



GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA SUPERFÍCIE DE AVERSÃO AO RISCO

Bernardo V. Bezerra (*)
PSR

Luiz Carlos da Costa Júnior
PSR

Martha R. M. Carvalho
PSR

Celso Dall'Orto
PSR

Felipe Nazaré
PSR

Mario V. F. Pereira
PSR

RESUMO

Este trabalho possui dois objetivos: (i) propor formulação da Superfície de Aversão ao Risco (SAR) que dependa apenas da definição de uma série crítica de vazões, permitindo sua utilização no cálculo da garantia física das usinas; e (ii) propor metodologia para definir a série crítica de vazões, considerando os impactos nos custos operativos e segurança de suprimento. A metodologia proposta permite avaliar o custo benefício do despacho hidrotérmico considerando a SAR para distintos níveis de aversão ao risco e analisar seu impacto de forma integrada. Serão ilustrados os resultados de um estudo de caso com o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade de Suprimento, Aversão ao Risco, Garantia Física, Sistema Interligado Nacional

1.0 INTRODUÇÃO

O SEB caracteriza-se pela forte predominância de geração hídrica. Com o objetivo de maximizar o benefício dos recursos hidrelétricos para a sociedade, o Operador Nacional do Sistema (ONS) determina produção de energia das usinas de maneira centralizada. Como as termelétricas correspondem a cerca de 20% da capacidade instalada, a única opção é acioná-las com antecedência de vários meses, para que a sua contribuição acumulada seja relevante e assegure os níveis mínimos dos reservatórios. Por outro lado, quanto maior a antecedência do acionamento, maior a incerteza quanto às vazões afluentes futuras.

Neste processo de decisão sob incerteza, o ONS procura o melhor equilíbrio entre: (i) o custo de desperdiçar combustível devido ao acionamento de uma térmica que, posteriormente, se mostra desnecessária (erro tipo 1) e (ii) o custo de interromper o suprimento devido ao não acionamento de uma térmica que, posteriormente, se mostrou necessária (erro tipo 2).

No passado, o ONS procurava acionar as térmicas que, em média, evitassem no futuro custos maiores do que os de acioná-las no presente. Após o racionamento de 2002, uma série de procedimentos de aversão ao risco foram incorporados ao processo decisório, tais como a Curva de Aversão ao Risco (CAR) e o Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP) (9). Este último consiste em determinar o despacho térmico fora da ordem do mérito de custo que garanta níveis de armazenamento acima de uma meta pré-estabelecida ao final de novembro, fim do período seco nas principais bacias do setor.

Em 2013 houve uma nova mudança na aversão ao risco, com a alteração da função objetivo para uma combinação convexa entre o *Conditional Value at Risk* (CVaR) e valor esperado (6)(7). Os parâmetros desta metodologia foram definidos pela Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico

(*) Praia de Botafogo, 228 Ala A - Sala 1701 - Botafogo – CEP 22.250-145 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 3906-2143 – Fax: (+55 21) 3906-2121 – Email: bernardo@psr-inc.com

(CPAMP) e entraram em vigor em setembro deste mesmo ano (5). Em outubro de 2016 foram anunciados parâmetros mais agressivos para o CVaR, válidos a partir de maio de 2017, e que a SAR entraria em vigor em 2018 (10). Diferentemente do POCP, a SAR é incorporada à definição da política operativa ótima.

Assim como o CVaR, a SAR necessita que sejam determinados parâmetros que reflitam o critério de aversão ao risco. A calibração dos parâmetros do CVaR é feita de maneira indireta, com o objetivo de atender um determinado critério de suprimento físico, enquanto que a calibração da SAR é feita diretamente, através da definição de limites mínimos de armazenamento e da série crítica de vazões a que se quer proteger, permitindo que o despacho esteja alinhado com os interesses do operador.

Atualmente a SAR compartilha os mesmos parâmetros do POCP: (i) nível meta ao final de novembro do ano corrente e (ii) série crítica de vazão. Os níveis meta são calculados de maneira a garantir o atendimento da demanda e armazenamento acima de 10%, mesmo na ocorrência de uma série crítica, considerando todas as termelétricas despachadas.

A primeira crítica a esta metodologia está na dependência das premissas de oferta e demanda. Como consequência, o nível meta pode perder a aderência com a realidade física se, por exemplo, houver grande alteração nas projeções da revisão quadrimestral da demanda. Por outro lado, a revisão do nível meta a cada quadrimestre aumenta a volatilidade dos preços de energia no mercado de curto prazo. A segunda crítica está na aplicação à garantia física das usinas, aspecto essencial para a coerência entre planejamento e operação. A razão é que o problema de definição da carga crítica do sistema é mal formulado, uma vez que a meta ao final de novembro do mesmo ano depende justamente da demanda, que é o resultado do processo de cálculo (3).

Este trabalho possui dois objetivos: (i) propor uma formulação da SAR que dependa apenas da definição de uma série crítica de vazões, permitindo a sua utilização no cálculo da garantia física das usinas; e (ii) propor metodologia para definir a série crítica de vazões, considerando os impactos nos custos operativos e na segurança de suprimento. A metodologia proposta permite avaliar o custo benefício do despacho hidrotérmico considerando a SAR para distintos níveis de aversão ao risco e analisar seu impacto de forma integrada. A formulação da SAR e a metodologia proposta para a definição dos seus parâmetros serão ilustradas com um estudo de caso do SEB.

O Capítulo 2 discute o despacho hidrotérmico com restrições de aversão ao risco, o Capítulo 3 discute a SAR, o Capítulo 4 apresenta a metodologia para definir os parâmetros da SAR, o Capítulo 5 apresenta um estudo de caso com dados do SEB e o Capítulo 6 as conclusões finais.

2.0 DESPACHO HIDROTÉRMICO COM AVERSÃO AO RISCO

A decisão de acionar as térmicas a cada mês é tomada em condições de *incerteza* quanto às afluições futuras. Em seu processo de decisão, o operador do sistema procura o melhor equilíbrio entre *dois tipos de custos* resultantes desta decisão sob incerteza, conhecidos como *Tipo 1* e *Tipo 2*. A existência de custos do tipo 1 e 2 é *inerente* a situações de decisão sob incerteza. Não é possível saber “a priori” se estamos tomando a melhor decisão para a sociedade. Dessa forma, toma-se a decisão que, *em média*, ou com *maior probabilidade*, seja a mais adequada, considerando o *equilíbrio* entre os custos tipo 1 e tipo 2. De maneira simplificada, o ONS atinge este equilíbrio atualmente através da combinação de *dois critérios de decisão* discutidos a seguir.

1.1 - Critério econômico

O despacho de geração por ordem de mérito econômica corresponde àquele oriundo dos modelos computacionais, atendendo aos critérios e restrições estabelecidos nestes modelos, principalmente o critério de minimização dos custos totais de produção e déficits. Na prática, isto corresponde a acionar as térmicas que, *em média*, evitam no futuro custos maiores¹ do que o de acioná-las hoje. O custo de acionar cada térmica hoje é dado diretamente por seu custo variável de operação (CVU), multiplicado pela geração de energia (em MWh). Entretanto, o cálculo do custo médio evitado no futuro é bastante complexo, pois requer a análise das combinações de todos os cenários de afluições possíveis (secos, úmidos, médios) ao longo de todo o horizonte de estudo. O cálculo do valor da água é obtido através dos modelos de programação dinâmica estocástica que, de forma simplificada, determinam o custo de oportunidade da água hoje como uma média de um número grande de custos de oportunidades futuros avaliados para diferentes cenários hidrológicos futuros (4).

A Figura 1 ilustra o processo de cálculo do valor da água das hidrelétricas, que é utilizado para decidir o montante termelétrico que será despachado. O exemplo considera 8 possíveis cenários hidrológicos que ao longo de 7 meses de operação levam ao vertimento (valor da água igual a zero) ou ao esvaziamento completo do sistema, sendo necessário realizar um déficit de energia (valor da água igual ao custo do déficit). Como dentre os 8 cenários simulados apenas 1 apresentou déficit, o valor da água esperado (que equivaleria ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD) é igual a 1/8 do custo de déficit (250 R\$/MWh).

¹ Estes custos futuros são dados pela somatória: custos operativos das termelétricas + penalizações pelas falhas de suprimento (déficits de energia).

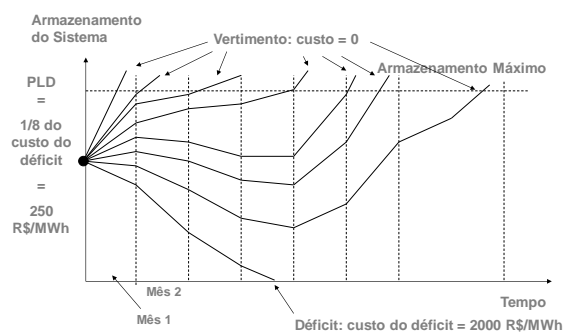


FIGURA 1 – Cálculo do valor da água – valor esperado

1.2 - Critério de segurança

Um procedimento de operação que incorpore um determinado critério de segurança corresponde a acionar as térmicas sempre que *este critério* não for atendido pelo despacho econômico tradicional (conforme o exemplo anterior). O critério de segurança utilizado até 2008 era de o sistema ser capaz de atender à demanda de energia *mesmo que ocorresse uma sequência de afluências extremamente desfavorável* como, por exemplo, a pior seca já registrada (o registro histórico continha 79 anos de vazões)². Nos procedimentos operativos do ONS, este critério de segurança era implementado através da chamada *Curva de Aversão a Risco*³. A Figura 2 a seguir ilustra a CAR da região Sudeste para o ano de 2008⁴.

A cada mês, a CAR estabelece o *nível crítico de armazenamento* (em % da energia armazenada na região). Se o nível de armazenamento do sistema oriundo da operação econômica com os critérios definidos nos modelos de operação cair abaixo deste nível crítico, termelétricas são acionadas em quantidade suficiente para o armazenamento voltar a um nível superior ao da CAR, garantindo assim a segurança operativa⁵.

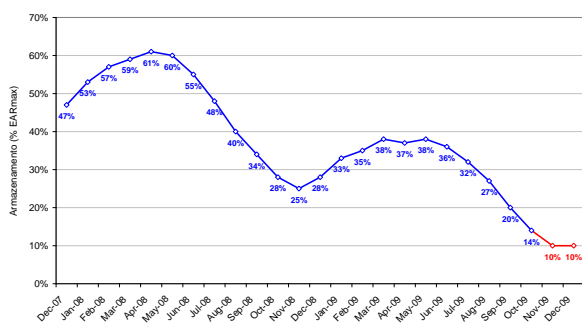


FIGURA 2 – Curva de aversão ao risco (CAR) da região Sudeste, ano de 2008

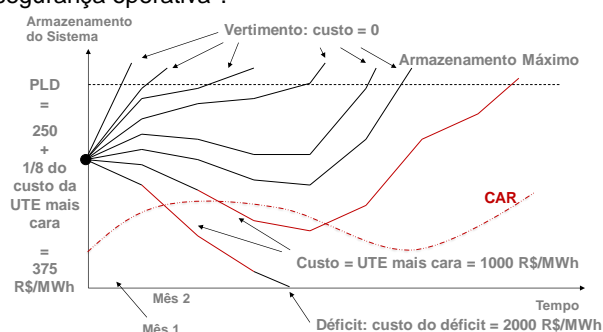


FIGURA 3 – Cálculo do valor da água – valor esperado + CAR

A Figura 3 apresenta de maneira gráfica e simplificada o processo de cálculo do valor da água das hidrelétricas considerando a CAR. O exemplo considera os mesmos 8 possíveis cenários hidrológicos anteriores, porém um deles viola o nível de armazenamento da CAR. Com isso, o valor da água neste cenário passa a ser o custo da termelétrica mais cara, aumentado o PLD para 375 R\$/MWh.

Adicionalmente ao critério de segurança relativo à CAR, em meados de 2008 o ONS propôs uma mudança na metodologia operativa, inserindo o procedimento operativo de curto prazo, visando aumentar ainda mais a segurança de suprimento (2). As termelétricas despachadas pelo POCP não determinavam o PLD. Ou seja, o PLD neste caso é inferior ao CVU das usinas despachadas pelo procedimento, e o custo da geração extra, pago por todas as distribuidoras e pelos consumidores livres, através do *Encargo de Serviços do Sistema* (ESS). As distribuidoras transferiam estes custos para os consumidores cativos nos reajustes tarifários.

A Figura 4 ilustra o processo do despacho termelétrico com o POCP. Observa-se que o valor do PLD no mês em questão não é alterado. O atendimento do nível meta definido para novembro do ano corrente é verificado através de uma simulação determinística adicional que considera a ocorrência de um cenário hidrológico desfavorável. Caso a meta seja atendida, o despacho termelétrico é apenas por ordem de mérito. Caso contrário, calcula-se o montante termelétrico adicional necessário para garanti-la.

² O critério utilizado na prática pelo ONS é um pouco mais complexo: para as regiões Nordeste e Sul, protegia-se contra o ano mais seco observado na respectiva região. Para a região Sudeste, entretanto, utilizava-se a média dos quatro anos mais secos do histórico.

³ A partir de 2005, a CAR foi incorporada nos modelos de despacho.

⁴ Embora o horizonte da figura vá até o final de 2009, a CAR é atualizada a cada ano e na prática só se utilizam os 12 primeiros valores. Os valores adicionais são utilizados no processo de construção da CAR.

⁵ Na operação real, o procedimento era um pouco mais complexo, pois havia Curvas de Aversão a Risco para cada região. A exceção é a região Norte, que deveria respeitar apenas a curva de deplecionamento do reservatório de Tucuruí.

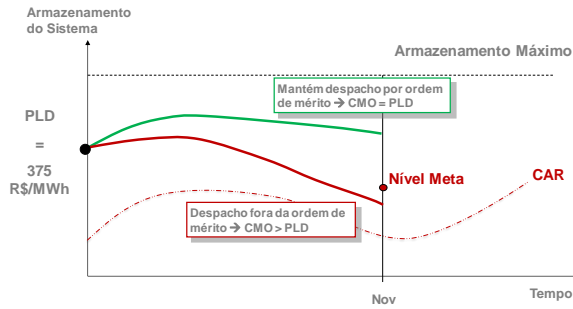


FIGURA 4 – Procedimento Operativo de Curto Prazo

Em resumo, o ONS adotava até setembro de 2013, a cada mês, a decisão operativa *mais conservadora* entre o critério econômico e o critério de segurança (CAR e POCP). Como resultado, a segurança de suprimento passa a depender menos do tradeoff entre os custos de operação e de déficit, ou seja, da relação entre o valor dos CVUs das termelétricas e o custo do déficit, pois o despacho passa a ser definido por um critério físico, que é nível dos reservatórios. Tanto a CAR como o POCP eram medidas necessárias porque a operação econômica oriunda dos modelos de despacho não oferecia o nível de segurança desejado pelo operador. Ou seja, sua aversão ao risco não era capturada pelo modelo de despacho. Dado que este modelo possui um valor econômico para o custo do déficit, pode-se concluir que este valor não era suficiente para induzir as decisões de despacho desejadas pelo critério de suprimento do sistema, o que por consequência induz que o verdadeiro custo do déficit para o sistema é superior ao utilizado.

Uma fragilidade deste procedimento é que o POCP nunca esteve representado no cálculo da política operativa do sistema e, conseqüentemente, no cálculo do PLD. Uma das conseqüências é a trajetória de armazenamento “real” do sistema ser diferente daquela “percebida” pelo modelo computacional de despacho hidrotérmico em seu processo de otimização, impactando diretamente na formação de preços de curto prazo e aumento do ESS; além da não garantia que a política operativa seja ótima. De forma a buscar uma unificação entre os diferentes critérios de aversão ao risco, a Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, definiu a adoção de mecanismos de aversão ao risco internalizados na metodologia de cálculo do PLD a partir de setembro de 2013. Duas abordagens de aversão ao risco foram discutidas naquela época, o CVaR (6)(7) e a SAR (11)(12).

3.0 SUPERFÍCIE DE AVERSÃO AO RISCO

As principais fragilidades da CAR são: (i) a necessidade de definição de premissas *a priori* com relação ao intercâmbio entre os subsistemas que podem não ser factíveis na operação real do sistema; e (ii) premissas de vazão crítica para cada subsistema, que podem não ser compatíveis com a correlação espacial entre as regiões. A correção desses problemas foi proposta pela PSR em 2008 através da metodologia desenvolvida *Superfície de Aversão ao Risco*. De maneira simplificada, a SAR pode ser vista como uma CAR quadridimensional, em que o mínimo de armazenamento depende do vetor de armazenamentos nas quatro regiões. As Figuras 5 e 6 ilustram, respectivamente, em termos geométricos, a representação da CAR e da SAR para um sistema com duas regiões.

O procedimento de segurança POCP, é semelhante à SAR (inclusive com os valores corretos de intercâmbio). A diferença é que a SAR é representada no cálculo da política ótima.

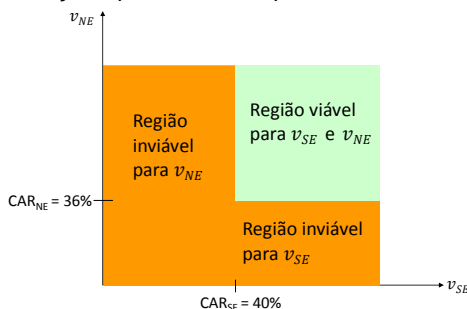


FIGURA 5 – Representação geométrica da CAR

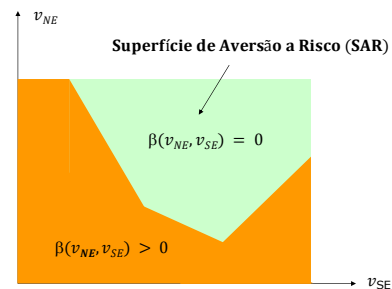


FIGURA 6 – Representação geométrica da SAR

4.0 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA SAR

Todas as metodologias de aversão ao risco descritas anteriormente necessitam da definição de parâmetros que caracterizam o perfil de risco do sistema. Por exemplo, para o CVaR é necessário definir o quantil da distribuição de probabilidade (fator alfa) e o nível de risco (fator lambda). A metodologia para definir estes parâmetros é descrita em

(10). Para o cálculo da CAR é necessário definir a série crítica bianual, a meta de armazenamento ao final de novembro de segundo ano, os intercâmbios mensais entre as regiões e a penalidade por violação da CAR (e.g. o custo da termelétrica mais cara)⁶. A curva resultante também é função de premissas com relação à oferta e demanda projetada para o sistema nos próximos anos. Atrasos na geração e/ou mudanças na projeção de demanda resultam em necessidade de recalcular a CAR.

Já para o POCP não é necessário definir os intercâmbios mensais, uma vez que o próprio processo de otimização definirá o fluxo nas interconexões, e a nem penalidade por violação da meta – todas termelétricas são despachadas se não for possível atender a meta. O mecanismo precisa da definição da série crítica de afluições e da meta de armazenamento para novembro do primeiro ano. Inicialmente utilizou-se como série crítica uma ocorrência do histórico. Posteriormente o critério foi alterado para o valor esperado condicional multiplicado por um fator de segurança (10).

Pela similaridade com o POCP, a princípio poderíamos utilizar os mesmos parâmetros para a SAR. No entanto existem dois entraves que serão discutidos a seguir.

1.3 - Penalidade por violação da SAR

De acordo com a formulação do despacho hidrotérmico com restrição de SAR apresentada em (12), haveria a necessidade de definir uma penalidade para a violação dos níveis meta. O custo desta penalidade competiria com os demais custos da função objetivo (custo operativo termelétrico, custo de déficit, etc) para a decisão de violação ou não da SAR. Desta maneira, a utilização da SAR passaria pela definição da série crítica, dos níveis meta e do valor da penalidade.

A necessidade de definição de uma penalidade para a violação da SAR requer cuidados especiais devido ao acúmulo de custos de penalização durante o processo de cálculo da Função de Custo Futuro e à necessidade de calibragem de um valor que pode não ser intuitivo. Em (12) é apresentada formulação que resolve a questão do acúmulo dos custos, sendo ainda necessário a definição de uma penalização.

O trabalho desenvolvido em (13) apresenta uma formulação da SAR onde não há a necessidade de definição de valor de penalização. Esta formulação será utilizada neste trabalho, sendo, portanto, necessário definir para a SAR apenas a série crítica e o nível meta.

1.4 - Definição do nível meta da SAR

Outro entrave para a utilização dos parâmetros do POCP na SAR é a definição da meta para novembro do primeiro. O cálculo deste valor depende de uma série de premissas com relação ao suprimento energético do ano posterior. Por exemplo, é necessário definir uma meta de armazenamento em novembro do segundo ano - usualmente 10%; uma série crítica durante o período seco e premissas com relação à oferta, demanda e intercâmbio para se atingir um volume crítico em abril do segundo ano; e por fim, uma série crítica durante o período úmido e premissas de oferta, demanda e intercâmbio para se atingir uma meta em novembro do primeiro ano. No final do dia, a meta do POCP em novembro do primeiro ano é o nível de armazenamento necessário para se garantir que o sistema, sob determinadas condições, vai atingir um determinado valor em abril do segundo que, por sua vez, garante que o sistema, sob determinadas condições, não vai terminar o período seco abaixo de 10%.

Esta maneira de formular o problema do POCP possui as seguintes críticas: (i) o volume de parâmetros que tem que ser definidos é elevado (série crítica do POCP, série crítica do período úmido, série crítica do período seco, etc); (ii) as metas têm que ser revistas a cada novo cenário de oferta e demanda; e (iii) as metas de novembro do primeiro ano não permitem otimização energética entre os subsistemas⁷.

Adicionalmente, o fato das metas do primeiro ano dependerem da oferta e demanda faz com que o problema de cálculo da carga crítica do sistema para a definição das garantias físicas seja mal formulado. A razão é que o processo de definição da carga crítica consiste na solução de um problema de maximização da demanda, dado um critério de suprimento (e.g. igualdade entre valor esperado de CMO e o CME). Este problema de otimização é resolvido através de um processo iterativo (3). Ao definir uma meta de armazenamento para o primeiro ano, o cálculo da carga crítica considerando a SAR envolveria redefinir as metas do primeiro ano para a nova demanda de cada iteração.

Propõe-se neste trabalho que a meta da SAR seja definida diretamente para novembro do ano seguinte, em um valor limite para garantir a operação do sistema. Este valor tem sido 10% do armazenamento. Ao formular o problema da SAR desta maneira, o único parâmetro que deve ser determinado pelo Governo é a série crítica para o biênio. Desta maneira a SAR passa ser um conjunto de restrições bianuais, resultando em sobreposição de restrições em cada

⁶ Na realidade a penalidade por violação da CAR é calculada de forma iterativa. Mesmo assim é necessário definir um valor máximo de referência.

⁷ Por exemplo, considere que a meta original para novembro do primeiro ano no NE é 20% e para o SE é 30%. A SAR anual não permite reduzir a meta do NE, por exemplo para 15%, se o SE estiver com armazenamento superior a 20%.

ano.

1.5 - Definição da série crítica

Para definir a série crítica, propõe-se a construção de uma curva de custo operativo *versus* benefício para o sistema, considerando diferentes séries históricas como série crítica para o biênio. Como a SAR é um critério de aversão ao risco físico – em oposição ao CVaR, que é um critério econômico – a definição da série crítica deve considerar como benefício o mesmo parâmetro físico utilizado na restrição do problema de despacho hidrotérmico. Propõe-se que o benefício para o sistema seja definido como a redução da probabilidade do armazenamento do sistema ficar abaixo de 10% no final do período seco.

A princípio, quanto mais seco for o biênio do histórico mais elevada será a SAR para atingir a meta, maior despacho termelétrico será necessário e, conseqüentemente, menor a probabilidade de violação da meta. O objetivo é permitir que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) analise esta curva de custo-benefício, para decidir qual ano do histórico que deve ser considerado. O mesmo ano histórico é considerado para a definição das vazões críticas em todos os subsistemas, permitindo assim a construção de uma superfície de aversão ao risco capaz de representar corretamente a correlação espacial das vazões. Por exemplo, um ano com vazões baixas da região Sul tende a possuir maiores aflúências na região Nordeste.

5.0 ESTUDO DE CASO

Para ilustrar a metodologia proposta, utilizou-se para o estudo de caso a configuração de oferta do Plano Mensal de Operação (PMO) de Dezembro de 2016, divulgado pelo ONS. Devido à grande sobre oferta do sistema neste PMO, a demanda foi aumentada em 6% ao longo de todo o horizonte, permitindo observar na simulação do sistema sem a SAR diversos cenários hidrológicos que violam a meta de armazenamento em novembro. Esta meta foi definida como 10% em novembro de 2017, 2018, 2019 e 2020, utilizando-se assim a mesma lógica da CAR. Foi considerada a implementação da SAR bianual, o que significa que a cada ano há superposição de duas SARs, referentes ao primeiro ano do biênio que inicia no próprio ano e o segundo ano do biênio que tem início no ano anterior. As políticas foram calculadas considerando uma função de custo de déficit de 1 patamar vigente em 2017, igual a 4650 R\$/MWh.

Foram realizadas políticas operativas para os casos neutro com relação ao risco, com o CVaR utilizando os parâmetros em vigor a partir de maio de 2017 (lambda de 40% e alfa 50%), e com a SAR. Para a simulação com a SAR foram realizadas políticas operativas para quatro biênios críticos do histórico. O critério utilizado para definir a severidade de cada biênio foi a Energia Natural Afluente do SIN acumulada do período. A Figura 7 apresenta o ordenamento destes biênios. As políticas operativas foram realizadas para o primeiro biênio mais seco (dez/1952-nov/1954), terceiro (dez/1954-nov/1956), quinto (dez/1932-nov/1934) e sétimo (dez/1962-nov/1964).

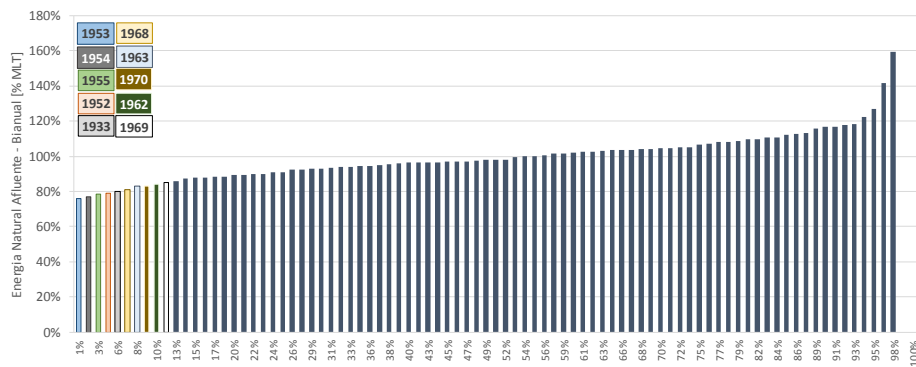


FIGURA 7 – Ordenação de biênios em relação à aflúência

1.6 - Análise dos diferentes critérios de aversão ao risco

A Figura 8 apresenta a comparação entre as distribuições de probabilidade acumulada dos armazenamentos dos submercados em novembro de 2017 das simulações operativas realizadas com as políticas calculadas com neutralidade ao risco (Valor Esperado), com o CVaR aplicado à função objetivo do problema (CVaR) e com a SAR utilizando o pior biênio do histórico (SAR 1953).

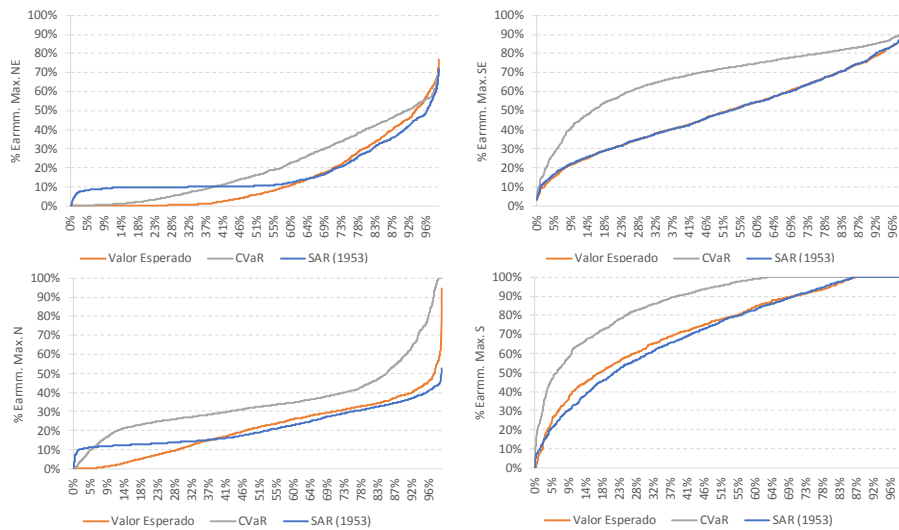


FIGURA 8 – Distribuição de probabilidade acumulada dos armazenamentos ao final de novembro de 2017

Observa-se que a política operativa calculada com a SAR oferece um maior equilíbrio entre os armazenamentos dos subsistemas nas séries de aflúncias críticas, igualando a probabilidade de violar a meta de 10%. No CVaR, o aumento do nível dos reservatórios na região Sudeste é muito maior que nas demais regiões. Este fenômeno ocorre porque na formulação do CVaR a métrica de risco é econômica, aplicada no custo total, o que torna a operação míope com relação aos impactos nos armazenamentos físicos em cada subsistema. Outra característica da SAR é ter uma atuação concentrada nos cenários onde haveria violação da meta de armazenamento, com menor impacto nas demais trajetórias de armazenamento. Comparado com o CVaR, a SAR reduz a probabilidade de violação da meta no NE de 38% para 12%. Esta probabilidade no caso neutro é de 57%.

A Figura 9 apresenta o mesmo conjunto de resultados para o mês de novembro de 2019. Observa-se o mesmo comportamento do ano de 2017, porém com discrepância entre os níveis de armazenamento de cada subsistema mais acentuada na política operativa calculada com o CVaR. A SAR continua equilibrando entre os subsistemas a probabilidade de violação da meta de 10%.

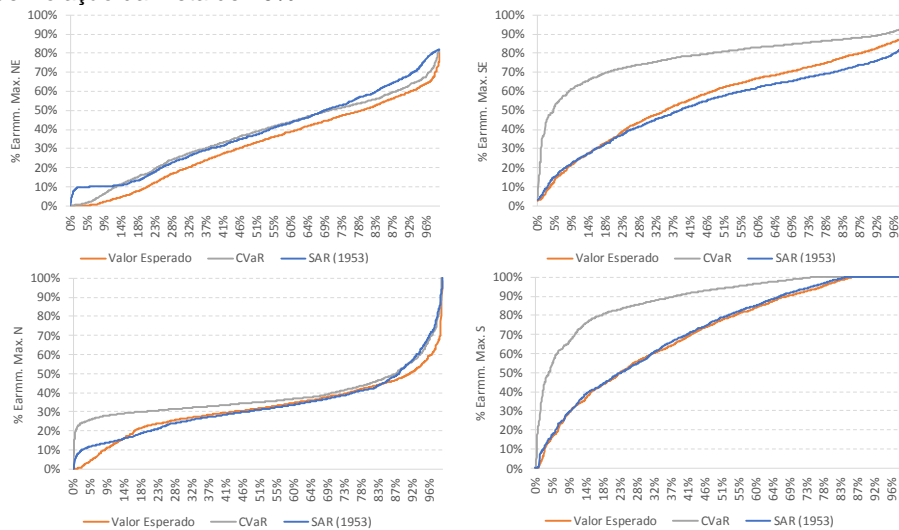


FIGURA 9 – Distribuição de probabilidade acumulada dos armazenamentos ao final de novembro de 2019

A Figura 10 apresenta a comparação do valor esperado dos custos marginais de operação. Observa-se que a SAR apresenta baixo impacto nos custos operativos médios do sistema. A Figura 11 compara as distribuições do Custo Marginal da Operação (CMO) médio anual de 2018, onde é possível verificar o impacto da SAR apenas nas séries secas do sistema, enquanto o CVaR aumenta os CMOs em todos os quantis da distribuição.

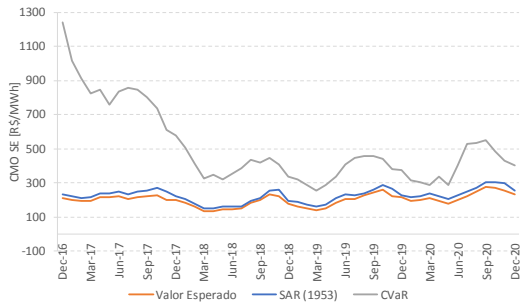


FIGURA 10 – Valor esperado do CMO mensal

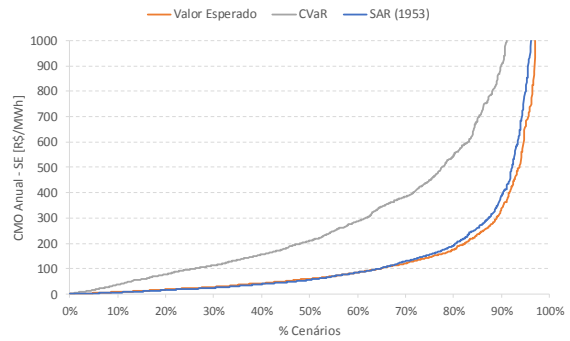


FIGURA 11 – Distribuição de probabilidade do CMO médio anual do SE (2018)

1.7 - Análise do biênio crítico

Apresenta-se nesta seção os resultados considerando outros biênios crítico no cálculo da política com SAR. E para essa metodologia, quanto menor a probabilidade de violação maior é o custo operativo, como era de se esperar. No entanto, é interessante observa-se que a SAR calculada com o biênio com a menor ENA do SIN não é necessariamente aquela que vai resultar em maior segurança de suprimento para o sistema. Isto ocorre devido à importância das vazões de cada subsistema para o cálculo da SAR. Por exemplo, apesar do biênio de 1933 ter sido o quinto pior do histórico, ele teve a pior vazão na região Sul. Como resultado, é necessário aumentar os níveis de armazenamento das outras regiões para compensar o déficit energético da região Sul neste cenário de vazão. Observa-se que todos os quatro biênios utilizados apresentaram redução na probabilidade de violação da meta do Nordeste, e todos possuem custos menores do que o procedimento do CVaR.

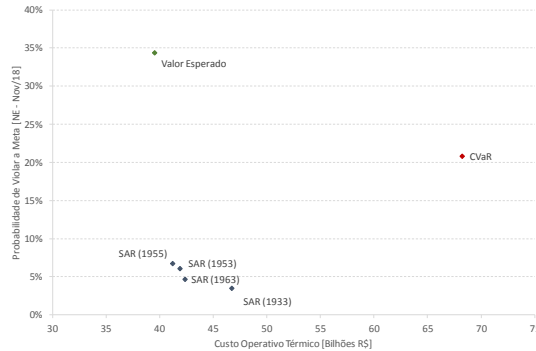


FIGURA 12 – Custo operativo versus probabilidade de violação da meta em novembro de 2018 no NE

6.0 CONCLUSÃO

A mudança na matriz elétrica brasileira, com maior participação de termelétricas flexíveis com custo variável unitário elevado e com redução da capacidade de regularização, faz com que seja necessário discutir os mecanismos de aversão ao risco e o perfil de risco para a operação do sistema. Desde início do século o Setor Elétrico Brasileiro já passou por três métodos de aversão ao risco diferentes e atualmente está sendo estudada a utilização da SAR.

Qualquer método de aversão requer a calibração de parâmetros para ajustar o perfil de risco do sistema. Enquanto o CVaR permite uma representação indireta da aversão ao risco, por ser um critério puramente econômico, a SAR permite representar diretamente um critério físico de suprimento, que é o nível crítico do armazenamento. No entanto, é necessário definir a criticidade do nível de armazenamento e da série de vazão aos quais se quer proteger.

Este trabalho apresentou metodologia onde o processo de definição dos parâmetros passar a ser unidimensional, o que facilita a compreensão do fenômeno e permite analisar com facilidade o trade off entre custo operativo e aumento da segurança de suprimento. Para isso é necessário que a implementação da SAR não possua a necessidade de definição de penalidades e seja bianual, este último quesito sendo compatível com a capacidade de regularização do sistema. Os resultados mostraram que nem sempre a SAR calculada com o biênio de vazão mais seco do histórico é a que oferece a maior proteção para o sistema, devido à característica multi-dimensional do problema.

Por fim, ressalta-se que o processo de calibração da SAR é uma oportunidade para se definir com clareza qual deve ser o critério de suprimento do Brasil. Por exemplo, a SAR permite definir como critério de suprimento a igualdade entre o valor esperado do CMO e o CME, sujeito a que a probabilidade do volume dos reservatórios fique abaixo de 10% não exceda 5%.

7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS, "Procedimentos Operativos para Aumentar a Segurança Energética - Mudança na Metodologia de Definição da Série de Referência", Reunião do PMO de Abril de 2010
- (2) ONS, "Nota Técnica NT ONS 059/2008", 2008.
- (3) ÁVILA, P., BEZERRA, B., BARROSO, L. A., GRANVILLE, S., PEREIRA, M. V., "Cálculo da Garantia Física Total do Sistema Considerando Restrições de Aversão ao Risco na Política Operativa", Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, Outubro de 2013.
- (4) M. V. PEREIRA AND L. M. V. G. PINTO, "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning". *Mathematical Programming*, 52:359-375, 1991.
- (5) CPAMP, Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (2013), Relatório Técnico – Desenvolvimento, implementação e testes de validação da metodologia para internalização do mecanismo de aversão ao risco CVaR no programa computacional DECOMP para estudos energéticos e formação de preço, Brasília.
- (6) MATOS, V.L., FINARDI, E.C., LARROYD, P.V. Uma Medida Coerente de Risco como Métrica para o Planejamento Anual da Operação Energética. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro-RJ, maio de 2012.
- (7) DINIZ, A.L., TCHEOU, M.P., MACIEIRA, M.E.P. Uma Abordagem Direta para Consideração do CVaR no Problema de Planejamento da Operação Hidrotérmica. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro-RJ, maio de 2012.
- (8) BEZERRA, B., BARROSO, L.A., BRITO, M., PORRUA, F., FLACH, B., PEREIRA, M.V.F., "Measuring the Hydroelectric Regularization Capacity of the Brazilian Hydrothermal System", IEEE General Meeting, Mineápolis, Estados Unidos, 2010.
- (9) DA COSTA JR, L.C., BEZERRA, B., BARROSO, L.A., BRITO, M., THOMÉ, F., PEREIRA, M.V.F., "Nível Meta: Avaliação da Metodologia e dos Impactos Econômicos para o Consumidor", XX SNPTEE, Recife, novembro de 2009.
- (10) CPAMP, "Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos Modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física", 18 de outubro de 2016.
- (11) PSR, "Possible improvements in the Risk-Aversion Curve", Presentation at the Brazilian Independent System Operator (ONS), Mar. 2008. (In Portuguese).
- (12) DINIZ, A.L., MACEIRA, M.E.P., VASCONCELLOS, C.L.V., PENNA, D.D.J., "A combined SDDP/benders decomposition approach with a risk-averse surface concept for reservoir operation in long term power generation planning", *European Journal of Operational Research*, 2016.
- (13) DA COSTA JR, L.C., PEREIRA, M.V.F., "Joint stochastic/robust SDDP policy", December 2016

8.0 DADOS BIOGRÁFICOS



Bernardo V. Bezerra nascido no Rio de Janeiro no ano de 1980, doutor em Engenharia Elétrica em 2016 e Diretor Técnico da PSR.

Luiz Carlos da Costa Júnior nascido no Rio de Janeiro no ano de 1982, doutor em Engenharia Elétrica em 2013 e sócio da PSR.

Martha R. M. Carvalho nascido no Rio de Janeiro no ano de 1985, mestre em Engenharia Elétrica em 2013 e sócia da PSR.

Celso Dall'Orto nascido em Campinas no ano de 1983, mestre em Engenharia Elétrica em 2016 e sócio da PSR.

Felipe Nazaré nascido no Rio de Janeiro no ano de 1993, graduado em Engenharia Elétrica em 2017 e consultor na PSR.

Mario V. F. Pereira nascido no Rio de Janeiro no ano de 1953, doutor em Engenharia Elétrica em 1985 e Diretor Presidente da PSR.