

CADERNOS DO IME – Série Estatística

Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
ISSN on-line 2317-4535 / ISSN impresso 1413-9022 - v. 48, p.50 - 79, 2020
DOI: 10.12957/cadest.2020.55393

CONSIDERAÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO POR MEIO DO MÉTODO AHP

Thatiana C. Justino
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
thatiana@cepel.br

Albert C.G. Melo
Universidade do Estado do Rio de Janeiro e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
albert.melo@ime.uerj.br e albert@cepel.br

Nelson Maculan
Universidade Federal do Rio de Janeiro
maculan@cos.ufrj.br

Resumo

Há uma preocupação crescente com o aquecimento global e com o aumento dos níveis de emissões de gases de efeito estufa (GEE) nos sistemas climáticos. Como os benefícios de ações de mitigação das emissões de GEE estão ligados a estratégias de longo prazo, como o planejamento da expansão, faz-se necessário que as metodologias e os modelos para o planejamento da expansão da geração de longo prazo (PEGLP) se tornem facilitadores das ações para a mitigação das mudanças climáticas. Este trabalho apresenta uma metodologia geral para o PEGLP que representa de forma explícita as emissões de GEE na tomada de decisão, baseada em métodos de apoio à decisão multicritério e que emprega ainda técnicas de análise de envoltória de dados e de agrupamento estatístico. A abordagem é flexível e pode ser aplicada a qualquer tipo de sistema elétrico ou circunstância do país. A metodologia proposta, empregando o método AHP, foi aplicada a uma configuração real do sistema interligado brasileiro, de grande porte. Os resultados evidenciaram a sua capacidade de auxiliar o PEGLP considerando emissões de GEE e a sua relevância para a política energética.

Palavras-chave: Planejamento da expansão; Mudanças climáticas; Emissão de gases de efeito estufa; Métodos multicritério.

1. Introdução

Dados publicados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel On Climate Change - IPCC*) (IPCC, 2012) revelam que foram observadas mudanças significativas na temperatura da superfície do planeta no último século, tendo sido superiores a 1,75°C em algumas regiões. Por esta razão, nos últimos anos, em todo o mundo, tem havido uma preocupação cada vez crescente com o aquecimento global - ou *mudanças climáticas*, e com os impactos do aumento dos níveis de emissões de gases de efeito estufa de origem antropogênica nos sistemas climáticos.

Neste sentido, diversos países têm se comprometido com metas para a mitigação das mudanças climáticas. Um exemplo é o estabelecimento do Acordo de Paris, em 2015, que visa limitar o aumento da temperatura da Terra em até 1,5°C até 2100. No âmbito deste acordo, cada país participante declarou a sua “pretendida” Contribuição Nacionalmente Determinada (*intended Nationally Determined Contribution – iNDC*) para alcançar o referido objetivo, com foco em tecnologias de baixo carbono e renováveis.

Considerando que os benefícios das ações de mitigação das emissões de GEE estão intimamente ligados a estratégias de longo prazo, i.e., com o planejamento da expansão, notadamente do sistema de geração, seria interessante que as metodologias e os modelos para o planejamento de longo prazo da expansão de sistemas elétricos passem a ser promotores de ações para a mitigação das mudanças climáticas como, por exemplo, das iNDCs dos países participantes do Acordo de Paris. Isto deve ocorrer, principalmente, em países em desenvolvimento, onde haverá crescimento do consumo de energia elétrica e aumento da capacidade instalada de geração e transmissão, situação distinta da maioria dos países desenvolvidos, que deverão experimentar redução de consumo e de emissões per capita, por meio de ações profundas de eficiência energética e substituição de tecnologias fósseis por renováveis.

A metodologia usualmente empregada, inclusive no Brasil, para o planejamento da expansão de geração busca determinar uma estratégia de expansão e/ou um cronograma de obras que atenda o consumo de energia elétrica previsto para o horizonte de estudo, minimizando o custo de investimento mais o custo de operação, respeitando determinados níveis de segurança e considerando ainda aspectos socioambientais; constitui-se, portanto, em um problema de planejamento da expansão mono-objetivo. Embora os procedimentos empregados no processo de planejamento sejam aderentes para o propósito para o qual foram concebidos e, muitas vezes utilizem modelos computacionais sofisticados baseados em programação matemática e programação estocástica, a partir dos compromissos assumidos no Acordo de Paris, inclusive pelo

Brasil, carecem da incorporação, de forma sistemática, no processo de tomada de decisão, da questão da mitigação dos efeitos das mudanças climáticas.

Trata-se, em última análise, de um novo paradigma para o planejamento da expansão: a busca de uma solução de compromisso entre esses múltiplos objetivos. Para isso, faz-se necessário o desenvolvimento de modelos apropriados e o emprego de técnicas de apoio à decisão multicritério (FIGUEIRA et al., 2005) torna-se altamente relevante.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia geral, baseada em técnicas de apoio à decisão multicritério, para resolver o problema de planejamento de longo prazo da expansão do sistema de geração de energia elétrica de grande porte, que considere explicitamente a mitigação das mudanças climáticas na tomada de decisão, bem como outros objetivos, e.g., segurança energética e econômico.

O núcleo da metodologia proposta é constituído por quatro etapas básicas: (i) formulação de alternativas de planos de expansão da geração (e de troncos de interligação entre os subsistemas); (ii) avaliação do desempenho destas alternativas em relação aos objetivos (ou critérios) adotados; (iii) pré-seleção das alternativas que irão para a etapa posterior; e (iv) a realização de uma análise multicritério para selecionar as “melhores” alternativas de plano de expansão de acordo com as preferências do decisor. Para ilustrar a aplicação da metodologia, neste trabalho, a análise multicritério foi realizada utilizando o método AHP (*The Analytic Hierarchy Process*) (SAATY, 1977, 2008).

Além de geral, a abordagem proposta é flexível e pode ser aplicada a qualquer tipo de sistema elétrico ou circunstância do país. No entanto, sua aplicação prática pode tirar proveito de modelos especializados, em cada etapa, que reconhecem características ou procedimentos específicos do sistema que está sendo analisado, bem como a modelagem de preferências considerada. Neste sentido, no caso do sistema brasileiro, a metodologia proposta utilizará os modelos MELP (Lisboa et al., 2008) e NEWAVE (Maceira et al., 2008, 2018) para a formulação e avaliação do desempenho das alternativas de planos de expansão.

Assim, a metodologia proposta é multidisciplinar, sendo baseada em métodos de apoio à decisão multicritério, empregando ainda técnicas de análise de envoltória de dados e de agrupamento estatístico, otimização inteira e otimização estocástica.

A metodologia proposta foi aplicada a uma configuração real do sistema interligado brasileiro, de grande porte. Os resultados evidenciaram sua capacidade de auxiliar o PEGLP considerando emissões de GEE e sua relevância para a política energética.

2. O Planejamento da Expansão da Geração

Usualmente, o problema de planejamento da expansão da geração é modelado como um problema com um único objetivo: 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, 1980, GCPS/ELETROBRÁS, 1999) e, mais recentemente, considerando aspectos de desenvolvimento sustentável (MELO et al., 2012).

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.

As características particulares do sistema elétrico brasileiro - de grande porte, com um parque gerador com preponderância hidrelétrica, potencial hidrelétrico remanescente ainda relevante, envolvendo intercâmbios de grandes blocos de energia entre as diversas regiões do país para capturar os ganhos sinérgicos devido à diversidade hidrológica, taxas de crescimento do consumo de energia elevadas no longo prazo, política energética que prioriza as fontes renováveis de energia, com expectativa de elevada penetração das novas renováveis intermitentes (eólica e solar) - exigem que o planejamento da expansão do sistema elétrico seja feito com base em estudos com horizontes de longo prazo. Para tais estudos, no Brasil, pode-se adotar o modelo MELP – Modelo de Expansão de Longo Prazo (Lisboa et al., 2008), desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica).

A estratégia de expansão determinada nos estudos de longo prazo é refinada na etapa de planejamento de curto prazo da expansão (horizonte de 10 anos), produzindo o plano decenal de expansão, com desagregação anual, e um programa de obras de referência, que visa à implantação de novos projetos de geração e transmissão, por meio de leilões públicos. Nesta etapa, adota-se o modelo NEWAVE – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazos (Maceira et al., 2008, 2018), também desenvolvido pelo CEPEL.

As seções seguintes apresentam uma breve descrição dos modelos MELP e NEWAVE.

2.1 Modelo da Expansão de Longo Prazo – MELP

No modelo MELP (Lisboa et al., 2008), o problema do planejamento da expansão da geração é caracterizado pela existência de dois subproblemas acoplados: subproblema de investimento e um subproblema de operação. O subproblema de investimento é um problema de programa inteira mista com múltiplos estágios que propõe uma estratégia de expansão para todo o período de planejamento a ser avaliada pelo subproblema de operação que, por sua vez, é formulado como um problema contínuo (linear).

O subproblema de investimento é definido principalmente pelos custos de investimento de usinas hidrelétricas, térmicas e troncos de interligação. O subproblema de operação está relacionado com os custos de combustíveis das usinas térmicas, manutenção de usinas (hidrelétricas e térmicas) e custos de déficits. No MELP, a operação do sistema é analisada para cada estágio de tempo do horizonte de planejamento considerando até dez cenários hidrológicos, incluindo necessariamente uma condição de hidrologia crítica para avaliar a confiabilidade do sistema, e as outras condições hidrológicas são usadas para avaliar as condições da operação econômicas do sistema. A representação simplificada do problema de operação permite a solução direta com base em algoritmos de Branch-and-Cut (WOLSEY, 1998) ou Branch-and-Price (SABÓIA & LUCENA, 2011)

2.2 Modelo de Planejamento da Operação de Longo e Médio Prazos - NEWAVE

No modelo NEWAVE (MACEIRA et al., 2008, 2018), o problema de planejamento da operação é representado como um problema de programação linear estocástico multi-estágio. Sua função objetivo é minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo de todo o período de planejamento considerando mecanismos de aversão a risco, dado um estado inicial do sistema (armazenamento e tendência hidrológica). Custos de combustível das usinas termoeletricas e penalidades para o não atendimento ao mercado consumidor compõem o custo de operação. A solução deste problema resulta em uma estratégia operativa que, para cada estágio do período de planejamento, dado o estado inicial do sistema no estágio, produz metas de geração de energia e de intercâmbios entre subsistemas. No NEWAVE, os vários reservatórios do sistema podem ser agregados em reservatórios equivalentes de energia (TERRY et al., 2004) ou representados por meio de uma modelagem híbrida, permitindo que o modelo NEWAVE represente as usinas hidroelétricas individualmente, em todo ou em parte do seu horizonte de planejamento (MACEIRA et al., 2019a, 2019b). Por sua vez, o estado do sistema inclui a energia armazenada dos reservatórios equivalentes e informações da

"tendência hidrológica", por exemplo, as últimas p energias naturais afluentes de cada reservatório, individual ou equivalente.

Para resolver o problema de programação linear estocástico multi-estágio, o NEWAVE utiliza o algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (PEREIRA & PINTO, 1991, MACEIRA, 1993). Após o cálculo da estratégia de operação, é realizada uma simulação final adotando outros 2000 cenários hidrológicos. A partir dos resultados desta simulação final são produzidas estatísticas (valores esperados, desvio padrão, distribuições de frequências, etc) associadas a diversos indicadores de desempenho do sistema, entre os quais, custo total de operação, custo marginal de operação, risco de déficit, déficit de energia, geração hidrelétrica e térmica, vertimentos etc.

3. Métodos de Apoio à Decisão Multicritério

Existem decisões que são mais complexas por natureza onde o número de critérios que devem ser analisados é grande, ou os critérios são conflitantes, ou são decisões que precisam ser tomadas em grupo no qual os interesses dos integrantes são conflitantes, ou suas consequências podem afetar muitas pessoas. Além disso, tais critérios podem, ainda, ser de naturezas distintas como, por exemplo, custo, distância, qualidade, que são expressos em diferentes métricas (BELTON & STERWART, 2002). Para auxiliar as decisões em tais situações podemos utilizar a Análise de Decisão com Múltiplos Critérios (ADMC). De acordo com FIGUEIRA et al. (2005), esta abordagem está fortemente relacionada à forma como as pessoas tomam decisões, considerando de forma explícita os prós e contras de diversos pontos de vista.

Assim, existe uma variedade de abordagens e metodologias para tratar problemas com múltiplos critérios. No entanto, independente do método utilizado, existem conceitos básicos e procedimentos que devem ser considerados na ADMC. ROY (2005) aponta como elementos básicos de uma ADMC as alternativas de solução do problema, os critérios utilizados para avaliar e comparar as alternativas, e o tipo de problema de decisão ou problemática que se deseja resolver (escolha, classificação, ordenação ou descrição).

Para resolver cada problemática é preciso sintetizar as informações sobre os desempenhos das alternativas a partir de um procedimento de agregação. Em geral, a agregação dos desempenhos das alternativas é realizada por meio de um procedimento matemático explícito, embora possa ser realizada de forma implícita. As abordagens que

utilizam o procedimento matemático explícito são classificadas em dois grupos: (i) baseada em um critério de síntese; e (ii) baseada em relações de sobreclassificação (i.e, prevalência, subordinação ou superação).

Os métodos que utilizam a *abordagem de um critério de síntese*, em geral, calculam o desempenho global das alternativas para determinar uma ordenação da melhor alternativa para a pior. As principais características destes métodos são: (i) permitem a compensação entre os critérios. Os pesos, geralmente, atribuídos aos critérios para expressar a preferência do decisor podem ser considerados como taxas de substituição; (ii) as preferências e indiferenças são transitivas; (iii) não permitem a incomparabilidade entre as alternativas. Alguns dos métodos multicritério que utilizam esta abordagem são o MAUT, o AHP, o MACBETH e o VIP Analysis.

Os métodos de sobreclassificação estão baseados na comparação par a par das alternativas para determinar uma relação de sobreclassificação entre as alternativas. As principais características destes métodos são: (i) relação de sobreclassificação não é transitiva; (ii) permitem a incomparabilidade entre as alternativas; (iii) não são compensatórios, pois os pesos associados aos critérios têm sentido de poder voto para contribuir com a maioria que está a favor de uma sobreclassificação, e não podem ser considerados como taxas de substituição (FIGUEIRA et al., 2005). Além dos problemas de ordenação, também existem métodos de sobreclassificação que destinam-se a resolver problemas de seleção e de classificação. Os métodos de sobreclassificação mais conhecidos são os da Família ELECTRE e da Família PROMETHEE.

Por sua vez, a abordagem que realiza a agregação dos desempenhos das alternativas através de procedimentos implícitos é chamada de *abordagem interativa*. De acordo com ROY & BOUYSSOU (1991), esta agregação não é realizada por meio de regras, mesmo que parciais ou provisórias, mas através de uma sequência de julgamentos ad hoc formulados pelo decisor. Os julgamentos tem apenas significado local, pois envolvem a vizinhança de uma alternativa ou um conjunto muito pequeno de alternativas. Nesta abordagem, destacam-se os métodos de programação matemática multiobjetivo (ANTUNES et al., 2016).

Na referência (JUSTINO, 2020), vários métodos ADMC foram utilizados. No entanto, para a aplicação da metodologia proposta realizada neste trabalho, foi suposto que a estrutura do decisor admitia compensação entre os critérios, e optou-se por apresentar os resultados obtidos com a utilização do método AHP (*The Analytic*

Hierarchy Process) (SAATY, 1977, 2008). Assim, apresenta-se a seguir uma descrição sucinta deste método, incluindo as suas vantagens e limitações.

3.1 Método AHP (SAATY, 1977, 2005 e 2008, SAATY, 1987)

O método AHP – *The Analytic Hierarchy Process*, desenvolvido por SAATY, é uma teoria de medida baseada em comparações pareadas e que depende do julgamento de especialista para derivar uma escala de prioridades. Para realizar este julgamento, utiliza-se uma escala fundamental de valores absolutos, no intervalo 1-9, apresentada na Tabela 1 (Escala de Saaty), e que representa o quanto um elemento domina um outro em relação a um dado critério. Sabendo que os julgamentos podem ser inconsistentes, um dos interesses do método AHP é, quando possível, medir inconsistências e melhorar os julgamentos. Na ausência de elicitação dos pesos (ou constantes de escala), ou na inviabilidade de sua obtenção, a Escala de Saaty pode prover, uma orientação inicial para nortear as conjecturas sobre as suas preferências.

Tabela 1 – Escala fundamental de valores absolutos de Saaty

<i>Intensidade da importância</i>	<i>Definição</i>	<i>Explicação</i>
1	Igual importância	As duas atividades contribuem igualmente para o objetivo.
2 3	Importância fraca Importância moderada	A experiência e o julgamento favorecem levemente uma atividade em relação à outra.
4 5	Importância moderada "plus" Importância forte	A experiência e o julgamento favorecem fortemente uma atividade em relação à outra.
6 7	Importância forte "plus" Importância muito forte ou demonstrada	Uma atividade é muito fortemente favorecida em relação à outra, sua dominação de importância é demonstrada na prática.
8 9	Importância muito, muito forte Importância extrema	A evidência favorece uma atividade em relação à outra com o mais alto grau de certeza.
Recíprocos dos de cima	Se uma atividade <i>i</i> tem um dos números não nulos acima atribuído a ele quando comparado com uma atividade <i>j</i> , então <i>j</i> tem o valor recíproco quando comparado a <i>i</i>	Uma suposição razoável.
1,1 - 1,9	Se as atividades são muito próximas	Pode ser difícil atribuir um valor melhor, mas quando comparado com outras atividades contrastantes, o tamanho de número pequenos não dever ser notado, no entanto, eles ainda podem indicar a importância relativa das atividades.

O método AHP possui três etapas:

1. Decomposição/hierarquização do problema: tem como objetivo estruturar a hierarquia da decisão, definindo as metas e os objetivos no nível mais alto, os critérios no nível intermediário e as alternativas no nível mais baixo;
2. Avaliação comparativa dos elementos (alternativas e critérios)
 - 2.1. Construção da matriz de comparação par-a-par dos critérios que reflete a preferência do decisor sobre os critérios, a partir da qual serão definidos os pesos dos critérios;
 - 2.2. Construção, para cada critério, da matriz de comparação par-a-par das alternativas, a partir da qual será calculado o desempenho da alternativa em cada critério;
3. Síntese das prioridades, ou seja, a determinação dos pesos de cada critério, dos desempenhos das alternativas em cada critério, e do desempenho global de cada alternativa. Isto é feito por meio da soma ponderada dos desempenhos das alternativas em cada critério:

$$v(a_i) = \sum_{j=1}^n k_j v_j(a_i) \quad (1)$$

onde:

$v(a_i)$: desempenho global da i-ésima alternativa;

$v_j(a_i)$: desempenho da i-ésima alternativa associada ao j-ésimo critério, $j=1, \dots, n$;

k_j : peso do j-ésimo critério;

n : número de critérios.

Após a determinação do desempenho global de cada alternativa, pode-se ordená-las de forma decrescente, onde a alternativa com maior desempenho global é dita a preferida.

A determinação dos pesos dos critérios é realizada a partir do cálculo do autovetor principal da matriz de comparação par-a-par dos critérios onde o j-ésimo elemento deste vetor representa o peso do j-ésimo critério. Os desempenhos das alternativas em cada critério são calculados da mesma forma, ou seja, para cada critério, calcula-se o autovetor principal da matriz de comparação par-a-par das alternativas no critério e o i-ésimo elemento deste vetor representa o desempenho da i-ésima alternativa no critério.

Para avaliar as inconsistências na matriz de comparação pareada, Saaty propôs calcular o índice de consistência (IC) determinado pela expressão (2), onde λ_{max} é o autovalor associado ao autovetor principal e n é a dimensão da matriz de comparação.

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (2)$$

O índice IC é comparado com um índice aleatório (IA) que depende da dimensão do autovetor (SAATY, 1987). Se o valor da razão IC/IA for menor que 0,10, o grau de consistência é satisfatório. Caso contrário, há sérias inconsistências na matriz de comparação.

Vale ressaltar que dentre as críticas ao método AHP estão a questão da inconsistência que pode ser gerada nas comparações pareadas e no fato que esta comparação torna-se difícil para um número grande de alternativas. No entanto, como, neste trabalho, são utilizados os próprios desempenhos das alternativas, a matriz de comparação das alternativas em cada critério é totalmente consistente. Logo as etapas da construção desta matriz e o cálculo do seu autovetor principal são equivalentes a realizar, para cada critério, a normalização dos desempenhos das alternativas pela soma dos desempenhos de todas as alternativas neste critério.

4. Metodologia Proposta para o Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo considerando Emissões de Gases de Efeito Estufa baseada em Métodos ADMC

O problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo (PEGLP) é modelado como um problema de otimização mono-objetivo onde se busca determinar uma estratégia de expansão e/ou cronograma de obras que atenda o consumo de energia elétrica previsto para o horizonte de estudo, minimizando o custo de investimento mais o custo de operação, respeitando determinados níveis de segurança. Embora os procedimentos empregados no processo de planejamento sejam aderentes ao propósito para o qual foram concebidos e, muitas vezes utilizem modelos computacionais sofisticados (alguns baseados em programação matemática e programação estocástica), há a necessidade da incorporação, de forma sistemática da questão da mitigação dos efeitos das mudanças climáticas no processo de tomada de decisão.

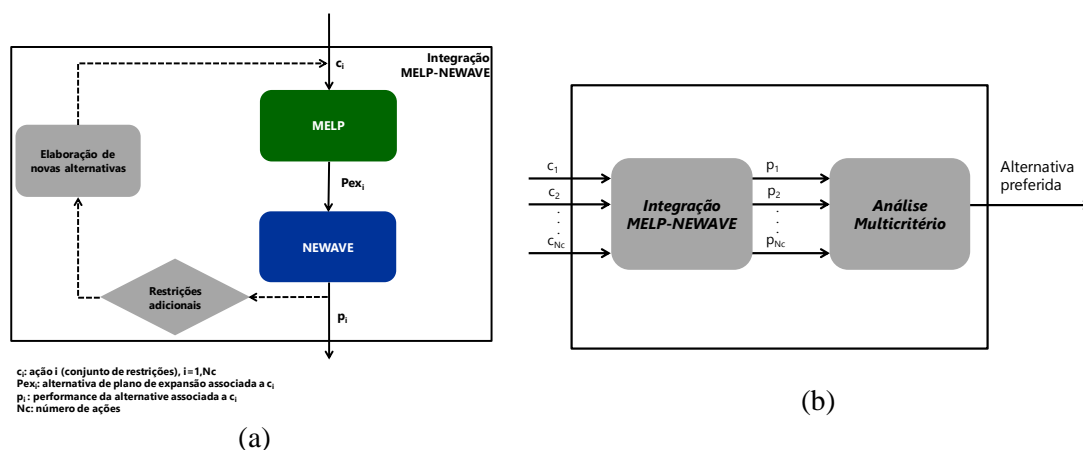
Assim, o PEGLP não deve se limitar a esse objetivo, mas deve harmonizar o objetivo da mitigação das mudanças climáticas (e.g., emissões de GEE) com outros objetivos (e.g., econômico, de segurança energética e socioambiental). Isso implica na

obtenção de planos de expansão da geração que permitam alcançar um equilíbrio entre esses vários objetivos, implicando na necessidade de desenvolvimento de modelos de planejamento da expansão de geração baseados em métodos de Apoio à Decisão com Múltiplos Critérios (FIGUEIRA et al., 2005). Para tal, o PEGLP é modelado aqui como um problema com múltiplos objetivos (ou critérios) de tal forma que diversos objetivos sejam representados de forma explícita na solução do problema. O núcleo da abordagem proposta para resolver o problema PEGLP possui quatro etapas principais: (i) a formulação de alternativas de planos de expansão da geração (e de troncos de interligação entre os subsistemas); (ii) avaliação do desempenho destas alternativas em relação aos objetivos (ou critérios) adotados; (iii) pré-seleção das alternativas que irão para a etapa posterior; e (iv) a realização de uma análise multicritério para selecionar as “melhores” alternativas de plano de expansão de acordo com as preferências do decisor (JUSTINO et al., 2019).

Devido às características do problema de decisão em tela, é interessante que o sistema de ADMC forneça não apenas “a melhor” alternativa segundo os critérios e preferências utilizados, mas a ordenação das alternativas segundo os seus desempenhos globais; trata-se, portanto, da problemática de ordenação. Adicionalmente, também é proveitoso do ponto de vista pragmático, quando da utilização dos métodos baseados em um critério de síntese, que se realize um agrupamento das alternativas em relação aos seus desempenhos globais, colocando em um mesmo grupo aquelas que são equivalentes (indiferentes).

Esta abordagem é geral e flexível, podendo ainda ser aplicada a qualquer tipo de sistema ou circunstância do país. Ademais, sua aplicação prática pode, em cada etapa, tirar proveito de modelos especializados que reconhecem características ou procedimentos específicos do sistema que está sendo analisado, bem como da estrutura e modelagem de preferências consideradas. Por exemplo, no caso do sistema interligado brasileiro (ou Sistema Interligado Nacional – SIN), as duas primeiras etapas são realizadas a partir da utilização integrada de modelos especializados de planejamento da expansão e da operação do sistema de geração, i.e., os modelos MELP e NEWAVE, respectivamente. A Figura 1 ilustra o diagrama esquemático da abordagem proposta, porém, considerando os modelos MELP e NEWAVE (JUSTINO et al., 2018, 2019).

Figura 1 – (a) Diagrama esquemático do processo de formulação e avaliação das alternativas; (b) abordagem proposta para o planejamento de longo prazo da expansão da geração



Fonte: Autores

Após a definição do conjunto final de alternativas e de posse dos seus respectivos desempenhos, realiza-se uma *análise multicritério* a fim de determinar qual será a alternativa preferida ou a ordenação das alternativas em relação ao seu desempenho global, de acordo com as preferências do decisor. Para tal, deve-se identificar a estrutura de preferências do decisor e, posteriormente, escolher o método multicritério a ser usado na análise. A metodologia proposta foi implementada no sistema computacional denominado de SADPLANE (Sistema de Apoio à Decisão Multicritério para o PLANEjamento da Expansão da Geração de Longo Prazo considerando Emissões de Gases de Efeito Estufa) (JUSTINO, 2020). Visando incorporar maior robustez à tomada de decisão, foi implementado um conjunto de métodos multicritério, que variam na conformação da modelagem do problema de decisão, inclusive quanto à maneira de realizar a agregação dos desempenhos – compensatória (usando um critério de síntese) ou não compensatória (usando relações de sobreclassificação). Este aspecto está relacionado com o raciocínio de que, quando o decisor é informado por diversos arcabouços, logicamente consistentes e validados empiricamente, é mais provável que ele exerça escolhas sensatas. No entanto, para a aplicação da metodologia proposta realizada neste trabalho, foi suposto que a estrutura do decisor admitia compensação entre os critérios, e optou-se por utilizar o método AHP (*The Analytic Hierarchy Process*) (SAATY, 1977, 2008).

As seções 4.1. a 4.4 descrevem, respectivamente, as etapas de formulação, avaliação, pré-seleção e a agrupamento das alternativas de planos de expansão da geração.

4.1 Formulação de Alternativas de Planos de Expansão da Geração

O modelo MELP é utilizado na primeira etapa para a formulação de alternativas de planos de expansão. Esta etapa é realizada através da inserção de restrições, no problema resolvido pelo MELP, que refletem, por exemplo, possíveis cenários de mitigação de gases de efeito estufa a partir do aumento da participação de fontes renováveis na matriz elétrica.

Por exemplo, no caso da iNDC brasileira, existe uma meta de expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hidroelétrica) na matriz de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação das tecnologias eólica, biomassa e solar. Para formular uma alternativa com estas características pode-se incluir a restrição da equação (3) no problema de otimização do MELP.

$$\begin{aligned} \sum_{j \in J_i^{eol}} ge_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^{sol}} gs_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^{biom}} gb_{i,j,s,l}^k \\ \geq 0,23 \left(\sum_{j \in J_i^{eol}} ge_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^{sol}} gs_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^{biom}} gb_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^H} h_{i,j,s,l}^k \right. \\ \left. + \sum_{j \in J_i^{T'}} t_{i,j,s,l}^k \right), \end{aligned} \quad (3)$$

$$\forall (i, k, s, l) \in \{I_e, K, S, \mathcal{L}\}$$

onde:

I_e	conjunto de subsistemas elétricos;
K	conjunto de períodos de tempo no horizonte de planejamento;
S	conjunto de estações sazonais;
\mathcal{L}	conjunto dos patamares de carga que compõem a curva de demanda de energia elétrica;
J_i^{eol}	conjunto de usinas eólicas no subsistema i ;
J_i^{sol}	conjunto de usinas solares no subsistema i ;
J_i^{biom}	conjunto de usinas térmicas a biomassa no subsistema i ;
J_i^H	conjunto de usinas hidrelétricas no subsistema i ;
$J_i^{T'}$	conjunto de usinas termelétricas, exceto as usinas a biomassa, no subsistema i ;
$ge_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção da usina eólica j , no subsistema i , no patamar de carga l , na estação s , durante o período k ;

$gs_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção da usina solar j , no subsistema i , no patamar de carga l , na estação s , durante o período k ;
$gb_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção da usina termelétrica a biomassa j , no subsistema i , no patamar de carga l , na estação s , durante o período k ;
$h_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção hidrelétrica referente a potência inicial da usina j do subsistema i , no patamar de carga l da estação s do período k ;
$t_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção da usina termelétrica j , no subsistema i , no patamar de carga l , na estação s , durante o período k ;

O problema de PEGLP é representado no MELP por um problema de programação linear inteira mista que é caracterizado pela existência de dois subproblemas acoplados: um subproblema de investimento e outro de operação, sendo este último simplificado devido à complexidade e ao porte do problema. Entretanto, no caso de sistemas com as características do SIN, torna-se necessário que a *avaliação dos desempenhos das alternativas* seja realizada por meio de um problema de planejamento da operação que considere de forma mais detalhada os aspectos da estocasticidade das afluições aos reservatórios das usinas hidrelétricas. Por isso, a segunda etapa da abordagem proposta é realizada pelo modelo NEWAVE.

Vale ressaltar que, para sistemas de pequeno porte e/ou sem predominância de hidroeletricidade, a etapa de *avaliação dos desempenhos das alternativas* também poderia ser realizada por meio de simulações com o modelo MELP.

4.2 Avaliação do Desempenho das Alternativas

O problema de planejamento da operação no modelo NEWAVE é representado como um problema de programação linear estocástico multi-estágio; sua função objetivo é minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo de todo o período de planejamento considerando mecanismos de aversão a risco, dado um estado inicial do sistema (armazenamento e tendência hidrológica). Após o cálculo da política de operação, é realizada uma simulação final a fim de avaliar o desempenho do sistema na presença de cenários hidrológicos diferentes daqueles adotados no cálculo da política. Para tanto, são considerados outros 2000 cenários hidrológicos multivariados.

A partir dos resultados da simulação final são produzidas estatísticas (valores esperados, desvio padrão, distribuições de frequências, etc) associadas a diversos indicadores de desempenho do sistema, entre os quais, custo total de operação, custo marginal de operação, risco de déficit, déficit de energia, geração hidrelétrica e

termelétrica, vertimentos, etc. Estes indicadores podem ser utilizados para construir os critérios da análise proposta neste trabalho.

Conforme mencionado na seção 4, neste trabalho, para resolver o problema de PEGLP, deseja-se conciliar o objetivo de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas com outros objetivos, e.g., econômicos, de segurança energética e socioambientais. Na abordagem proposta, o objetivo econômico será representado pelo critério *custo total de expansão* calculado a partir da soma do custo de investimento obtido pelo modelo MELP e do valor esperado do custo de operação obtido pelo modelo NEWAVE. Por sua vez, o risco médio de déficit de energia, também calculado pelo NEWAVE, foi selecionado como critério para representar o objetivo de segurança energética. Neste trabalho, os objetivos socioambientais não foram diretamente considerados, embora possam ser abrigados na metodologia proposta.

Para representar o objetivo de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas propõe-se utilizar o critério *emissões de GEE*, calculado pelo NEWAVE, e.g. no último ano de planejamento, caso ele coincida com as metas da iNDC brasileira.

4.3 Pré-seleção das Alternativas para a Etapa de Análise Multicritério

Uma vez que se disponha dos desempenhos, em cada critério, do conjunto inicial de alternativas, realiza-se a etapa de pré-seleção, a fim de identificar o conjunto final de alternativas, que devem ser consideradas na etapa de análise multicritério, excluindo, por exemplo, alternativas que não sejam eficientes ou estejam distantes da fronteira de eficiência. Esta etapa é particularmente importante nos métodos de um critério de síntese quando o número de alternativas ou a variabilidade de desempenhos entre elas possa dificultar a elicitação dos pesos (ou constantes de escala) ou a determinação das funções de valores parciais adequadas para a análise intracritério. Para tanto, será utilizada a técnica de Análise Envoltória de Dados – DEA (*Data Envelopment Analysis*) (CHARNES et al., 1978, ESTELLITA e MEZA, 2000).

DEA é uma técnica não paramétrica, baseada em programação linear, amplamente utilizada para avaliar a eficiência de organizações que atuam em um mesmo setor (DMU - *Decision Making Units*) e que convertem quantidades $x_i \forall i = 1, \dots, s$ de insumos em quantidades $y \forall i = 1, \dots, m$ de produtos. No caso geral, uma DMU usa múltiplos insumos $X = (x_1, \dots, x_s)$ para produzir múltiplos produtos $Y = (y_1, \dots, y_m)$ e sua pontuação (escore) de eficiência é definido pelo seguinte quociente:

$$\theta = \frac{u_1 y_1 + \dots + u_m y_m}{v_1 x_1 + \dots + v_s x_s} \quad (4)$$

em que θ é a eficiência, $U=(u_1,...,u_m)$ e $V=(v_1,...,v_s)$ correspondem aos vetores de pesos atribuídos aos produtos e aos insumos, respectivamente.

Neste trabalho foi utilizado o modelo clássico de DEA que admite uma função fronteira com rendimentos constantes de escala (*Constant Return to Scale* - CRS). Neste modelo, sob a abordagem de conservação de recursos (orientação ao insumo), a medida de eficiência técnica θ ($0 \leq \theta \leq 1$) de uma DMU é definida como a contração radial máxima do vetor de insumos X que pode produzir o mesmo vetor Y de quantidades de produtos:

$$\text{Eficiência} = \text{Min } \{ \theta \mid (\theta X, Y) \in \text{conjunto de possibilidades de produção } T(X, Y) \} \quad (5)$$

4.4 Agrupamento das Alternativas em relação aos seus Desempenhos Globais usando Técnicas Estatísticas

Nos problemas de decisão que envolvem a problemática de ordenação e o cálculo dos desempenhos globais por meio de métodos baseados em um critério de síntese, e.g., no método AHP, pode ser interessante a identificação, ao final da ordenação, das alternativas que sejam equivalentes (ou indiferentes) entre si. Isto pode ser feito pelo emprego de uma tolerância (limiar de indiferença) para se comparar os valores finais da métrica utilizada (e.g., índice global de desempenho, no caso do AHP). Outra possibilidade, mais eficiente principalmente quando o número de alternativas é elevado, é a utilização de técnicas estatísticas de análise de agrupamentos. Neste trabalho foi utilizado um algoritmo hierárquico aglomerativo – o método de Ward (JOHNSON e WICHERN, 1998).

A análise de agrupamentos (*cluster analysis*) é uma técnica estatística útil na segmentação de um conjunto de N objetos, caracterizados por p atributos, em subconjuntos mutuamente exclusivos, denominados conglomerados ou *clusters*, de tal forma que os objetos em um mesmo subconjunto sejam semelhantes entre si, mas ao mesmo tempo diferentes dos objetos pertencentes aos outros subconjuntos.

Os algoritmos de análise de agrupamentos baseiam-se em uma medida de dissimilaridade ou distância entre os objetos. Por exemplo, quando os atributos são quantitativos é comum empregar a distância euclidiana. Sejam $x=(x_1,...,x_p)$ e $y=(y_1,...,y_p)$ dois objetos caracterizados por p atributos quantitativos, a distância euclidiana entre estes dois objetos é definida como:

$$d_{x,y} = \sqrt{(x_1 - y_1)^2 + (x_2 - y_2)^2 + \dots + (x_p - y_p)^2} \quad (6)$$

O método de Ward é um método hierárquico aglomerativo (*bottom-up*), i.e., no início cada objeto forma um *cluster* que sucessivamente sofre uma série de fusões com outros *clusters* até que no final todos os objetos estejam em um único agrupamento.

Visando obter clusters mais homogêneos, o método Ward, de forma distinta dos métodos de encadeamento, agrupa o par de clusters que resulta no menor incremento da variabilidade interna dos agrupamentos a cada iteração. Tal critério de agregação decorre da adoção da seguinte medida de similaridade:

$$d_{ij} = \frac{p_i p_j}{p_i + p_j} d^2(c_i, c_j) \quad (7)$$

onde p_i e p_j denotam as quantidades de objetos nos *clusters* i e j respectivamente e $d^2(c_i, c_j)$ representa o quadrado da distância Euclidiana entre os centroides dos agrupamentos i e j .

4.4.1 Definição do Número Adequado de Agrupamentos

A definição do número adequado de agrupamentos depende, evidentemente, dos objetivos pretendidos, assim como da existência, ou não, de condições de contorno. No entanto, pode-se utilizar métricas para se aferir o desempenho da agregação, e.g, o dendrograma do processo de agrupamento (quando se utiliza um algoritmo hierárquico aglomerativo) e o percentual da inércia entre as classes (*Between Sum of Squares* - BSS) na inércia total dos dados (*Total Sum of Squares* - TSS).

O *dendrograma* é um gráfico especial que mostra a sequência de aglomeração dos *clusters*, uma informação útil na identificação do número de agrupamentos presentes em um conjunto de dados. O dendrograma oferece soluções para diferentes níveis de agregação dos objetos, sendo que os comprimentos dos ramos expressam o grau de dissimilaridade entre dois agrupamentos.

A variabilidade total de um conjunto de N objetos multivariados x_i , $\forall i=1, \dots, N$ pode ser quantificada pela inércia total (TSS) definida como a soma dos quadrados dos desvios de cada objeto em relação ao centro de gravidade $\bar{\bar{x}}$ (média) do conjunto de dados. A TSS pode ser expressa como a soma de duas parcelas: a inércia dentro dos *clusters* (*Within Sum of Squares* - WSS) e a inércia entre *clusters* (BSS).

$$TSS = \sum_{i=1}^N \|x_i - \bar{\bar{x}}\|^2 = \sum_{q=1}^k \sum_{i \in q}^{n_q} \|x_i - \bar{X}_q\|^2 + \sum_{q=1}^k n_q \|\bar{X}_q - \bar{\bar{x}}\|^2 = WSS + BSS \quad (8)$$

em que $\|x_i - \bar{X}\|^2$ denota o quadrado da distância euclidiana entre o objeto x_i e a média do conjunto de dados; X_q é o centro de gravidade do *cluster* q ; e n_q é o total de elementos no *cluster* q , $\forall q=1,K$.

Na análise de agrupamentos busca-se um número de *clusters* K tal que, na partição do conjunto de dados, a inércia entre os *clusters* seja preponderante (mais de 80% da inércia total) e consequentemente apenas uma parcela menor da variabilidade total dos dados esteja contida dentro dos agrupamentos.

4.5 Diagrama Esquemático da Metodologia Proposta

A Figura 2 apresenta, de forma esquemática, o núcleo básico da metodologia proposta.

Figura 2 – Núcleo básico da metodologia proposta



Fonte: Autores

5. Aplicação da Metodologia Proposta ao Sistema de Geração Brasileiro

O caso utilizado neste trabalho é baseado em uma configuração real do sistema interligado brasileiro obtida do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE (MME & EPE, 2015). Embora, o ano meta para os compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris seja 2025, a iNDC brasileira também informou contribuições indicativas subsequentes, incluindo o setor elétrico, a serem alcançadas em 2030; assim, este ano foi adotado como último ano (horizonte) do período de planejamento no estudo de caso. Como consequência, o período de planejamento considerado foi 2016 a 2030, para o qual foi formulado um conjunto de alternativas de planos de expansão da geração (e troncos de interligação). Os custos de implantação dos projetos candidatos (usinas hidrelétricas,

termelétricas, eólicas e solares PV e troncos de interligações) foram obtidos do relatório (EPE, 2018).

5.1 Formulação de Alternativas de Planos de Expansão da Geração

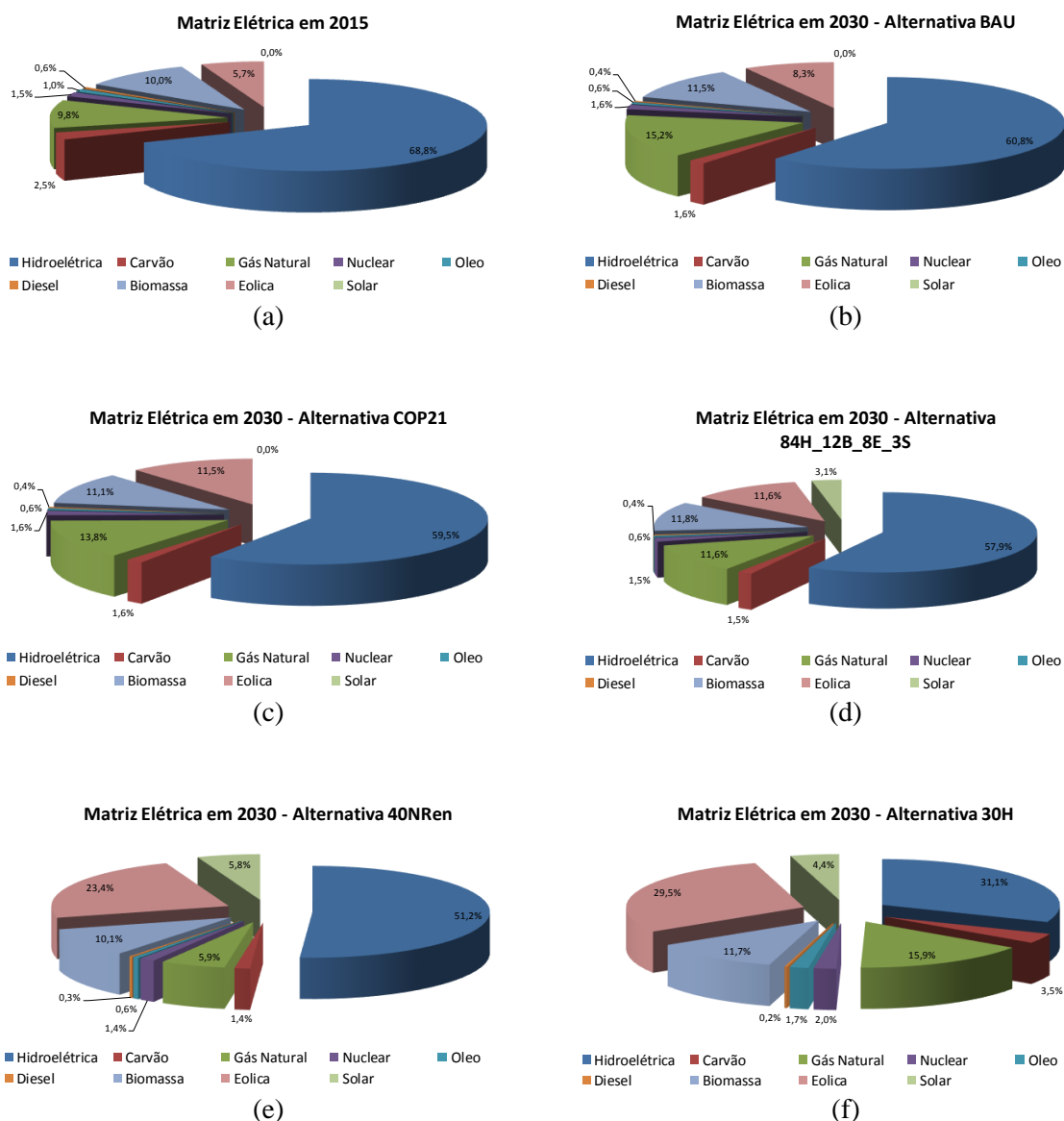
As alternativas de plano de expansão da geração para o período de planejamento 2016 a 2030 foram obtidas através de simulações com o modelo MELP. A primeira alternativa (BAU) foi obtida usando o procedimento de planejamento atual e corresponde ao caso *business as usual*. Adicionalmente, foram formuladas quatorze alternativas de planos de expansão, através da inserção, no modelo MELP, de restrições associadas a políticas energéticas específicas, tais como as iNDCs brasileiras, e suas implicações na matriz elétrica brasileira em 2030.

Para facilitar a análise posterior, associou-se a cada uma destas alternativas um código mnemônico, conforme descrito a seguir: (i) BAU: business as usual; (ii) COP21: capacidade de biomassa + eólica + solar $\geq 23\%$ da capacidade instalada total (CT) do sistema; (iii) 84(H_COP21): capacidade de hidrelétrica + biomassa + eólica + solar $\geq 84\%$ CT; (iv) 30NRen: capacidade de biomassa + eólica + solar $\geq 30\%$ CT; (v) 40NRen: capacidade de biomassa + eólica + solar $\geq 40\%$ CT; (vi) 12B_8E_3S: {biomassa $\geq 12\%$ CT, eólicas $\geq 8\%$ CT e solar $\geq 3\%$ CT}, simultaneamente; (vii) N6: capacidade instalada de usinas nucleares $\geq 6,000$ MW; (viii) N8: capacidade instalada de usinas nucleares $\geq 8,000$ MW; (ix) COP21_N8: considera simultaneamente as restrições das alternativas COP21 e N8; (x) 12B_8E_3S_N8: considera simultaneamente as restrições das alternativas 12B_8E_3S e N8; (xi) 84(H_12B_8E_3S): considera simultaneamente as restrições das alternativas 84(H_COP21) e 12B_8E_3S; (xii) 50H: capacidade de hidrelétrica $\leq 50\%$ CT; (xiii) 45H: capacidade de hidrelétrica $\leq 45\%$ CT; (xiv) 40H: capacidade de hidrelétrica $\leq 40\%$ CT; (xv) 30H: capacidade de hidrelétrica $\leq 30\%$ CT.

A matriz elétrica em 2015, em termos da capacidade instalada (%), é ilustrada na Figura 3(a), e nas Figuras 3(b) a 3(f) são ilustradas as participações fontes de energia, para o ano de 2030, para as alternativas BAU, COP21, 84(H_12B_8E_3S) e 40NRen e 30H, respectivamente. Nota-se destas figuras que o aumento da participação das fontes biomassa, eólica e solar em relação ao cenário BAU foi compensado, na maior parte, pela redução na participação de usinas hidrelétricas e de térmicas a gás natural. Observa-se também que houve redução na participação de usinas térmicas a carvão, óleo e nucleares, porém, em menor escala. Vale ressaltar que na maioria das alternativas houve um aumento significativo na participação das eólicas, o que corrobora a competitividade econômica e a maturidade comercial desta fonte. Por outro lado, considerando os dados utilizados, a geração solar ainda não é competitiva frente às demais fontes, só expandindo

nas alternativas em que se pré-definiu um percentual de participação desta fonte (alternativas 12B_8E_3S, 12B_8E_3S_N8 e 84(H_12B_8E_3S)), ou quando a política energética requeria um grande percentual das fontes biomassa, eólica e solar (alternativa 40NRen), ou quando há uma grande redução de usinas hidrelétricas (alternativas 50H, 45H, 40H e 30H).

Figura 3 – Composição da matriz elétrica das alternativas



Fonte: Autores

Ressalta-se ainda que as alternativas 50H, 45H, 40H e 30H, representam políticas energéticas que resultam em planos com reduções aceleradas e até mesmo, do ponto de

vista pragmático, de abandono da expansão de usinas hidrelétricas. Por exemplo, comparando com o ano-base (2015), seriam acrescentados 24.000, 17.000, 8.000 e 5.000 MW de capacidade de hidroelétricas, respectivamente, frente ao acréscimo 37.000 na alternativa BAU. Como consequência, além do aumento dos custos, há um aumento extremamente elevado de usinas eólicas, além de um aumento na participação de fontes mais poluentes como o gás natural e até de usinas termelétricas a carvão, a fim de manter a confiabilidade do sistema.

5.2 Avaliação do Desempenho das Alternativas de Planos de Expansão

As alternativas elaboradas na etapa de formulação foram avaliadas a partir da simulação com o modelo NEWAVE, em termos dos seguintes critérios: custo total de expansão calculado a partir da soma do custo de investimento obtido pelo modelo MELP e do valor esperado do custo de operação obtido pelo modelo NEWAVE, o risco de déficit de energia do subsistema Sudeste e as emissões de GEE em 2030. Todos os parâmetros, exceto o custo de investimento, foram obtidos pelo NEWAVE, tendo-se introduzido neste modelo o cálculo de emissões de ciclo de vida de GEE por tecnologia de geração de energia ($\text{CO}_2\text{eq/kWh}$) (IPCC, 2012). Para este estudo, utilizou-se o risco de déficit do Sudeste por ser o subsistema com maior demanda de energia e maiores capacidade de geração e armazenamento, tendo assim preponderância na determinação do risco do sistema interligado brasileiro.

Para cada critério, a Tabela 2 apresenta os desempenhos das alternativas que foram utilizados na etapa de análise multicritério. Verifica-se que os valores dos desempenhos das alternativas estão coerentes com as suas respectivas composições da matriz elétrica do SIN. Por exemplo, a alternativa BAU, que possui uma das menores participações das usinas com tecnologia biomassa, eólica e solar, apresenta o menor custo total de expansão; por outro lado, esta alternativa corresponde ao maior valor de emissões de GEE devido ao grande percentual de usinas termelétricas a gás natural.

Tabela 2 – Resultados da avaliação do desempenho das alternativas de plano de expansão

Alternativa	Valor esperado do custo total (10^6 R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton $\text{CO}_2\text{eq.}$)
BAU	404.504,91	1,78	106,04
CO21	407.151,96	1,59	94,82
84(H_COP21)	424.225,83	1,57	84,92
30NRen	438.816,36	1,64	70,30
40NRen	491.674,60	2,01	49,81
12B_8E_3S	410.048,60	1,57	98,85
N6	409.939,19	1,45	103,79

Alternativa	Valor esperado do custo total (10⁶ R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO₂eq.)
N8	423.266,05	1,45	101,26
COP21_N8	444.829,71	1,69	81,85
12B_8E_3S_N8	436.264,37	1,57	82,36
84(H_12B_8E_3S)	419.977,12	1,56	85,44
50H	444.494,95	1,87	76,41
45H	466.867,19	1,92	75,22
40H	490.842,91	1,96	72,84
30H	679.878,65	3,43	88,13

Fonte: Autores

5.3 Pré-seleção das Alternativas para a Etapa de Análise Multicritério

Nesta etapa, o modelo de análise de envoltória de dados (DEA) foi aplicado ao conjunto de alternativas, onde o vetor de insumos de cada alternativa é constituído pelos critérios custo total, risco de déficit e emissões de GEE apresentados na Tabela 2, e o vetor de quantidades de produtos assume o valor unitário para todas alternativas. A eficiência de cada alternativa é apresentada na Tabela 3.

Como o objetivo da etapa de pré-seleção é manter o maior número possível de alternativas, eliminando apenas aquelas que estejam distantes da fronteira de eficiência, i.e., que possam acarretar em uma incapacidade dos métodos ADMC em distinguir as demais alternativas entre si (indiferença), verifica-se que adoção do limiar de 90% atende este objetivo. Assim, adotando o limiar de corte igual a 90%, a alternativa 30H é, então, descartada, pois a sua eficiência é de 68%.

Tabela 3 – Resultados da análise de envoltória de dados

Alternativa	Eficiência
BAU	100%
CO21	100%
84(H_COP21)	100%
30NRen	100%
40NRen	100%
12B_8E_3S	99%
N6	100%
N8	100%
COP21_N8	96%
12B_8E_3S_N8	100%
84(H_12B_8E_3S)	100%
50H	98%
45H	94%
40H	91%
30H	68%

Fonte: Autores

5.4 Análise Multicritério para o Planejamento da Expansão da Geração

Esta análise foi realizada através do método AHP. A fim de verificar o desempenho da metodologia proposta para diferentes cenários de preferência, a análise multicritério foi realizada sob o ponto de vista de quatro tipos de decisores, conforme listado a seguir: (i) decisor que não tem preferência entre os critérios, i.e., *neutro* - Decisor DN; (ii) decisor que considera que o critério *custo total* tem preferência sobre os demais - Decisor DC; (iii) decisor que considera que o critério *risco de déficit* tem preferência sobre os demais - Decisor DR; (iv) decisor que considera que o critério *emissões de GEE* tem preferência sobre os demais - Decisor DE.

Para o Decisor DN, a ordenação das alternativas e seus respectivos desempenhos globais são apresentados na Tabela 4. Nesta tabela, e nas demais semelhantes, são também assinalados em vermelho e verde respectivamente os piores e melhores desempenhos em cada critério.

Observa-se que a alternativa 40NRen obteve o melhor desempenho global pois, embora possua os piores desempenhos nos critérios custo total e risco de déficit, estes são compensados pelo seu excelente desempenho no critério emissões de GEE. Isto ocorre porque a diferença entre os valores de emissões de GEE é muito mais significativa do que a diferença entre os valores dos outros critérios: o seu custo (R\$ 492 bilhões) é 21% superior ao custo mais baixo (R\$ 404 bilhões, BAU); o seu risco de déficit (2,01%) é 39% superior ao do risco mais baixo (1,45%, N6 e N7); por outro lado, o valor mais elevado das emissões de GEE (106 Mton CO₂eq, BAU) é 2 vezes superior ao desta alternativa (50 Mton CO₂eq). Estes elementos também justificam o pior desempenho da alternativa BAU.

Adicionalmente, as alternativas 50H, 45H e 40H, que representam políticas energéticas que resultam em planos de forte redução ou abandono da expansão de usinas hidrelétricas ocupam as últimas posições.

Para analisar a aplicação do método AHP para os demais tipos decisores, em que há preferência de um critério sobre os demais, utilizou-se intensidade *forte* (grau 5 na escala de Saaty). As Tabelas 5, 6 e 7, apresentam, respectivamente, as ordenações obtidas com o método AHP para os Decisores DC, DR e DE.

Nota-se que, para o Decisor DC (Tabela 5), as alternativas com melhores desempenhos no critério custo total, desde que também apresentem desempenhos bons ou razoáveis nos demais critérios, passaram a ocupar os primeiros lugares (COP21, N6, 84(H_12B_8E_3S), 12B_8E_3S). Por exemplo, a alternativa preferida foi a COP21 que

exibe bons desempenhos nos critérios custo total (segundo melhor) e risco déficit, e desempenho razoável no critério emissões de GEE.

Tabela 4 – Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DN

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 ⁶ R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO ₂ eq.)
40NRen	0,0798	491.674,60	2,01	49,81
30NRen	0,0754	438.816,36	1,64	70,30
84(H_12B_8E_3S)	0,0728	419.977,12	1,56	85,44
84(H_COP21)	0,0726	424.225,83	1,57	84,92
12B_8E_3S_N8	0,0726	436.264,37	1,57	82,36
N6	0,0714	409.939,19	1,45	103,79
N8	0,0710	423.266,05	1,45	101,26
COP21	0,0709	407.151,96	1,59	94,82
COP21_N8	0,0705	444.829,71	1,69	81,85
12B_8E_3S	0,0702	410.048,60	1,57	98,85
50H	0,0699	444.494,95	1,87	76,41
40H	0,0687	490.842,91	1,96	72,84
45H	0,0680	466.867,19	1,92	75,22
BAU	0,0662	404.504,91	1,78	106,04

Fonte: Autores

Tabela 5 – Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DC

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 ⁶ R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO ₂ eq.)
COP21	0,0740	407.151,96	1,59	94,82
N6	0,0739	409.939,19	1,45	103,79
84(H_12B_8E_3S)	0,0735	419.977,12	1,56	85,44
12B_8E_3S	0,0734	410.048,60	1,57	98,85
84(H_COP21)	0,0729	424.225,83	1,57	84,92
30NRen	0,0728	438.816,36	1,64	70,30
N8	0,0724	423.266,05	1,45	101,26
BAU	0,0723	404.504,91	1,78	106,04
12B_8E_3S_N8	0,0718	436.264,37	1,57	82,36
40NRen	0,0703	491.674,60	2,01	49,81
COP21_N8	0,0701	444.829,71	1,69	81,85
50H	0,0699	444.494,95	1,87	76,41
40H	0,0675	490.842,91	1,96	72,84
45H	0,0653	466.867,19	1,92	75,22

Fonte: Autores

Para o Decisor DR (Tabela 6) a alternativa preferida (N6) foi aquela que possui o melhor desempenho em termos de risco de déficit. A segunda alternativa (N8) possui o mesmo valor de risco de déficit, no entanto a N6 possui custo total menor, por isso foi a preferida, muito embora os desempenhos globais das duas estejam muito próximos.

Tabela 6 – Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DR

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 ⁶ R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO ₂ eq.)
N6	0,0776	409.939,19	1,45	103,79
N8	0,0774	423.266,05	1,45	101,26
84(H_12B_8E_3S)	0,0749	419.977,12	1,56	85,44
84(H_COP21)	0,0745	424.225,83	1,57	84,92
12B_8E_3S_N8	0,0745	436.264,37	1,57	82,36
30NRen	0,0739	438.816,36	1,64	70,30
12B_8E_3S	0,0735	410.048,60	1,57	98,85
COP21	0,0732	407.151,96	1,59	94,82
COP21_N8	0,0705	444.829,71	1,69	81,85
40NRen	0,0681	491.674,60	2,01	49,81
BAU	0,0667	404.504,91	1,78	106,04
50H	0,0664	444.494,95	1,87	76,41
40H	0,0649	490.842,91	1,96	72,84
45H	0,0639	466.867,19	1,92	75,22

Fonte: Autores

A Tabela 7 apresenta os resultados para o Decisor DE (emissões de GEE tem preferência sobre os demais critérios). Neste caso, a alternativa com melhor desempenho no critério com preferência foi a escolhida (40NRen). Por sua vez, a alternativa BAU que possui pior desempenho neste critério ficou em último lugar na ordenação.

Tabela 7 – Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DE

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 ⁶ R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO ₂ eq.)
40NRen	0,1009	491.674,60	2,01	49,81
30NRen	0,0796	438.816,36	1,64	70,3
45H	0,0748	466.867,19	1,92	75,22
40H	0,0736	490.842,91	1,96	72,84
50H	0,0735	444.494,95	1,87	76,41
12B_8E_3S_N8	0,0715	436.264,37	1,57	82,36
COP21_N8	0,0708	444.829,71	1,69	81,85
84(H_COP21)	0,0703	424.225,83	1,57	84,92
84(H_12B_8E_3S)	0,0701	419.977,12	1,56	85,44
COP21	0,0654	407.151,96	1,59	94,82
12B_8E_3S	0,0637	410.048,60	1,57	98,85
N8	0,0633	423.266,05	1,45	101,26
N6	0,0626	409.939,19	1,45	103,79
BAU	0,0597	404.504,91	1,78	106,04

Fonte: Autores

5.5 Agrupamento das Alternativas

A partir dos desempenhos globais calculados pelo método AHP, foi efetuada a análise de agrupamentos utilizando o método de Ward. Os números de classes para os Decisor DN, DC, DR e DE foram 6, 4, 4, e 5, respectivamente. Nas Tabelas 4 a 7, as cores azul e branco das duas primeiras colunas refletem as alternativas constantes em cada grupo.

6. Conclusões

Este trabalho propôs uma metodologia geral, baseada em técnicas de apoio à decisão multicritério, para resolver o problema de planejamento da expansão do sistema de geração de energia elétrica de longo prazo, que considere explicitamente a mitigação das mudanças climáticas na tomada de decisão. O núcleo básico da metodologia engloba quatro etapas principais: (i) formulação de alternativas de planos de expansão da geração (e de troncos de interligação entre os subsistemas); (ii) avaliação do desempenho destas alternativas em relação aos objetivos (ou critérios) adotados; (iii) pré-seleção das alternativas que irão para a etapa posterior; e (iv) realização de uma análise multicritério para selecionar as “melhores” alternativas de plano de expansão de acordo com as preferências do decisor. Adicionalmente, quando pertinente, técnicas estatísticas de análise de agrupamentos são aplicadas ao final da ordenação para identificar as alternativas que são indiferentes entre si.

A metodologia proposta foi aplicada a uma configuração do sistema interligado brasileiro planejada para o ano 2024, a qual foi estendida para o ano 2030. Foram analisadas, sob a ótica de 4 cenários de preferências distintas, 14 alternativas de expansão formuladas, considerando 3 objetivos (ou critérios): mudanças climáticas (emissões de gases de efeito estufa), segurança energética (risco de déficit) e econômico (custos de investimento e de operação).

Com relação às alternativas formuladas de plano de expansão, corroborou-se a competitividade da energia eólica. Resultado contrário se verificou para a fonte solar, que se expande apenas nas alternativas em que se pré-definiu um percentual de participação desta ou quando a política energética requeria um elevado percentual de participação conjunta das fontes biomassa, eólica e solar, ou quando há uma acentuada redução na expansão de usinas hidrelétricas.

Notou-se que para os cenários de preferência considerados não houve uma alternativa que fosse preferida em todos os casos. Entretanto, a alternativa N6 obteve um

bom desempenho global nos casos em que o risco de déficit e custo total tinham preferência sobre os demais critérios, ocupando o primeiro e o segundo lugares, respectivamente. Já a alternativa COP21 ocupou o primeiro lugar quando o custo total tinha preferência sobre os demais critérios, e faz parte do primeiro agrupamento junto com as alternativas N6, 84(H_12B_8E_3S) e 12B_8E_3S. Por outro lado, a alternativa 40NREn foi a preferida quando o critério emissões de GEE tinha preferência sobre os demais, e também quando os critérios foram igualmente preferíveis, devido ao seu excelente desempenho no critério emissões de GEE.

Para todos os tipos de decisores, exceto aquele que tem preferência pelas emissões de GEE, as alternativas que representam políticas energéticas que resultam em planos de expansão com reduções aceleradas e até mesmo, do ponto de vista pragmático, de abandono da expansão de usinas hidrelétricas, ocupam as últimas posições nas ordenações das alternativas e devem, portanto, ser descartadas.

Os resultados obtidos apontam o potencial da metodologia proposta em auxiliar na escolha robusta dos “melhores” planos de expansão conforme as preferências do decisor, podendo, inclusive, ser um instrumento relevante para análises de políticas públicas em termos de expansão de energia elétrica, verificando os custos e os benefícios associados, antes de sua efetiva adoção.

Os resultados também encorajam a continuação da pesquisa a fim de aprimorar a metodologia proposta por meio da consideração de outros objetivos e de outros métodos multicritérios como, por exemplo, métodos de sobreclassificação ou que utilizem programação multiobjetivo.

Referências

- ANTUNES, C. H., ALVES, M. J., CLÍMACO, J. N. **Multiobjective Linear and Integer Programming**. Springer International Publishing Switzerland, Euro Advanced Tutorials on Operational Research, 2016.
- BELTON, V., STERWART, T. J. **Multiple Criteria Decision Analysis – An Integrated Approach**, Massachusetts, Kluwer Academic Publishers, 2002.
- CHARNES, A., COOPER, W.W., RHODES, E. Measuring the Efficiency of Decision Making Units, **European Journal of Operational Research**, v. 2, p. 429-444, 1978.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), Estudos para a Expansão: Custo Marginal da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro – Metodologia e Cálculo. Relatório Técnico EPE-DEE-RE-55/2018 – r1, 2018.
- ESTELLITA, M. P. L., MEZA, L. A. Análise Envoltória de Dados e Perspectivas de Integração no Ambiente de Apoio à Decisão, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2000.
- FIGUEIRA, J., GRECO, S., EHROGOTT, M. (eds). **Multicriteria Decision Analysis: State of the Art Surveys**, Boston, Springer Science + Business Media, Inc, 2005.
- GCPS/ELETOBRÁS – 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.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC (2012), **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation** (SRREN).

JOHNSON, R. A. and WICHERN, D. W. **Applied Multivariate Analysis**, Fourth Edition, Prentice Hall, New Jersey, 1998.

JUSTINO, T. C., MELO, A. C. G., MACULAN, N., MACEIRA, M. E. P. Consideração de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Geração por meio de Métodos de Apoio à Decisão Multicritério, **XIX Latin Ibero-American Conference on Operations Research**, Lima, Peru, 2018.

JUSTINO, T. C., MELO, A. C. G., MACULAN, N., MACEIRA, M. E. P. A Multicriteria Modelling to the Long Term Generation Expansion Planning considering Greenhouse Gas Emissions, **30th European Conference on Operational Research**, Dublin, Ireland, 2019.

JUSTINO, T. C. Um Sistema de Apoio à Decisão Multicritério para o Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo Considerando Emissões de Gases de Efeito Estufa, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2020.

LISBOA, M. L. V., MARZANO, L. G., SABÓIA, C. H. M., MACEIRA, M. E. P., MELO, A.C.G. A Mixed Integer Programming Model for Long Term Generation Expansion Planning of the Brazilian System, **16th Power Systems Computation Conference, Glasgow**, Scotland, 2008.

MACEIRA, M. E. P. Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos, Relatório Técnico CEPEL 237/93, Junho 1993.

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, 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 – PSCC 2018**, Dublin, Ireland, 2018.

MACEIRA, M. E. P., CRUZ, C. B., PENNA, D. D. J., DINIZ, A. L., MELO, A. C. G. Combined Representation of Hydropower Plants and Inflow Scenarios Re-Sampling on Stochastic Dual Dynamic Programming – Application to the Brazilian System. **15th International Conference on Stochastic Programming**, Trondheim, Norway, 2019a.

MACEIRA, M. E. P., CRUZ, C. B., PENNA, D. D. J., DINIZ, A. L., TREISTMAN, F., MELO, A. C. G., JUSTINO, T. C. Representação de Usinas Hidrelétricas Individualmente e de Forma Agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - A Abordagem Híbrida. **XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Belo Horizonte, 2019b.

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.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. **Relatório Técnico**, Maio 2020.

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

PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G. Multi Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, **Mathematical Programming**, v. 52, pp. 359-375, 1991.

ROY, B., BOUYSSOU, D. Decision-aid: an Elementary Introduction with Emphasis on Multiple Criteria, **Investigación Operativa**, v. 2, pp. 95-110, 1991.

ROY, B., “Paradigms and Challenges”. In: Figueira, J., Greco, S., Ehrgott, M., editors. **Multicriteria Decision Analysis: State of the Art Surveys**, Boston, Springer Science + Business Media, Inc, pp. 3-24, 2005.

- SAATY, T. L. A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures. **Journal of Mathematical Psychology**, v. 15 (3), pp 234–281, 1977.
- SAATY, R. W. The Analytic Hierarchy Process - What it is and How it is used. **Mathl Modelling**, v. 9, n. 3-5, pp. 161-176, 1987.
- SAATY, T. L. The Analytic Hierarchy And Analytic Network Processes For The Measurement Of Intangible Criteria And For Decision-Making. **In: Figueira, J., Greco, S., Ehrogott, M., editors. Multicriteria Decision Analysis: State of the Art Surveys**, Boston, Springer Science + Business Media, Inc, pp. 345-407, 2005.
- SAATY, T. L. Decision making with the Analytic Hierarchy Process. **Int. J. Services Sciences**, v. 1, n. 1, pp. 83-98, 2008.
- SABÓIA C. H. M., LUCENA A. A Column Generation Approach for Solving Very Large Scale Instances of the Brazilian Long Term Power Expansion Planning Model, **17th Power Systems Computation Conference**, Stockholm, Sweden, 2011.
- TERRY, L. A., MACEIRA, M. E. P., MERCIO, C. V., DUARTE., V. S. Equivalent Reservoir Model for Hydraulic Coupled Systems., **IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Rio de Janeiro, 2004.
- WOLSEY, L. A., 1998, **Integer Programming**. New York, John Wiley & Sons Inc.

CONSIDERING GREENHOUSE GAS EMISSIONS IN LONG TERM GENERATION EXPANSION PLANNING THROUGH THE AHP METHOD

Abstract

There is a growing concern about global warming - or climate change, and the impacts of rising greenhouse gas (GHG) emissions levels in climate systems. As the benefits of GHG emissions mitigation actions are closely related to long-term strategies, like expansion planning, it is necessary that the methodologies and models for the Long-Term Generation Expansion Planning (LTGEP) become enablers of actions to mitigate climate change. This work presents a general methodology for the LTGEP that explicitly represents GHG emissions in decision making. This methodology is based on multi-criteria decision methods, also employing data envelopment analysis and statistical clustering techniques. Besides being general, the approach is flexible, can be applied to any type of electrical system or circumstance in the country, and allows that the formulation of expansion plan alternatives and the evaluation of their performance can be accomplished through the integrated use of specialized expansion and operation planning models. The proposed approach, using the AHP method, was applied to a real configuration of the large scale Brazilian interconnected power system. The results pointed to its ability to support the long-term generation expansion planning considering greenhouse gas emissions and its relevance in terms of energy policy.

Keywords: Expansion Planning, Climate Change, Greenhouse Gas Emissions, Multi-criteria Methods.