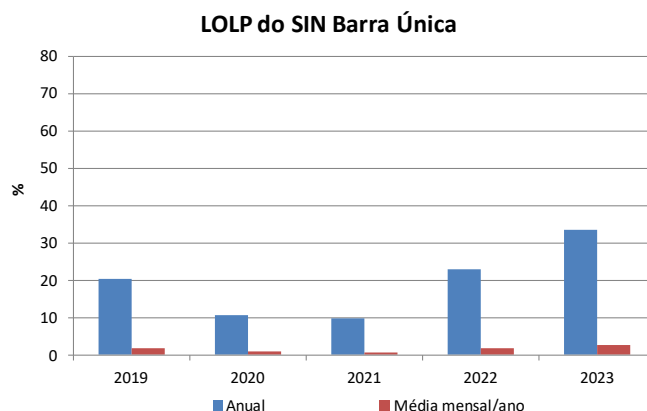
4.1. Resultados do Cálculo das Métricas do Critério de Garantia de Suprimento com Um Patamar de Carga

A Figura 4.1 apresenta as LOLP anual e média mensal/ano calculadas para o sistema interligado, o sistema barra única e por subsistemas. Nesta figura, a LOLP anual apresenta valor muito superior ao da LOLP média mensal/ano, pois representa o valor da probabilidade de corte de carga acumulada em cada ano. Nota-se também que os valores de LOLP do SIN (Figura 4.1(a)) e do Sul (Figura 4.1(d)) são maiores que os do sistema barra única e dos demais subsistemas, talvez devido a uma deficiência no sistema de geração ou nas interligações. A partir dos índices de sensibilidade das interligações (Figura 4.2), observa-se que os valores destes índices estão elevados para a interligação Sudeste-Sul (Figura 4.2(a)), alcançando valores de 29,3% em Abril/19 e 30% em Março/22, indicando que reforços nesta interligação trariam benefícios para os subsistemas Sul e Sudeste.

A portaria MME nº 59/2020 definiu que LOLP do SIN, calculada em base anual, deve ser limitada a 5%. Em termos de LOLP anual, seja para o sistema interligado ou sistema barra única, este limite foi excedido para todos os anos do horizonte de planejamento. No entanto, a LOLP média mensal/ano do sistema interligado atende ao critério para os anos de 2020 a 2023, sendo ele violado apenas em 2019 com valor de 6,6%. A LOLP média mensal/ano do sistema barra única atende o critério em todos os anos do horizonte de planejamento.



(a)



(b)

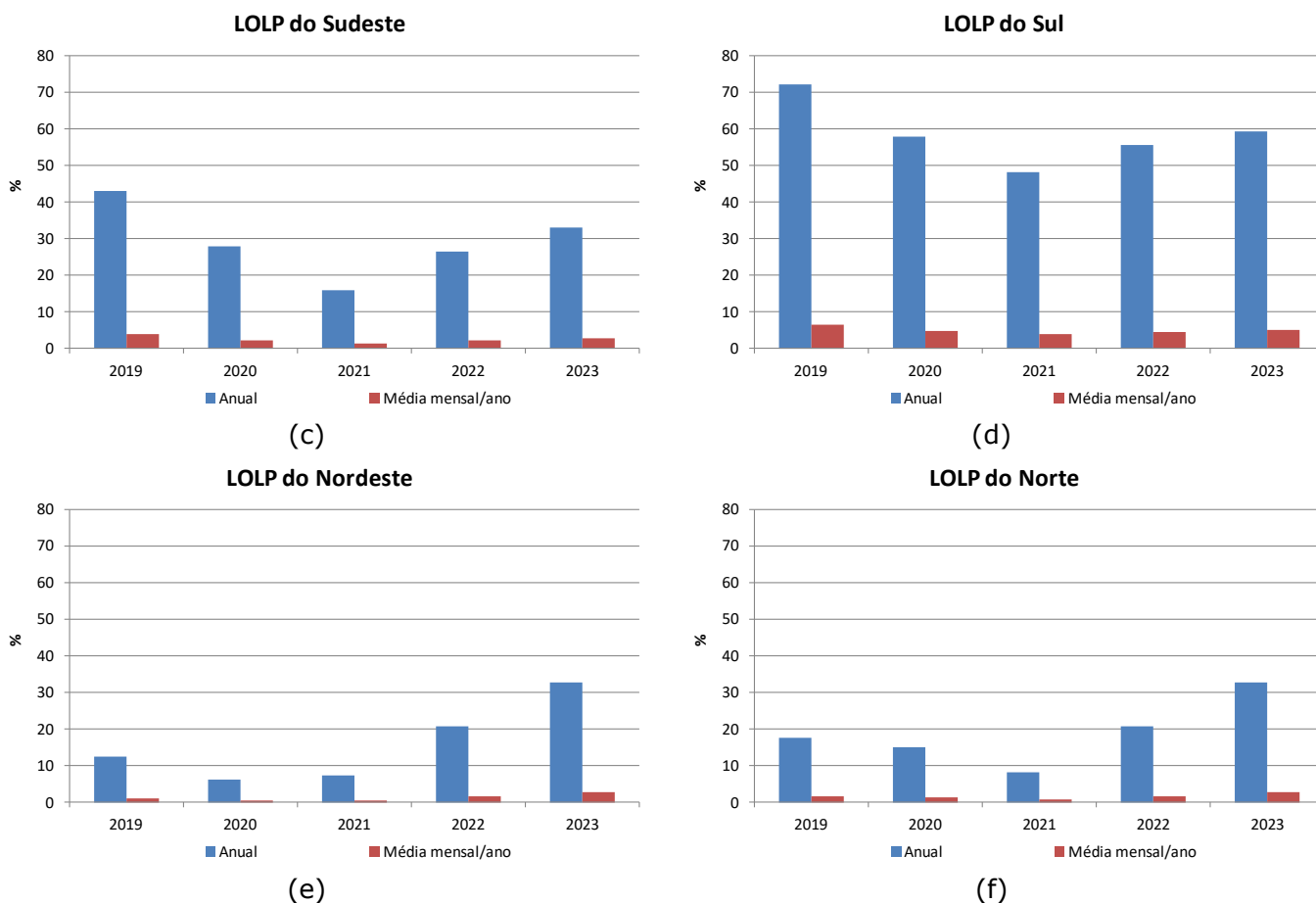
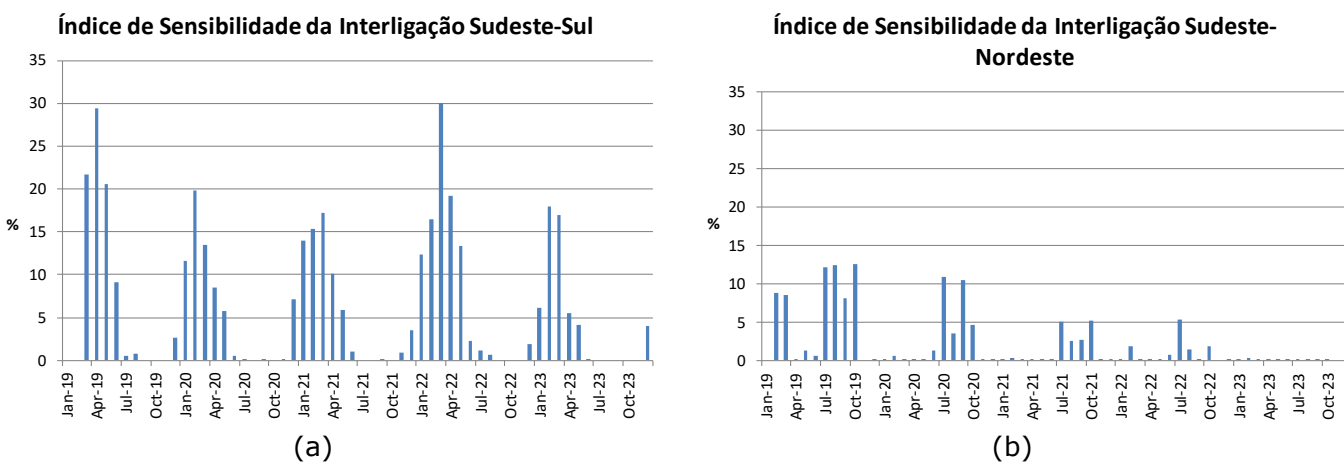


Figura 4.1: Índice LOLP anual e médio mensal/ano: (a) sistema interligado; (b) sistema barra única; (c) Sudeste; (d) Sul; (e) Nordeste; e (f) Norte.



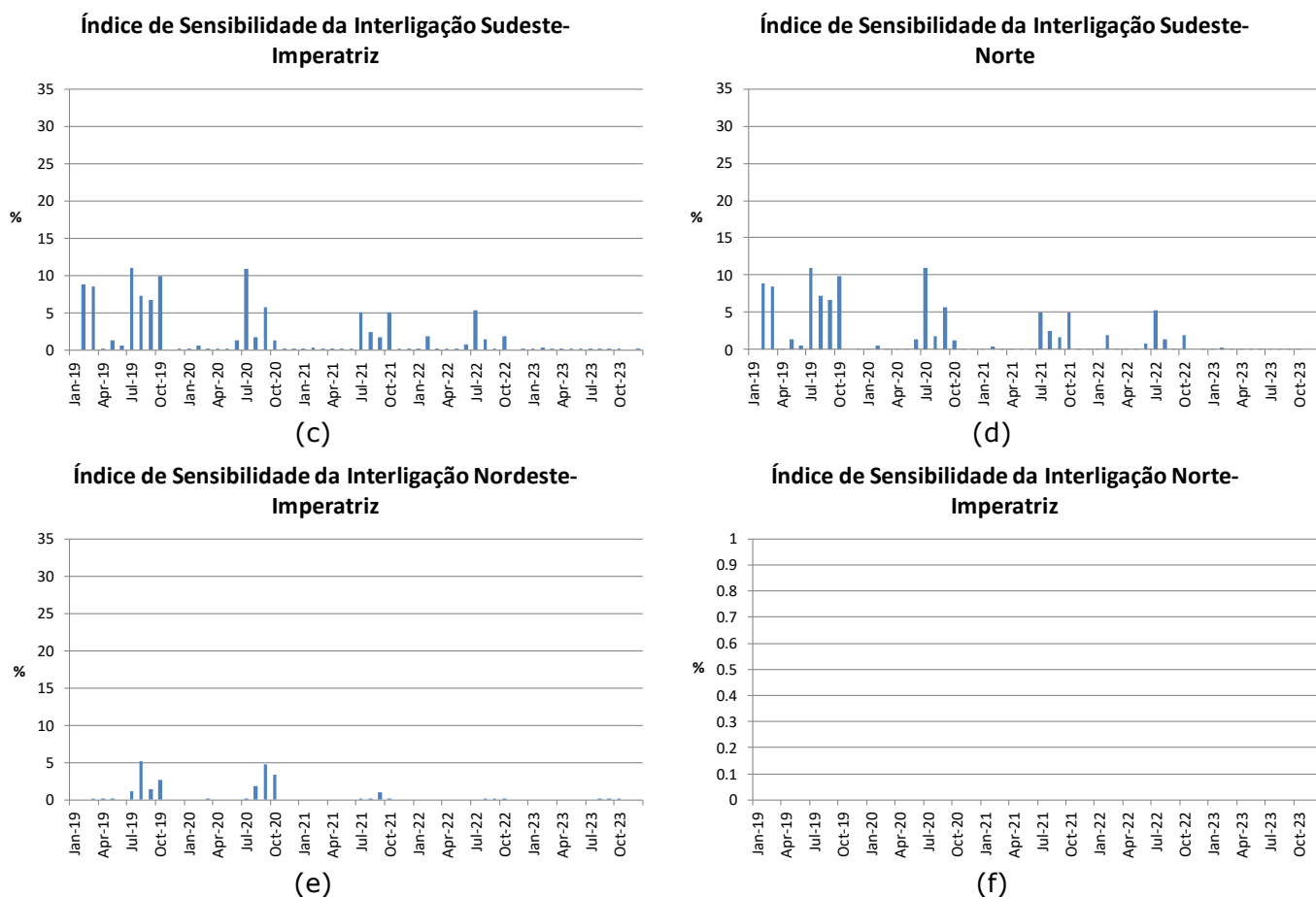


Figura 4.2: Índices de sensibilidade mensais das interligações: (a) Sudeste-Sul; (b) Sudeste-Nordeste; (c) Sudeste-Imperatriz; (d) Sudeste-Norte; (e) Nordeste-Imperatriz; e (f) Norte-Imperatriz.

Os valores da LOLP mensal, que não fazem parte do critério de suprimento definido na Resolução CNPE nº 29/2019, são apresentados no Anexo I. Observa-se que as LOLP mensais do sistema barra única e dos subsistemas Sudeste, Nordeste e Norte apresentam comportamento sazonal: no período úmido (dezembro a maio) de cada ano, o índice LOLP é nulo ou pouco significativo; no período seco (junho a novembro) a LOLP apresenta valores mais elevados, principalmente nos meses de agosto, setembro e outubro. Adicionalmente, há uma tendência de aumento dos valores máximos deste índice ao longo do horizonte de estudo, onde se verifica que há meses com valores de LOLP superiores a 10%, e até 20%.

Este comportamento não é verificado nas LOLP mensais do sistema interligado e do Sul, porém, observa-se que estes índices têm comportamento e valores praticamente idênticos; comportamento similar é encontrado nos índices de sensibilidade da interligação Sudeste-Sul, evidenciando que o principal modo de falha corresponde aos limites desta interligação.

A Figura 4.3 apresenta a métrica $CVaR_{95\%}(PNS)$ mensal em percentual da demanda máxima calculada para o sistema interligado, o sistema barra única e por subsistemas. Nota-se que, assim como a LOLP mensal, o $CVaR_{95\%}(PNS)$ também apresenta um comportamento sazonal.

A portaria MME nº 59/2020 definiu que o $CVaR_{95\%}(PNS)$ do SIN, calculado em base mensal, deve ser limitado a 5% da demanda máxima instantânea do SIN. No entanto, para o sistema interligado, Figura 4.3(a), este limite é violado nos meses do período seco, principalmente, agosto, setembro e outubro. Os $CVaR_{95\%}(PNS)$ do sistema barra única e dos subsistemas Sudeste, Nordeste e Norte (Figuras 4.3(b), (c),

(e) e (f), respectivamente) apresentam o mesmo comportamento. Por outro lado, para o Sul o critério é violado em quase todos os meses do período de estudo.

Além do $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal, o CONFINT também calcula o $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ anual e o médio mensal/ano em % da demanda máxima, ambos apresentados no Anexo I para o sistema interligado, para o sistema barra única e para os subsistemas. Embora não apresentado neste relatório, esta métrica também é calculada em MW.

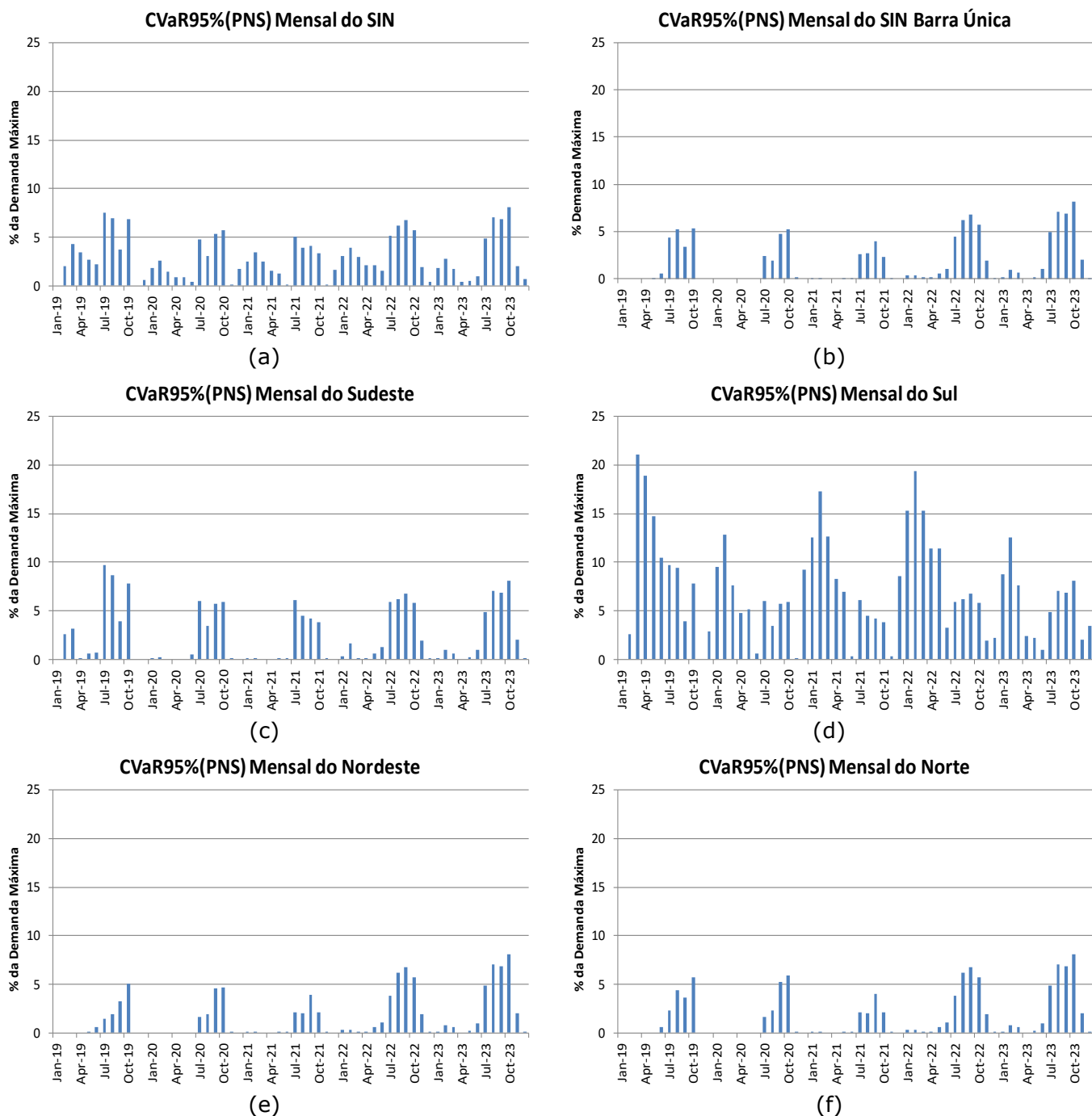


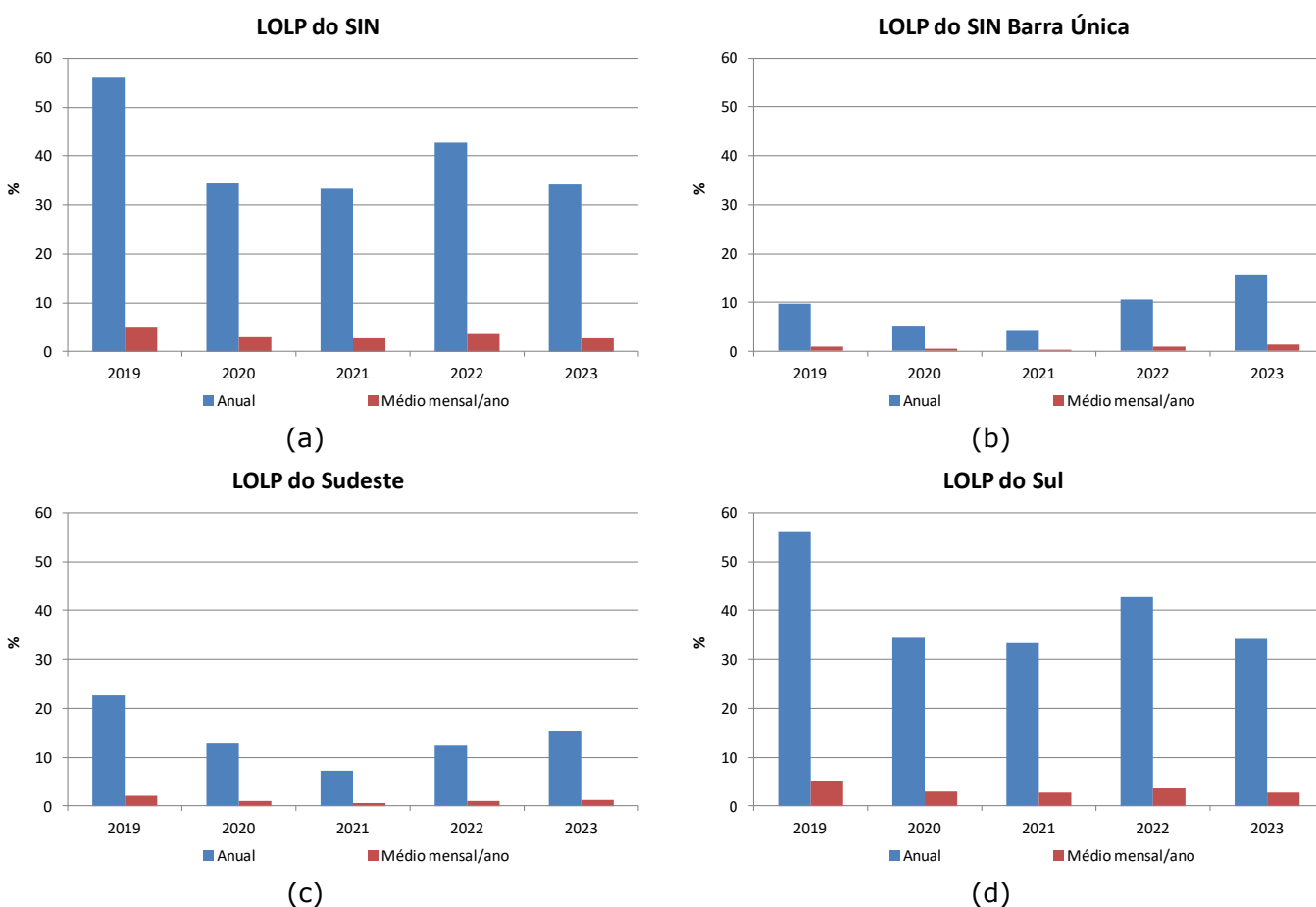
Figura 4.3: $CVaR_{95\%}(PNS)$ mensal: (a) sistema interligado; (b) sistema barra única; (c) Sudeste; (d) Sul; (e) Nordeste; e (f) Norte.

4.2. Resultados do Cálculo das Métricas do Critério de Garantia de Suprimento com Curva de Carga de 3 Patamares

As LOLP anual e média mensal/ano calculadas para o sistema interligado, o sistema barra única e os subsistemas, considerando a curva de carga de 3 patamares, são apresentadas na Figura 4.4. Observa-se que o comportamento destes índices é similar àquele do caso com 1 patamar de carga, porém, com valores menores pois curva de carga de 3 patamares apresenta uma condição menos severa, onde o valor de pico de carga ocorre em um intervalo de tempo inferior ao do primeiro caso. Por outro lado, no caso com 1 patamar, a carga é igual ao seu valor máximo durante todo o período de estudo.

Assim como nos resultados da seção 4.1, os valores de LOLP do SIN (Figura 4.4(a)) e do Sul (Figura 4.4(d)) são maiores que os do sistema barra única e dos demais subsistemas devido aos limites da interligação Sudeste-Sul, como pode ser visto a partir dos índices de sensibilidade desta interligação (Figura 4.5(a)). Isto indica, novamente, que reforços nesta interligação trariam benefícios para os subsistemas Sul e Sudeste.

Em relação ao critério de garantia de suprimento de potência, a LOLP anual para o sistema interligado viola o limite de 5% para todos os anos do horizonte de planejamento. Já a LOLP anual do sistema barra única, atende o critério para o ano de 2021 com valor de 4,1%, mas o limite é excedido nos demais anos. Por sua vez, a LOLP média mensal/ano, seja para o sistema interligado ou sistema barra única, atende o critério para todos os anos do horizonte de planejamento.



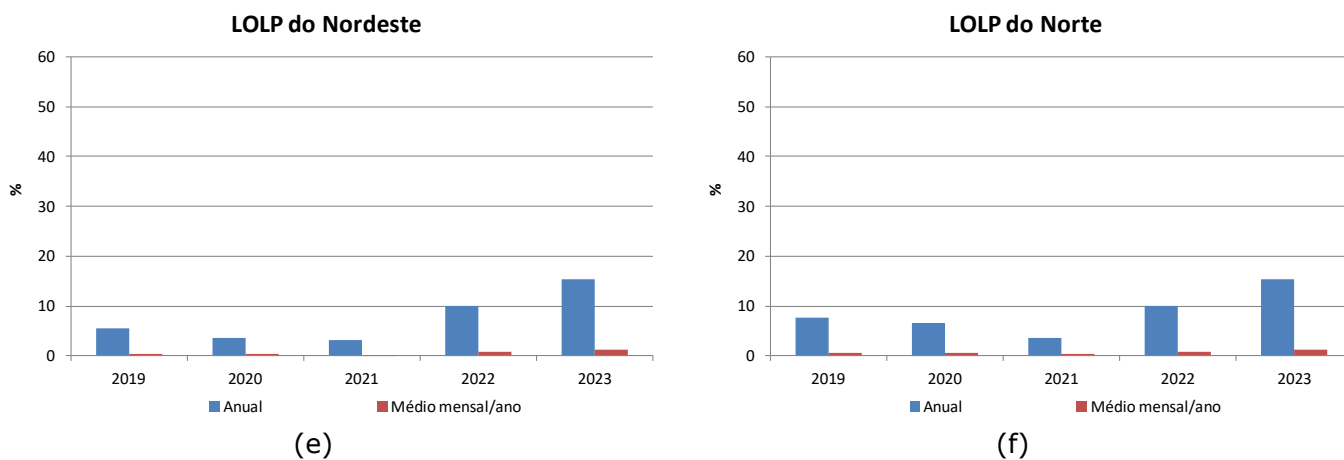
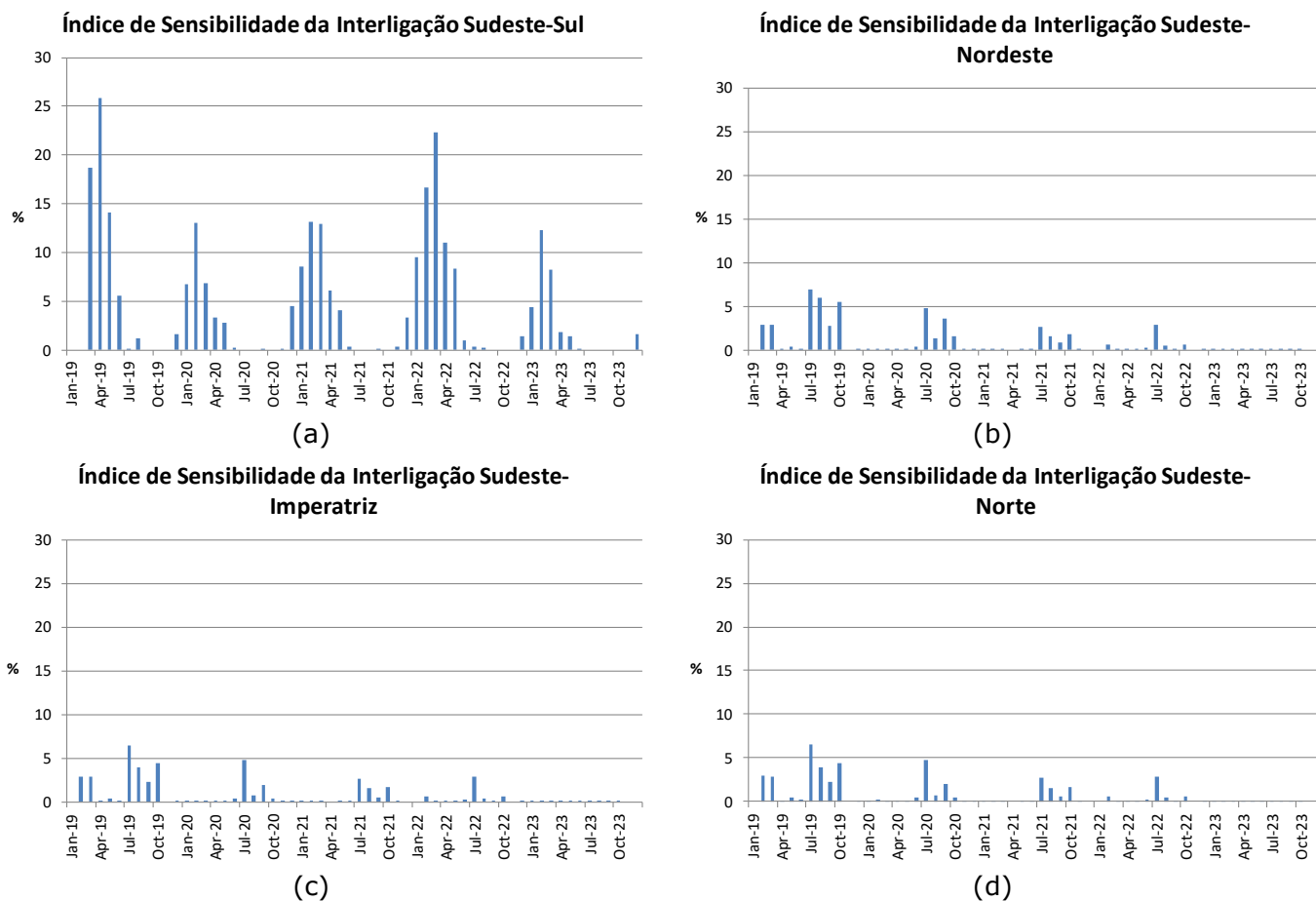


Figura 4.4: Índice LOLP anual e médio mensal/ano considerando a curva de carga de 3 patamares: (a) sistema interligado; (b) sistema barra única; (c) Sudeste; (d) Sul; (e) Nordeste; e (f) Norte.



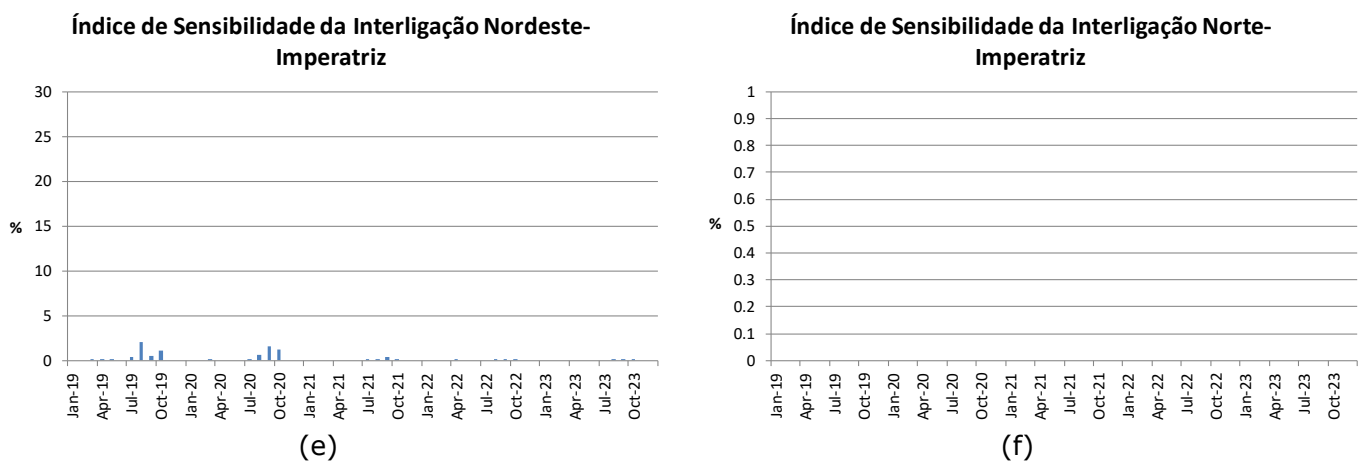


Figura 4.5: Índices de sensibilidade mensais das interligações considerando a curva de carga de 3 patamares: (a) Sudeste-Sul; (b) Sudeste-Nordeste; (c) Sudeste-Imperatriz; (d) Sudeste-Norte; (e) Nordeste-Imperatriz; e (f) Norte-Imperatriz.

Os valores da LOLP mensal são apresentados no Anexo II. Assim como no caso com 1 patamar, as LOLP mensais do sistema barra única e dos subsistemas Sudeste, Nordeste e Norte também apresentam comportamento sazonal: no período úmido (dezembro a maio) de cada ano, o índice LOLP é nulo ou pouco significativo; no período seco (junho a novembro) a LOLP apresenta valores mais elevados, principalmente nos meses de agosto, setembro e outubro. Adicionalmente, há uma tendência de aumento dos valores máximos deste índice ao longo do horizonte de estudo onde há meses com valores de LOLP superiores a 10% (para o sistema barra única e os subsistemas Sudeste, Nordeste e Norte), e até 20% (para o sistema interligado e o Sul).

A Figura 4.6 apresenta a métrica CVaR_{95%}(PNS) mensal em percentual da demanda máxima calculada para o sistema interligado, o sistema barra única e os subsistemas. Comparando com o caso de 1 patamar, observa-se o mesmo comportamento sazonal.

Em relação ao critério de garantia de suprimento de potência, a partir da Figura 4.6(a), nota-se que o CVaR_{95%}(PNS) do sistema interligado atende ao limite de 5% da demanda máxima instantânea do SIN em todos os meses do horizonte de planejamento, exceto em outubro/23 quando o valor desta métrica é igual 5,4%. Os CVaR_{95%}(PNS) do sistema barra única e dos subsistemas Nordeste e Norte (Figuras 4.6(b), (e) e (f), respectivamente) apresentam o mesmo comportamento. Para o Sudeste, o critério também é violado em julho (6,3%), agosto (5,7%) e outubro (5,1%) de 2019. E para o Sul o critério é violado em quase todos os meses do período de estudo.

Os CVaR_{95%}(PNS) anual e o médio mensal/ano em % da demanda máxima, considerando a curva de carga de 3 patamares, são apresentados no Anexo II para o sistema interligado, para o sistema barra única e para os subsistemas.

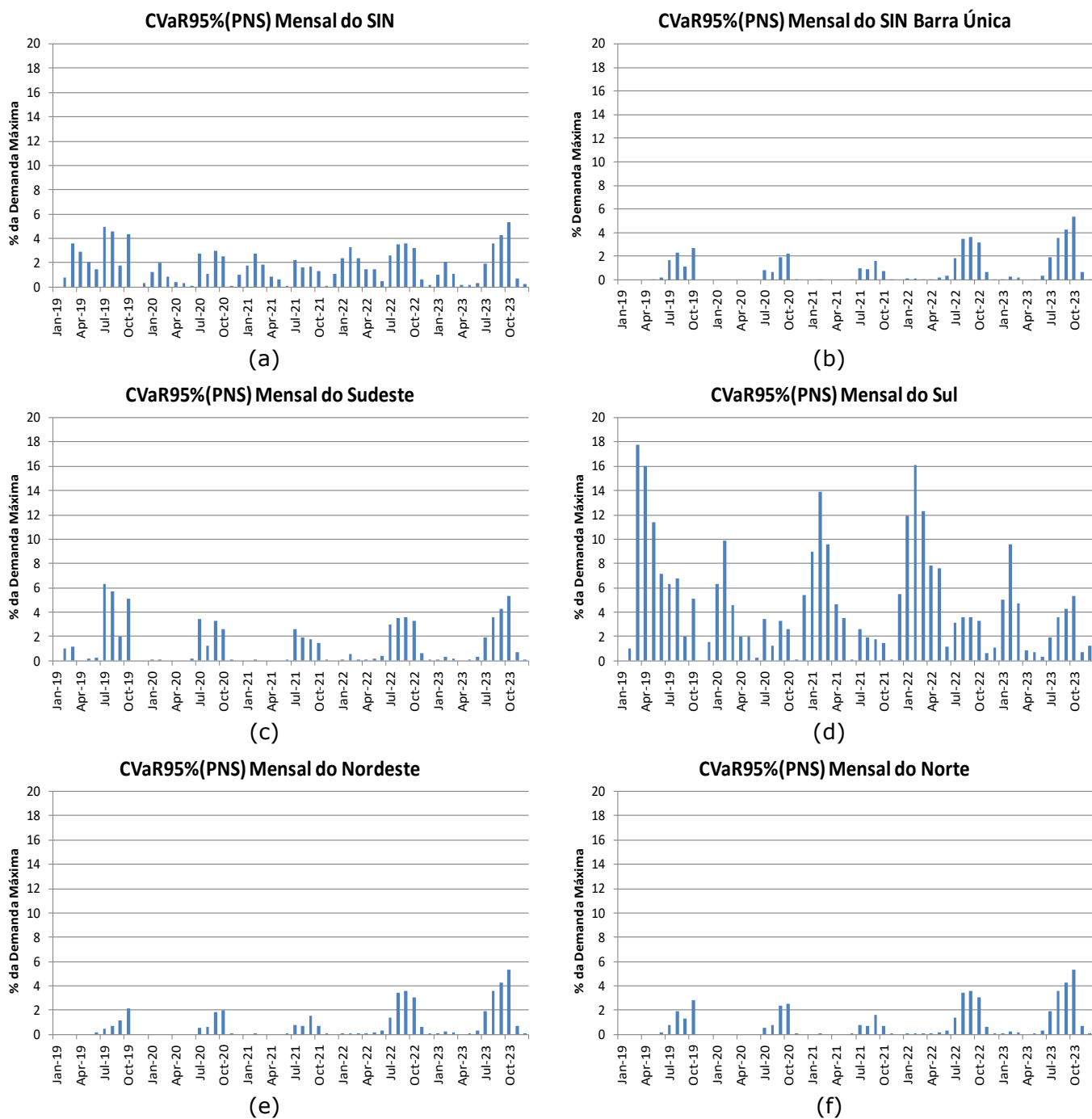


Figura 4.6: CVaR_{95%}(PNS) mensal considerando a curva de carga de 3 patamares: (a) sistema interligado; (b) sistema barra única; (c) Sudeste; (d) Sul; (e) Nordeste; e (f) Norte.

5. Conclusões

Este relatório teve como objetivo descrever o cálculo, realizado pelo modelo CONFINT, do novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência do SIN, definidas pela Resolução CNPE nº 29 de 12 de dezembro de 2019. Com o intuito de propiciar maior flexibilidade nas análises, além das métricas definidas na referida resolução - o índice de confiabilidade LOLP do SIN calculado em base anual e o $CVaR_{95\%}$ da Potência Não Suprida – PNS do SIN calculado em base mensal, outros índices associados também passaram a ser computados. Chama-se ainda a atenção que um aspecto relevante na aferição do atendimento à ponta do sistema, diz respeito à representação adequada dos troncos de interligação, incluindo falhas e limites de capacidade nos intercâmbios de potência entre os diversos subsistemas ou regiões interligadas, como é realizada no modelo CONFINT.

Assim, para avaliar o critério LOLP do SIN em base anual, foram implementadas, no CONFINT, duas métricas, a LOLP média mensal/ano, que refere-se a probabilidade de corte de carga em qualquer mês do ano, e a LOLP anual que refere-se à probabilidade de ocorrência de corte de carga em um ano. Estas métricas são calculadas para o sistema interligado, para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão) e por subsistemas.

O cálculo do $CVaR_{95\%}$ (PNS) foi implementado tanto em base mensal quanto em valores anual e médio mensal/ano. Novamente, o modelo CONFINT computa este índice para o sistema interligado, para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão) e por subsistemas. Adicionalmente, como a resolução do CNPE prevê que o MME deverá avaliar periodicamente a necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de risco estabelecidas, optou-se por não fixar o nível de confiança (α) da métrica CVaR, dando mais liberdade para o usuário realizar as suas análises.

Para ilustrar o cálculo destas métricas, foi realizado um estudo de caso com base em uma configuração do Plano Mensal de Operação de fevereiro/2019 considerando 1 patamar de carga e uma curva de carga de 3 patamares, oriundos do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029.

Com as duas curvas de carga, a LOLP anual apresentou valores muito superiores ao da LOLP média mensal/ano, pois representa o valor da probabilidade de corte de carga acumulada em cada ano. Notou-se também que os valores de LOLP do sistema interligado e do Sul foram maiores que os do sistema barra única e dos demais subsistemas devido aos limites da interligação Sudeste-Sul, indicando que reforços nesta interligação trariam benefícios para os subsistemas Sul e Sudeste. Adicionalmente, a LOLP anual, seja para o sistema interligado ou sistema barra única, violou, para todos os anos de estudo, o limite de 5% estabelecido na portaria MME nº 59/2020. Por outro lado, a LOLP média mensal/ano atendeu ao critério para maioria dos anos do horizonte de planejamento.

Em relação ao $CVaR_{95\%}$ (PNS), para curva de carga com 1 patamar, o limite de 5% da demanda máxima é violado nos meses do período seco, principalmente, agosto, setembro e outubro para o sistema interligado, para o sistema barra única e para os subsistemas. Em uma condição de carga menos severa, ou seja, considerando a curva de 3 patamares, o critério foi atendido para o sistema interligado, o sistema barra única e os subsistemas Nordeste e Norte em todos os meses do horizonte de planejamento, exceto em outubro/23. Para o Sudeste, o critério também é violado em julho (6,3%), agosto (5,7%) e outubro (5,1%) de 2019. E para o Sul o critério é violado em quase todos os meses do período de estudo.

Em adição às métricas do critério de garantia de suprimento, também foram calculadas as LOLP mensais e os $CVaR_{95\%}$ (PNS) anual e médio mensal/ano, apresentados no Anexos I para 1 patamar de carga, e no Anexo II para curva de carga de 3 patamares.

As análises evidenciaram a versatilidade e a capacidade do modelo CONFINT nas análises de atendimento à ponta de sistemas interligados, em especial para o cálculo das métricas do novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência do SIN, preconizados

pela Resolução CNPE nº 29 de 12 de dezembro de 2019, e considerando ainda uma adequada representação dos troncos de interligação.

Referências Bibliográficas

BILLINTON, R., ALLAN, R., Reliability Evaluation of Power Systems, Pitman Advanced Publishing Program, New York, USA, 1984.

CNPE - CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, 2008, Resolução CNPE nº 9 de 17 de novembro de 2004.

CNPE - CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, 2004, Resolução CNPE nº 1, de 28 de julho de 2008.

CNPE - CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, 2019, Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, *Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência*, Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-035/2017-r2, Outubro de 2019.

ENDRENYI, J., Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons, New York, USA, 1978.

FORD, L., FULKERSON, D. Flows in Networks, Princeton University Press, 1962.

GCPS/ELETROBRÁS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos / Centrais Elétricas Brasileiras S.A., 1999, *Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão da Geração*. Relatório Técnico, Dezembro de 1999.

JUSTINO, T. C., MARZANO, L. G. B., MELO, A. C. G., MACEIRA, M. E. P., BATISTA, F. R. S., "Incorporating Multi-Area Reliability Concepts to the Evaluation of the Brazilian Power System Capacity to Supply the Peak Load", *19th Power Systems Computation Conference*, Genoa, Italy, 20-24 June 2016.

LEE, F., "Multi-Area Reliability Evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, Nº 4, Nov. 1987.

MACEIRA, M. E. P., DUARTE, V. S., PENNA, D. D. J., MORAES, L. A. M., MELO, A. C. G., "Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil - Description of the NEWAVE Program". *16th Power Systems Computation Conference*, Glasgow, Scotland, 14-18 July 2008.

MACEIRA, M. E. P., PENNA, D. D. J., DINIZ A. L., PINTO, R. J., MELO, A. C. G., VASCONCELLOS, C. V., CRUZ, C. B., "Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model". *20th Power System Computation Conference*, Dublin, Ireland, 11-15 June 2018.

MACEIRA, M. E. P., BATISTA, F. R. S., CERQUEIRA, L. F., MELO, A. C. G., MARZANO, L. G., OLASAGASTI, R.R., "A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems", *Power Systems Computation Conference – PSCC*, Dublin, Ireland, 11-15 June, 2018.

MACEIRA, M. E. P., MELO, A. C. G., PESSANHA, J. F. M., CRUZ, C. B., ALMEIDA, V. A., JUSTINO, T. C., "Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Planejamento da Operação de Longo, Médio e Curto Prazos". Relatório Técnico CEPEL 2667/2020, Dezembro de 2020.

MARZANO, L. G. B., BATISTA, F. R. S., MACEIRA, M. E. P., MELO, A. C. G., JUSTINO, T. C., GINAID, A., "A Multi-Area Approach to Evaluate the Brazilian Power System Capacity to Supply the Peak Load Demand

Using Detailed Simulation Model of Power Plants Operation". *18th Power Systems Computation Conference*, Wroclaw, Poland, 18-22 August 2014.

MEIER P., MUNASINGHE M., 2004, Sustainable Energy in Developing Countries: Policy Analysis and Case Studies, Edward Elgar Publishing Ltd.

MELO, A. C. G., OLIVEIRA, G. C., CUNHA, S. H. F., PEREIRA, M. V. F., "Analytically Based Frequency and Duration Calculations for Multi-Area Reliability Evaluation". *11th Power Systems Computation Conference*, Avignon, France, August 30 - September 03 1993.

MELO, A. C. G., MACEIRA, M. E. P., ZIMMERMANN, M. P., WOJCICKI, F. R., "Sustainable Development of Hydropower in Brazil – Technical and Institutional Aspects". 44th Biannual CIGRÉ Session, Paris, France, 26-31 August 2012.

MELO, A. C. G., ZIMMERMANN, M. P., MACEIRA, M. E. P., DAMAZIO, J. M., "Challenges and Outlook for the Hydropower Development in Brazil", *The International Journal of Hydropower & Dams*, London, December 2020.

MME- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Portaria Nº 59, de 20 de fevereiro de 2020.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Relatório Técnico EPE, 2019.

MUNASINGHE, M., 1980, "A New Approach to Power System Planning". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 99, n. 3, pp. 1198-1206.

PORTO & SÁ CONSULTORIA LTDA., Relatório Final de Aspectos para Modelagem do Sistema Interligado Nacional nas Aplicações do Modelo CONFINT, elaborado para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Janeiro de 2005.

OLIVEIRA, G. C. S., CUNHA, H. F., PEREIRA, M. V. F., "A Direct Integration for Multi-Area Reliability Evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRs-2, Nº 4, pp. 934-942, Nov. 1987.

ROCKAFELLAR, R. T. AND URYASEV, S., "Optimization of Conditional Value-At-Risk," *The Journal of Risk*, Vol. 2, No. 3, 2000, 21-41.

SARYKALIN, S., SERRAINO, G., URYASEV, S., "Value-at-Risk vs. Conditional Value-at-Risk in Risk Management and Optimization," *Tutorials in Operations Research*, INFORMS 2008.

SILVA, A. M. L., MELO, A. C. G., CUNHA, S. H. F., "A Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large Scale Hydrothermal Generating Systems," in 1991 IEE Proceedings Pt. C.

SINGH, C., LAGO-GONZALEZ, A., "Improved Algorithms for Multi-Area Reliability Evaluation Using the Decomposition / Simulation Approach," paper No. 88 SM 691-8, *IEEE Summer Power Meeting*, Portland, 1988.

SINGH, C., "Forced Frequency Balancing Technique for Discrete Capacity System," *IEEE Trans. on Reliability*, vol. R-32, Outubro de 1983.

URYASEV, S., "Conditional Value-at-Risk: Optimization Algorithms and Applications", *Financial Engineering News*, No. 14, February, 2000,1-5.

ZIMMERMANN, M. P., 2007, Aspectos Técnicos e Legais Associados ao Planejamento da Expansão de Energia Elétrica no Novo Contexto Regulatório Brasileiro. Dissertação de M.Sc., PUC-RJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Anexo I – Resultados Adicionais do Cálculo das Métricas do Critério de Garantia de Suprimento com Um Patamar de Carga

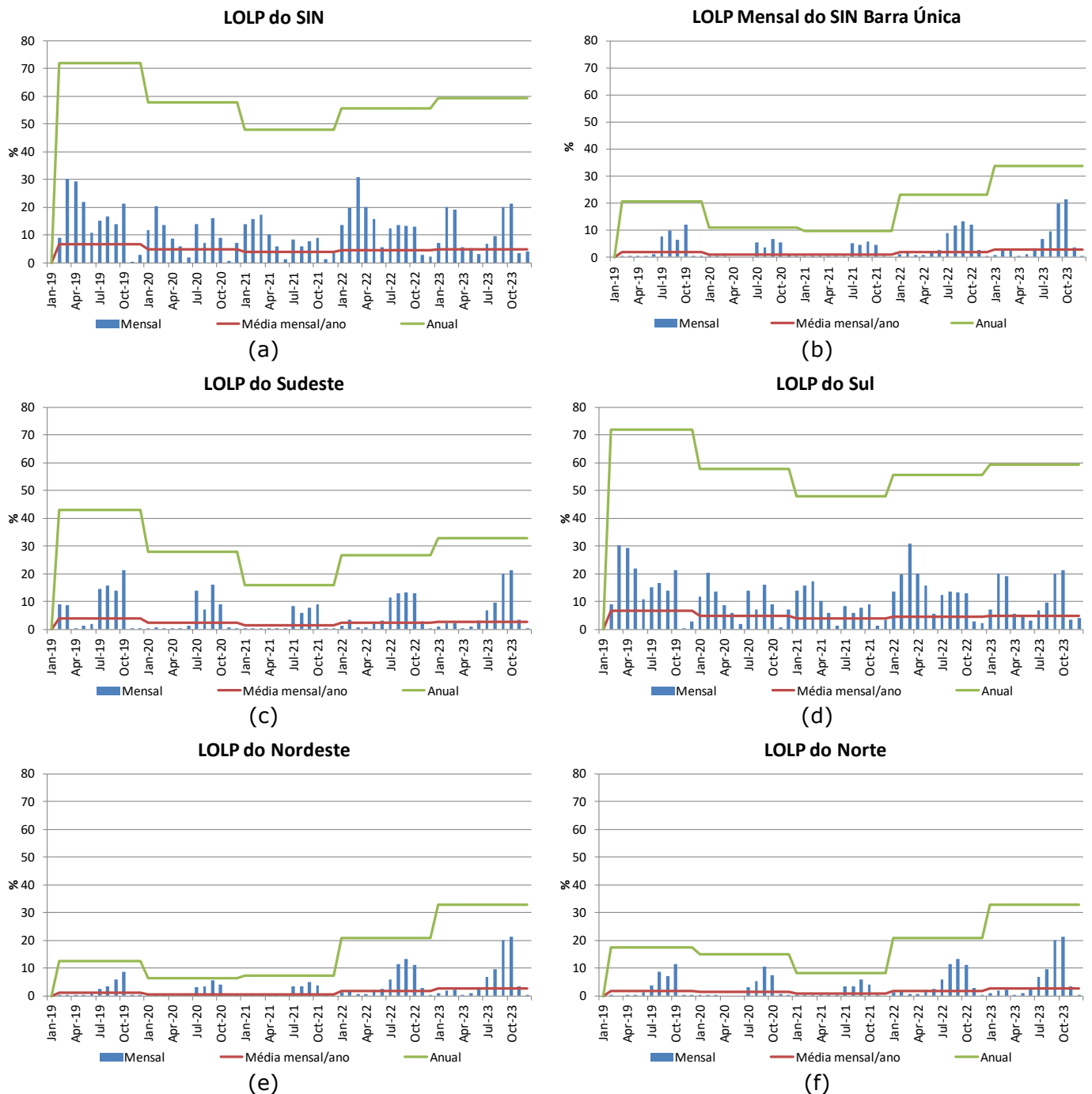


Figura I.1: Índice LOLP mensal: (a) sistema interligado; (b) sistema barra única; (c) Sudeste; (d) Sul; (e) Nordeste; e (f) Norte.

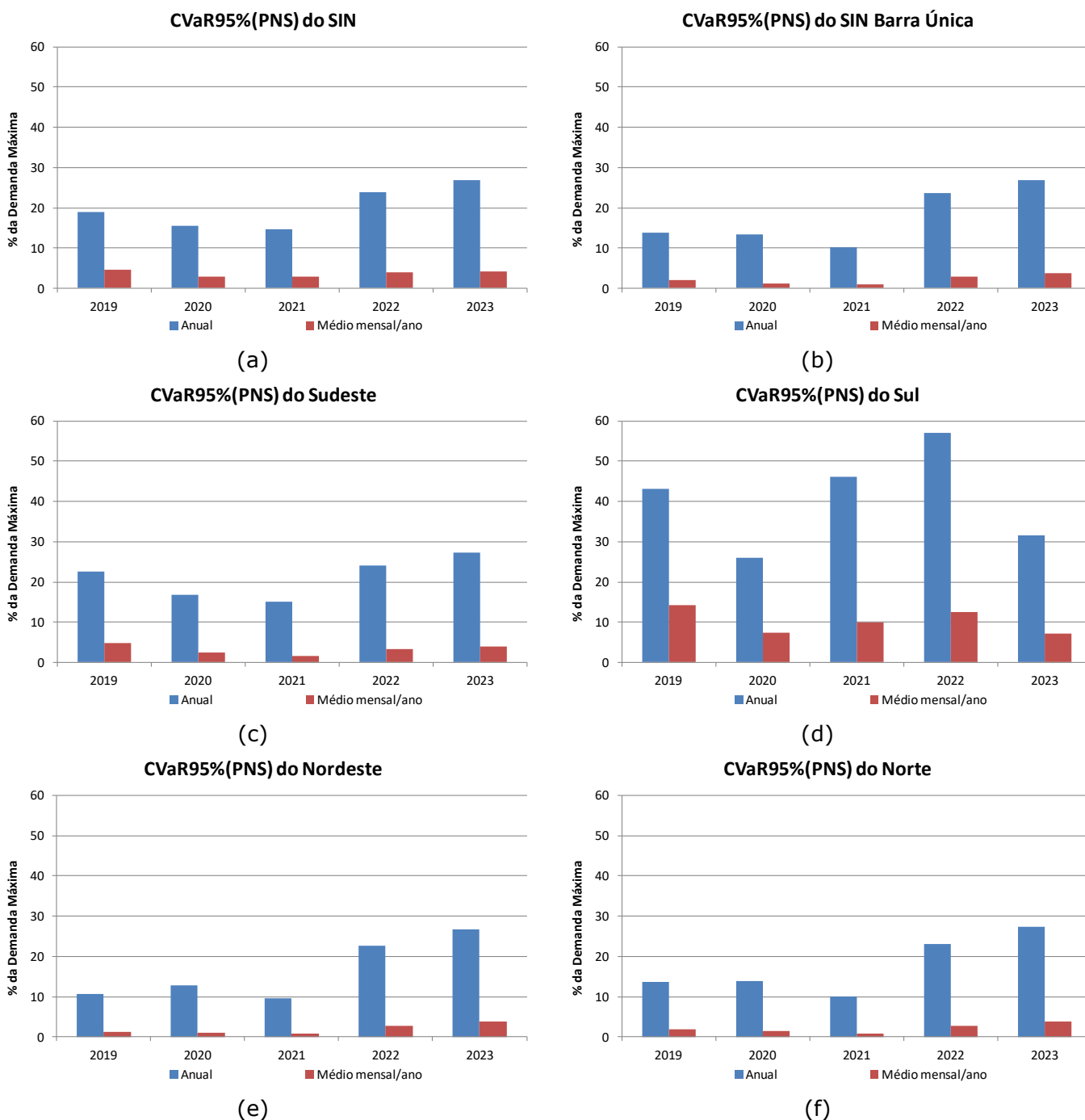


Figura I.2: CVaR_{95%}(PNS) anual e o médio mensal/ano: (a) sistema interligado; (b) sistema barra única; (c) Sudeste; (d) Sul; (e) Nordeste; e (f) Norte.

Anexo II – Resultados Adicionais do Cálculo das Métricas do Critério de Garantia de Suprimento com Curva de Carga de 3 Patamares

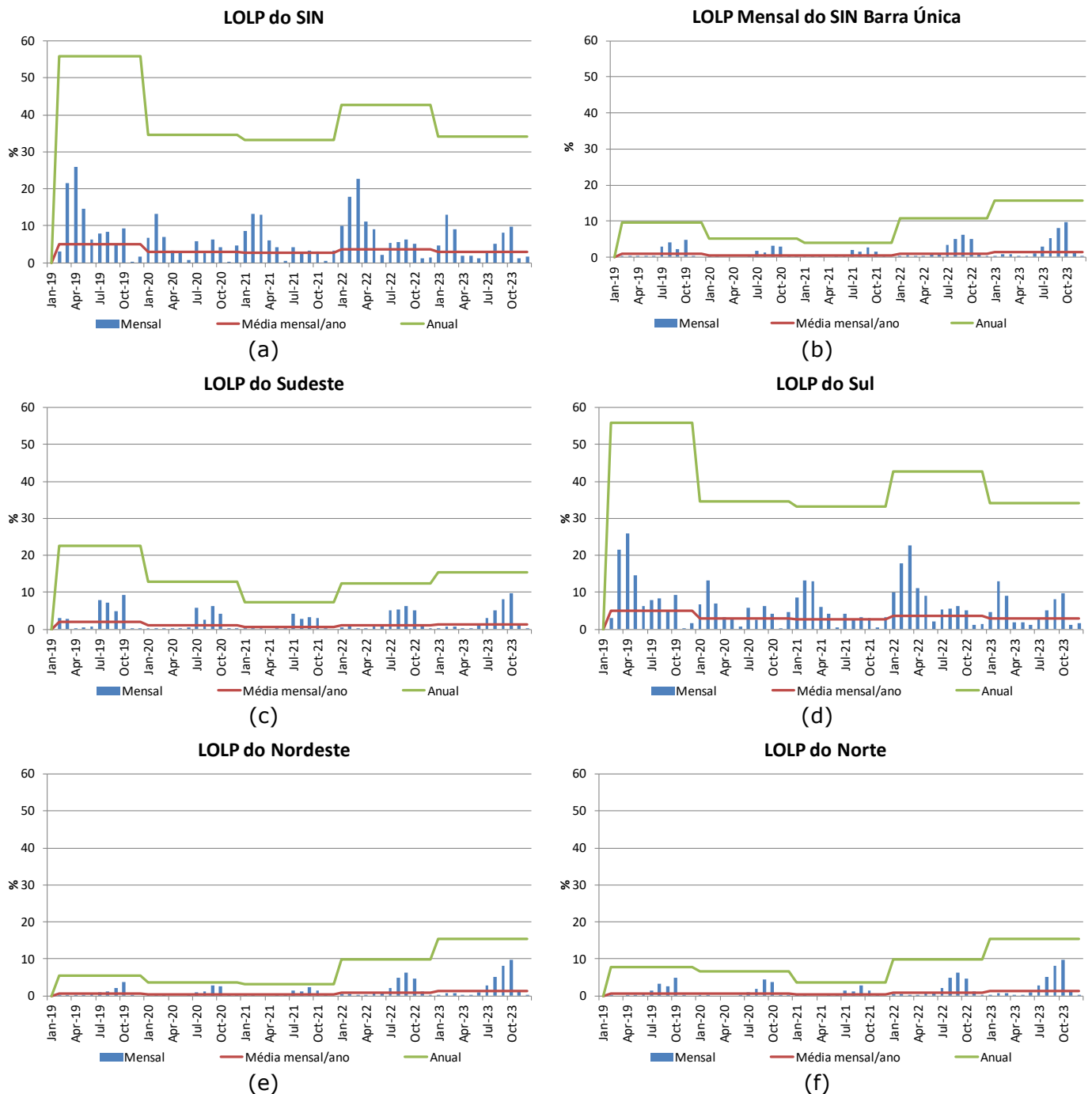


Figura II.1: Índice LOLP mensal considerando a curva de carga de 3 patamares: (a) sistema interligado; (b) sistema barra única; (c) Sudeste; (d) Sul; (e) Nordeste; e (f) Norte.

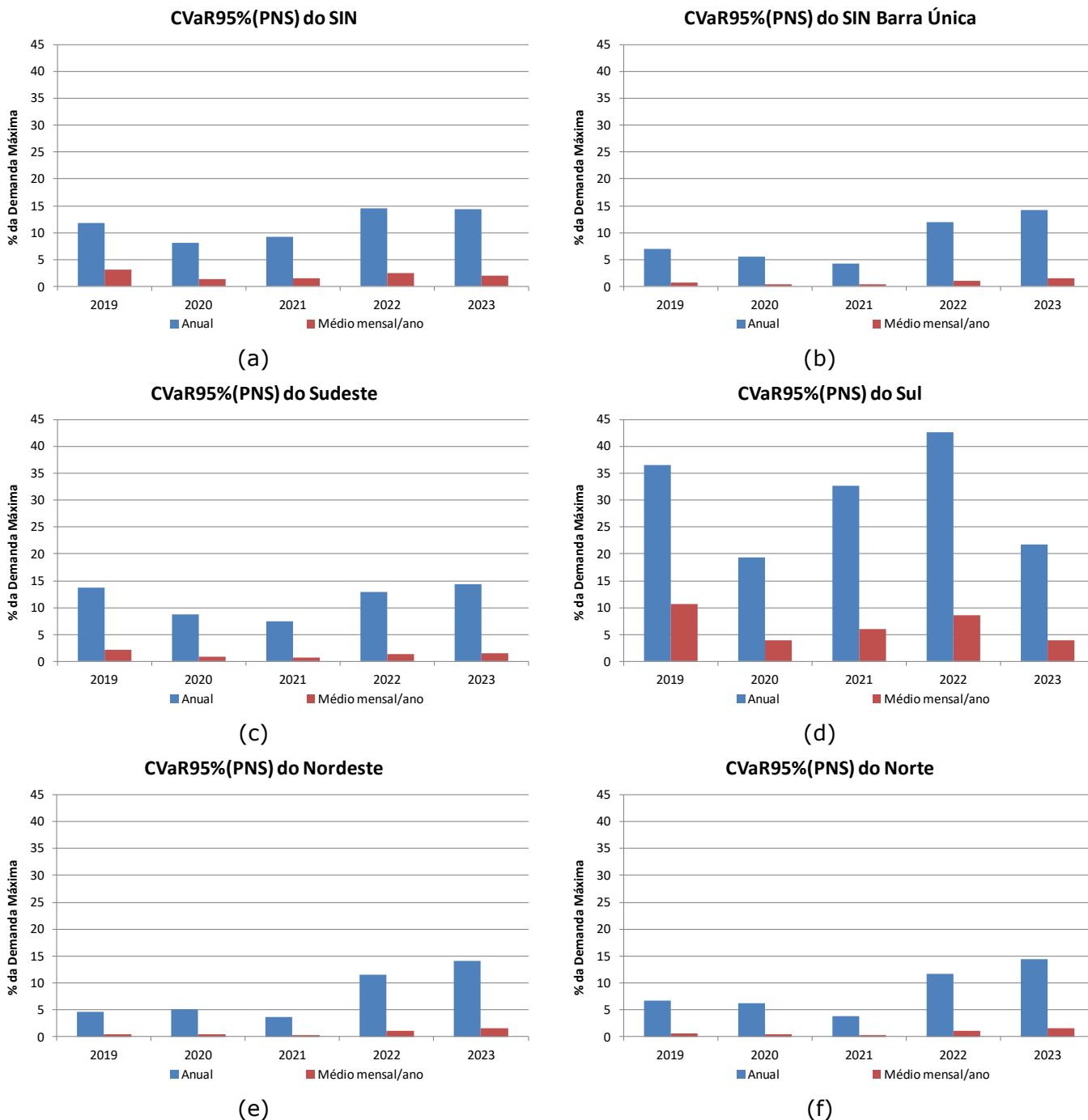


Figura II.2: CVaR_{95%}(PNS) anual e o médio mensal/ano considerando a curva de carga de 3 patamares: (a) sistema interligado; (b) sistema barra única; (c) Sudeste; (d) Sul; (e) Nordeste; e (f) Norte.