

## Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

### REPRESENTAÇÃO DE MEDIDAS DE MITIGAÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS

THATIANA C. JUSTINO(1); ALBERT C. GEBER DE MELO(1)(2); MARIA ELVIRA P. MACEIRA(1)(2); CRISTIANE B. CRUZ(1); NELSON MACULAN (3)  
CEPEL (1); UERJ (2); UFRJ (3)

#### RESUMO

Descreve-se uma abordagem para a incorporação no modelo de planejamento da operação de longo/médio prazo (NEWAVE) do cálculo de emissões de gases de efeito estufa (GEE), considerando taxas de emissões de GEE por tecnologia, em  $\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ , calculadas por meio do conceito de Avaliação do Ciclo de Vida. Também apresenta-se uma estratégia para representar medidas de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas no planejamento da operação através da inclusão, no problema resolvido pelo modelo NEWAVE, por meio de restrições que representam limites máximos de emissões de GEE. Estudos de caso com configurações reais do sistema interligado brasileiro são apresentados e discutidos.

#### PALAVRAS-CHAVE

Mudanças climáticas, Emissão de gases de efeito estufa, Planejamento de sistemas elétricos, Programação dinâmica dual estocástica, Avaliação de ciclo de vida.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

É notória, a nível mundial, a 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, culminando com o estabelecimento, em 2015, do Acordo de Paris [1]. Como parte deste acordo e no intuito de evidenciar as suas estratégias de mitigação às mudanças climáticas, para conter o aumento da temperatura média global abaixo de  $2^\circ\text{C}$  em relação aos níveis pré-industriais, cada país participante comunicou sua “pretendida” Contribuição Nacionalmente Determinada (*intended Nationally Determined Contribution – iNDC*).

Em nível mundial, diferentemente do Brasil, o setor energético tem sido um dos principais atores da mudança do clima global, contribuindo com pelo menos 2/3 das emissões de gases de efeito estufa (GEE). Logo, pode-se afirmar que o Acordo de Paris sobre Mudança do Clima é, na sua essência, um acordo sobre energia [2]. Como consequência, espera-se uma transformação disruptiva no sistema energético mundial, com a aceleração da descarbonização da economia mundial e a implementação, em larga escala, de tecnologias limpas, eminentemente renováveis, quer existentes ou novas.

Não obstante já se constituir em uma economia de baixo carbono, o Brasil se comprometeu a promover uma redução das suas emissões de GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025, abrangendo todo o conjunto da economia. Além disso, indicou uma contribuição indicativa subsequente de redução de 43% abaixo dos níveis de emissão de 2005, em 2030.

Para alcançar as metas de redução, o governo brasileiro sinalizou a adoção de políticas em diversas áreas da economia. No setor energético, pretende alcançar uma participação de 45% de energias renováveis em 2030,

incluindo: expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz de energética para uma participação de 28% a 33% até 2030; e expandir o uso de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar.

Apesar do Acordo de Paris não ter sido legalmente vinculante e de cada país ter determinado a sua própria contribuição, foi estabelecido o mecanismo de monitoramento das metas, individualmente e globalmente. Mesmo tendo sido a meta brasileira de redução de GEE estabelecida para todo o conjunto da economia, o seu monitoramento se torna mais eficaz quando a mesma é segregada pelos principais setores da economia, o que inclui o setor elétrico. Para que medidas tempestivas possam ser adotadas na eventualidade de expectativa de emissões de GEE acima de metas anuais, é interessante que o seu monitoramento se dê nas etapas do planejamento da expansão e do planejamento da operação de longo prazo.

No Brasil, estas atividades de planejamento da expansão e operação energética do sistema interligado são realizadas com o auxílio do modelo NEWAVE [3-8] que, desde 1998, vem sendo utilizado em estudos oficiais pelas entidades setoriais (Operador Nacional do Sistema – ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – MAE / CCEE, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e Ministério de Minas e Energia – MME), bem como por agentes e concessionárias de energia elétrica. O modelo NEWAVE representa o problema de planejamento da operação de longo/médio prazo como um problema de programação linear estocástica multi-estágio, utilizando como estratégia de solução o algoritmo de programação dinâmica dual estocástica; a sua função-objetivo é minimizar o valor esperado do custo total de operação (custo do acionamento de usinas térmicas e de eventuais deficits de energia no futuro), considerando ainda mecanismos de aversão ao risco hidrológico.

Assim, este trabalho tem por objetivo descrever uma abordagem para a incorporação no modelo de planejamento da operação de longo/médio prazo (NEWAVE) do cálculo de emissões de GEE considerando taxas de emissões de GEE de cada tecnologia, em g CO<sub>2</sub>eq/kWh, calculadas por meio do conceito de Avaliação do Ciclo de Vida (*Life Cycle Assessment* – LCA) [9-10]. Adicionalmente, também é apresentada uma estratégia para representar medidas de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas no problema de planejamento da operação através da inclusão, no problema resolvido pelo modelo NEWAVE, por meio de restrições que representam limites máximos de emissões de GEE de origem antropogênica.

São apresentados e discutidos estudos de caso com configurações reais do sistema interligado brasileiro.

## 2.0 - EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA VIA ANÁLISE DE CICLO DE VIDA (LCA)

Mudanças climáticas referem-se a mudanças no estado do clima que pode ser identificado (e.g., usando testes estatísticos) por mudanças na média e/ou variabilidade de suas propriedades, e isso persiste por um longo período, tipicamente décadas ou mais. As mudanças climáticas podem ser devidas a processos internos naturais ou a forças externas, como modulações dos ciclos solares, erupções vulcânicas e mudanças antropogênicas persistentes na composição da atmosfera ou no uso da terra.

Por sua vez, a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (*United Nations Framework Convention on Climate Change* - UNFCCC), define, em seu artigo 1º, mudanças climáticas como: "mudança de clima que é atribuída diretamente ou indiretamente à atividade humana, que altera a composição da atmosfera global e que é além da variabilidade climática natural observada em períodos de tempo comparáveis" [11]. Assim, a UNFCCC faz uma distinção entre as mudanças climáticas atribuíveis às atividades humanas que alteram a composição atmosférica, e variabilidades climáticas atribuíveis a causas naturais, razão pela qual é adotada neste documento a definição da UNFCCC.

No Quinto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas - *Intergovernmental Panel On Climate Change* (IPCC) [12] são analisados os impactos e riscos relacionados à mudança do clima, e como os impactos podem ser reduzidos e gerenciados por meio de ações de *mitigação* e *adaptação*. Neste relatório, a mitigação é definida como a intervenção antropogênica para reduzir as fontes de emissões de gases de efeito estufa ou para aumentar os seus sumidouros, ao passo que a adaptação se refere ao processo de ajuste, em sistemas naturais ou humanos, em resposta a estímulos climáticos reais ou esperados (e.g., alterações nos regimes de precipitações, ocorrência mais frequente de eventos climáticos extremos, etc), ou seus efeitos, que pode reduzir os danos ou explorar oportunidades benéficas. Desta forma, a mitigação tem benefícios globais ao passo que a adaptação geralmente funciona na escala do sistema afetado, o que é regional, na melhor das hipóteses, mas principalmente local. Chama-se a atenção que ações de adaptação estão fora do escopo deste trabalho.

Quando expressas na unidade CO<sub>2</sub>-equivalentes (CO<sub>2</sub>eq), as reduções de emissões obtidas por diferentes ações de mitigação podem ser comparadas entre si e caso os custos de implementação das ações sejam conhecidos, suas relações custo-benefício podem ser determinadas e também comparadas. Já os benefícios da adaptação são

mais difíceis de expressar em uma única métrica, dificultando comparações entre os esforços de adaptação, além de sua avaliação necessitar da consideração dos contextos sociais, econômicos e políticos em que ocorrem.

Assim, conhecendo as estimativas de produção de energia elétrica de cada fonte de geração e as respectivas taxas de emissões de GEE ( $\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ ) de cada tecnologia, pode-se estimar a produção de emissões de GEE da configuração do sistema elétrico analisado, quer a nível de planejamento da expansão ou da operação.

Por sua vez, a forma mais precisa de se estimar as taxas de emissões de GEE de cada tecnologia consiste na utilização da metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida – *Life Cycle Assessment* (LCA). A LCA é uma técnica para avaliar os impactos ambientais associados a todas as etapas da vida útil de um produto, desde a extração da matéria-prima, passando pelo processamento, fabricação, distribuição, uso, reparo e manutenção, e descarte ou reciclagem de materiais [9]. Assim, a medição das emissões de GEE no ciclo de vida envolve o cálculo do potencial de aquecimento global das fontes de energia elétrica por meio da avaliação do ciclo de vida de cada fonte de energia. As taxas de emissões de GEE são apresentados em unidades de potencial de aquecimento global por unidade de energia elétrica gerada por essa fonte, e usualmente expressos em  $\text{g CO}_2\text{eq/kWh}$ .

Dentro do escopo da elaboração pelo IPCC do *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (SRREN), publicado em 2012 [9], o NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) conduziu o projeto “Life Cycle Harmonization Project” [10], onde empreendeu uma revisão abrangente das avaliações de ciclo de vida de tecnologias de geração publicadas na literatura. Das 2.165 referências coletadas, 296 passaram nos testes de triagem relativos à qualidade e à relevância, e alimentaram um banco de dados. Este banco de dados formou a base para a avaliação do ciclo de vida das emissões de GEE para tecnologias de geração adotadas no relatório SRREN do IPCC.

A Figura 1 apresenta, por tecnologia de geração, estatísticas dos valores das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida calculados com base nos dados publicados: mínimo, quartis de 25%, 50% e 75%, e máximo. O intervalo interquartil (entre os quartis 25% e 75%) é destacado na figura [9,10].

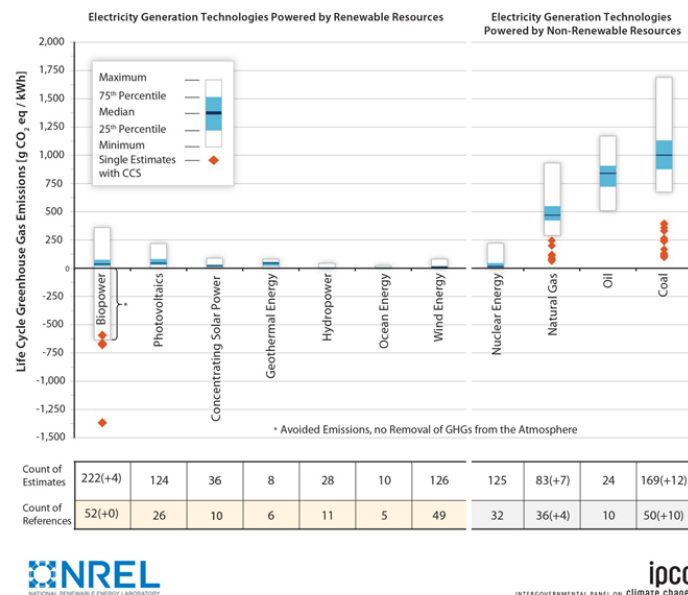


FIGURA 1 - Estatísticas dos valores das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida, por tecnologia

Observa-se na Figura 1 que algumas tecnologias apresentam dispersão elevada nos valores das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida. Assim, neste trabalho, optou-se por utilizar a mediana, por se tratar de uma medida de posição pouco afetada por valores discrepantes. A Tabela 1 apresenta os valores adotados das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida.

Tabela 1 – Taxas de emissões de GEE por tecnologia via LCA ( $\text{g CO}_2\text{eq/kWh}$ ) – Mediana

Tecnologia	Taxas de Emissões de GEE ( $\text{g CO}_2\text{eq/kWh}$ )
Hidráulica	4
Oceano	8
Eólica	12
Nuclear	16
Biomassa	18

Tecnologia		Taxas de Emissões de GEE (g CO <sub>2</sub> eq/kWh)
Solar	CSP	22
	PV	46
Geotérmica		45
Gás		469
Óleo		840
Carvão		1001

### 3.0 - FORMULAÇÃO DO MODELO NEWAVE

No modelo NEWAVE [4,5], 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 (REEs) [12] ou representados por meio de uma *modelagem híbrida*, permitindo que o modelo NEWAVE represente as usinas hidroelétricas (UHEs) individualmente, em todo ou em parte do seu horizonte de planejamento [7-8]. Esta nova abordagem híbrida tira proveito de ambas as modelagens, sem aumentar demasiadamente o esforço computacional, pela consideração dos benefícios de uma representação individual de UHEs no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, e de tantos REEs quantos forem necessários para representar a diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas, nos estágios temporais posteriores. 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) [14-15]. 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 [3,6].

A formulação compacta do problema de planejamento da operação de médio/longo prazo representada no modelo NEWAVE, em sua forma recursiva, está apresentada em (1).

$$\begin{aligned}
 \min_{x_1} \quad & c_1 x_1 + E[\phi_2(x_1, \xi_2)] \quad (1a) \\
 \text{s. a.} \quad & g_1(x_1) = b_1 \\
 & x_1 \in X
 \end{aligned}
 \quad
 \begin{aligned}
 \phi_t(x_{t-1}, \xi_t) = \min_{x_t} \quad & c_t x_t + E_{\xi_{t+1}|\xi_t, \dots, \xi_{t+1-p}}[\phi_{t+1}(x_t, \xi_{t+1})] \quad (1b) \\
 \text{s. a.} \quad & g_t(x_t) = b_t(x_{t-1}, \xi_{t-j}, j=1, \dots, p) \\
 & x_t \in X \\
 & t = 2, \dots, T
 \end{aligned}$$

As variáveis de decisão  $x_t$  são associadas aos níveis de reservatórios  $x_t^{EA}$  e à alocação dos recursos hídricos  $x_t^{GH}$  e térmicos  $x_t^{GT}$ . A incerteza das afluições aos reservatórios é representada pelo vetor  $\xi_t$ .

A seguir, são apresentadas as modelagens do subproblema de cada nó  $(t, s)$  do período  $t$  e do cenário *forward*  $s$  e do cenário  $\omega$ , com e sem a consideração de limites máximos de emissões de GEE. Por simplificação, apresenta-se a formulação relativa a REEs.

#### 3.1 Modelagem Básica

O subproblema de cada nó  $(t, s)$  do período  $t$  e do cenário *forward*  $s$  e do cenário *backward*  $\omega$  é apresentado na equação (2). A função objetivo (2a) é composta pelos custo de geração térmica, custo de deficit de energia e eventuais violações de restrições operativas (vazão mínima, desvio de água, geração hidráulica mínima, e etc) onde  $\beta$  é a taxa de desconto mensal e  $CF$  representa o custo futuro. As principais restrições em cada período são a demanda energética (2b) e o balanço hídrico (2c) em cada submercado e REE. Os limites das variáveis de decisão  $x_t$  estão expressos em (2d).

$$\phi^{t,s,\omega} = \phi(x_t^{s,\omega}, \xi_t^\omega) = \min c_{t,gt} x_{gt}^{t,s,\omega} + c_{t,def} x_{def}^{t,s,\omega} + c_{t,viol} x_{viol}^{t,s,\omega} + \left(\frac{1}{1+\beta}\right) CF^t(x_v^{t,s,\omega}, \xi^{t-p,\omega}, p=0, \dots, P-1) \quad (2a)$$

$$\text{s. a.} \quad x_{gt}^{t,s,\omega} + x_{gh}^{t,s,\omega} + x_{geol}^t + x_{gsol}^t + x_{def}^{t,s,\omega} = d^t \quad (2b)$$

$$x_v^{t,s,\omega} - x_v^{t-1,s,\omega} + x_q^{t,s,\omega} = \xi^{t,\omega}, \quad (2c)$$

$$\underline{x}^t \leq x^{t,s,\omega} \leq \overline{x}^t \quad (2d)$$

São apresentadas a seguir as equações de atendimento à demanda, balanço hídrico, função de produção e função de custo futuro, para cada estágio.

$$GH_{t,c,k} + GFIO_{t,c,k} + \sum_{j \in NUT_m} GT_{t,c,j} + \sum_{i \in \theta_k} (F_{t,c}(i,k) - F_{t,c}(k,i)) + DEF_{t,c,m} - EXC_{t,c,m} = DLIQ_{t,c,m} \quad (3a) \text{ [Equação de atendimento à demanda para cada patamar de carga } c \text{ em cada submercado } m]$$

$$EA_{t+1,k} = FDIN_{t,k} EA_{t,k} + FC_{t,k} EC_{t,k} - GH_{t,c,k} - EVT_{t,k} - EVM_{t,k} - EVP_{t,k} - EDVC_{t,k} \quad (3b) \text{ [Equação de balanço hídrico]}$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{k \in NREE} \bar{\pi}_{EA_{1,t+1,k}} EA_{t+1,k} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{EAF_{1,j,t+1,k}} EAF_{t-j+1,k} \geq \bar{\delta}_{1,t+1} \quad (3c) \text{ [Inequações representando a Função de Custo Futuro]}$$

$$\vdots$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{k \in NREE} \bar{\pi}_{EA_{q,t+1,k}} EA_{t+1,k} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{EAF_{q,j,t+1,k}} EAF_{t-j+1,k} \geq \bar{\delta}_{q,t+1}$$

$$t = 1, \dots, T; \quad k = 1, \dots, NREE; \quad m = 1, \dots, NSUBM$$

onde, para cada estágio  $t$ , tem-se:  $GH_{t,c,k}$  geração hidráulica do REE  $k$  para o patamar de carga  $c$ ;  $GFIO_{t,c,k}$  geração fio d'água líquida do REE  $k$  para o patamar de carga  $c$ ;  $GT_{t,c,j}$  geração termoeletrica da usina  $j$  para o patamar de carga  $c$ ;  $F_{t,c}(i,k)$  intercâmbio do subsistema  $i$  para  $k$  no patamar de carga  $c$ ;  $DEF_{t,c,m}$  corte de carga no subsistema  $m$  no patamar de carga  $c$ ;  $EXC_{t,c,m}$  excesso de energia no subsistema  $m$  no patamar de carga  $c$ ;  $DLIQ_{t,c,m}$  demanda líquida no subsistema  $m$  no patamar de carga  $c$ ;  $EA_{t,k}$  energia armazenada no REE  $k$ ;  $FDIN_{t,k}$  fator de correção devido à mudança de configuração no REE  $k$ ;  $FC_{t,k}$  fator de correção da energia controlável;  $EC_{t,k}$  energia controlável afluente ao REE  $k$ ;  $EVT_{t,k}$  energia vertida pelo REE  $k$ ;  $EVM_{t,k}$  energia de enchimento de volume morto do REE  $k$ ;  $EVP_{t,k}$  energia evaporada pelo REE  $k$ ;  $EDVC_{t,k}$  energia desviado do REE  $k$ ;  $\alpha_{t,k}$  valor esperado do custo total de operação do estágio  $t$  até  $T$ , também chamada função de custo futuro do estágio  $t$ ;  $\bar{\pi}_{EA_{1,t+1,k}}$  multiplicador de Lagrange associado à energia armazenada no REE  $k$ ;  $\bar{\pi}_{EAF_{1,t+1,k}}$  multiplicador de Lagrange associado à energia afluente ao REE  $k$ ;  $\bar{\delta}_{1,t+1}$  constante.

### 3.2 Modelagem considerando Limites Máximos de Emissões de Gases de Efeito Estufa

Ao se representar os limites máximos de emissões de gases de efeito estufa no problema de planejamento da operação de médio/longo prazo, a modelagem do subproblema de cada nó  $(t,s)$  do período  $t$  e do cenário *forward*  $s$  e do cenário *backward*  $\omega$  é apresentado na equação (4), onde em relação a equação (2), acrescenta-se tanto as restrições (4d) e (4e) a fim de expressar os limites de emissões de GEE em cada período, como também a parcela referente ao custo de sua violação na função objetivo(4a).

$$\phi^{t,s,\omega} = \phi_t(x_t^{t,s,\omega}, \xi_t^\omega) = \min c_{t,gt} x_{gt}^{t,s,\omega} + c_{t,def} x_{def}^{t,s,\omega} + c_{t,viol} x_{viol}^{t,s,\omega} - c_{t,gee} v_{gee}^{t,s,\omega} + \left(\frac{1}{1+\beta}\right) CF^t(x_v^{t,s,\omega}, \xi^{t-p,\omega}, p=0, \dots, P-1) \quad (4a)$$

$$s.a. \quad x_{gt}^{t,s,\omega} + x_{gh}^{t,s,\omega} + x_{geol}^{t,s,\omega} + x_{gsol}^{t,s,\omega} + x_{def}^{t,s,\omega} = d^t \quad (4b)$$

$$x_v^{t,s,\omega} - x_v^{t-1,s,\omega} + x_q^{t,s,\omega} = \xi_t^\omega, \quad (4c)$$

$$f_{gh} x_{gh}^{t,s,\omega} + f_{gt} x_{gt}^{t,s,\omega} + f_{geol} x_{geol}^{t,s,\omega} + f_{gsol} x_{gsol}^{t,s,\omega} + v_{gee}^{t,s,\omega} \leq l_{gee}^t \quad (4d)$$

$$-\infty \leq v_{gee}^{t,s,\omega} \leq 0 \quad (4e)$$

$$\underline{x}^t \leq x^{t,s,\omega} \leq \overline{x}^t \quad (4f)$$

Apresenta-se a seguir a equação de atendimento aos limites máximos de emissões de GEE em cada estágio, explicitando-se cada uma das fontes que compõe a mesma.

$$\sum_{m \in NSUBM} \sum_{c \in NPC} (\sum_{k \in NREE} FEM_{gh}(GH_{t,c,k} + GFIO_{t,c,k}) + \sum_{j \in NUT_m} FEM_{gt} GT_{t,c,j} + FEM_{geol} GEOL_{t,c,m} + FEM_{gsol} GSOL_{t,c,m}) + v_{gee}^t \leq l_{gee}^t \quad (5) \text{ [Equação de atendimento aos limites máximos de emissões de gases de efeito estufa]}$$

$$t = 1, \dots, T; \quad m = 1, \dots, NSUBM$$

onde, para cada estágio  $t$ , tem-se:  $GH_{t,c,k}$  geração hidráulica do REE  $k$  para o patamar de carga  $c$ ;  $GFIO_{t,c,k}$  geração fio d'água líquida do REE  $k$  para o patamar de carga  $c$ ;  $GT_{t,c,j}$  geração termoeletrica da usina  $j$  para o patamar de carga  $c$ ;  $GEOL_{t,c,m}$  geração eólica no subsistema  $m$  para o patamar de carga  $c$ ;  $GSOL_{t,c,m}$  geração solar no subsistema  $m$  para o patamar de carga  $c$ ;  $FEM_f$  fator de emissão da fonte  $f$ ;  $l_{gee}^t$  limite máximo de emissões de gases de efeito estufa.

#### 4.0 - ESTUDO DE CASO

Para ilustrar a abordagem descrita na Seção 3, tomou-se por base uma configuração do Programa Mensal de Operação – PMO Julho/2018. A seguir, são apresentados os resultados das simulações com o modelo NEWAVE sem e com a consideração dos limites máximos de emissões de GEE.

##### 4.1 Resultados das Emissões de GEE sem a Consideração de Limites Máximos

A Tabela 2 apresenta as emissões anuais de GEE por tecnologia considerando as usinas despachadas centralizadamente no caso em que os limites de emissão não foram considerados no cálculo da política de operação. As emissões relativas às usinas não despachadas centralizadamente são apresentadas na Tabela 3. Conforme esperado, nota-se que as usinas térmicas a gás e a carvão são aquelas que emitem maior quantidade de GEE. A partir da Figura 2, observa-se que estas tecnologias possuem, respectivamente, 52,8% e 32,7% da participação na emissão total do SIN em 2018.

Tabela 2 – Emissões de GEE por tecnologia despacháveis pelo ONS

Tecnologia	Emissões de GEE (Mton CO <sub>2</sub> eq)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Carvão	7,92	9,61	8,90	9,49	10,07
Diesel	0,30	0,71	0,72	0,71	0,44
Gas	12,80	15,41	11,26	12,77	14,02
Nuclear	0,12	0,23	0,24	0,24	0,24
Oleo	1,28	0,45	0,04	0,07	0,04
Hidroelétrica	0,75	1,77	1,90	1,98	2,06
GNL	1,01	1,40	0,55	0,62	0,84
Resíduos I	0,04	0,10	0,12	0,10	0,11
Total	24,22	29,68	23,73	25,98	27,82

Tabela 3 – Emissões de GEE por tecnologia não despacháveis

Tecnologia	Emissões de GEE (Mton CO <sub>2</sub> eq)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Biomassa	0,56	1,12	1,00	1,03	1,07
Eólica	0,80	1,69	1,90	1,98	2,07
Solar	0,16	0,33	0,37	0,38	0,40
PCH	0,17	0,36	0,35	0,37	0,38
Total	1,69	3,49	3,63	3,77	3,93

Participação das Tecnologia na Emissão de GEE do SIN em 2018 (%)

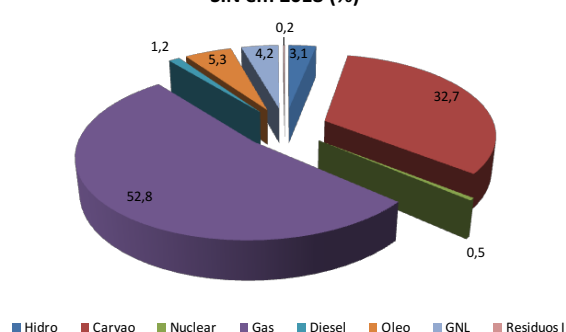


FIGURA 2 – Participação das tecnologias na emissão de GEE do SIN em 2018

Permanência de Emissão de GEE

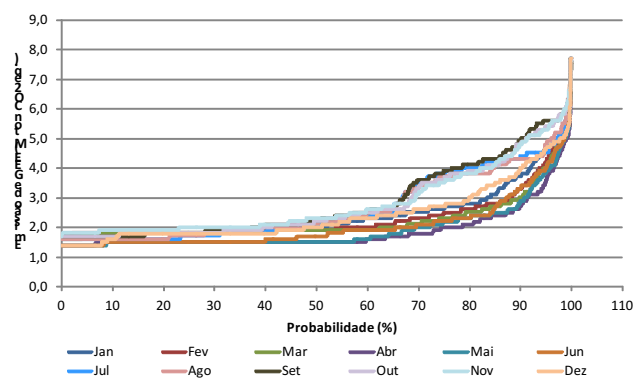


FIGURA 3 – Permanência da Emissão de GEE por mês

Ressalta-se que as simulações realizadas neste trabalho consideraram as emissões das usinas despachadas centralizadamente.

A Figura 3 ilustra a distribuição de frequências acumulada das emissões de GEE para os meses do horizonte de planejamento. As emissões foram mais elevadas para o período seco (julho a novembro), com valores maiores entre os meses de setembro e novembro, devido ao aumento na geração térmica para suprir a diminuição da geração hidráulica causada pelos baixos níveis de armazenamento nos reservatórios das usinas hidroelétrica. Em seguida, as maiores emissões foram encontradas nos meses de julho e agosto, e dezembro e janeiro (transição entre os períodos seco e úmido).

## 4.2 Resultados considerando Limites Máximos de Emissões de GEE

Dada a ausência de uma definição de limites máximos de emissões de GEE e com o intuito de ilustrar o efeito da inclusão desses limites na otimização do despacho hidrotérmico por meio da abordagem descrita na Seção 3.2, optou-se por arbitrar um valor para limite máximo anual, em MtonCO<sub>2</sub>eq, e desagregá-lo em limites máximos mensais, considerando a sazonalidade típica das afluições aos reservatórios das UHEs.

Esta seção apresenta os resultados obtidos a partir da consideração de limites de emissão de GEE no cálculo da política de operação. A fim de avaliar a resposta do modelo à restrição associada às emissões de GEE, foram adotados limites mais restritos, ou seja, menores que as emissões calculadas no caso onde os limites não foram considerados. O valor da penalidade de violação dos limites de emissão também foi inferior aos valores das penalidades de violação das demais restrições de forma a não alterar o perfil de atendimento a demanda.

As emissões de GEE (EMGEE) por tecnologia no horizonte de planejamento são ilustradas na Figura 4 para os casos com e sem a consideração dos limites de emissão e para os subsistemas Sudeste (SE) e Nordeste (NE), e para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Nota-se que ao considerar os limites de emissão, ocorreu uma redução nas emissões das tecnologias mais poluentes, a saber carvão, gás e óleo. Vale ressaltar que o carvão que possui a maior taxa de emissão de GEE de ciclo de vida (1001 g CO<sub>2</sub> eq/kWh), obteve a maior redução de emissão de GEE. No Sudeste a maior redução (19,7%) ocorreu nas emissões das usinas a gás no mês de outubro/2018. Por sua vez, no Nordeste as emissões das usinas a carvão foram zeradas em quase todo o horizonte de planejamento.

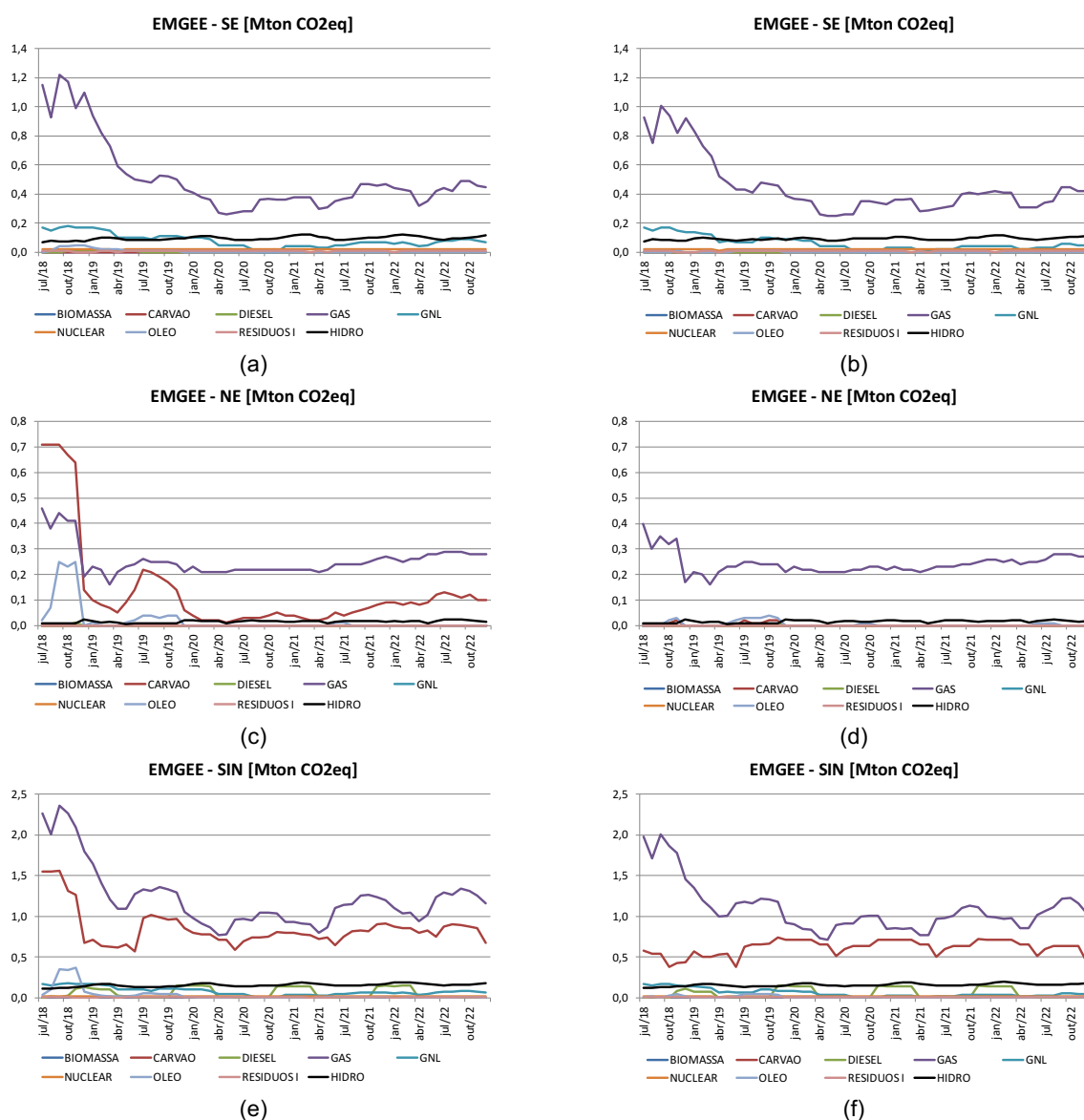


FIGURA 4 – Evolução das emissões de GEE: (a), (c) e (e) caso sem limites de emissão; (b), (d) e (f) caso com limites de emissão.

As reduções nas emissões de GEE seguem às reduções nas suas gerações térmicas, vide Figura 5.

Pode-se observar pela Figura 6 que, no subsistema Sudeste, no início do horizonte de planejamento onde ocorreu a menor redução de emissões, houve um aumento na geração hidráulica quando considerou-se os limites de emissão, em decorrência da redução de geração térmica. No Nordeste, a geração hidráulica no caso com limites de emissão foi maior que a obtida pelo caso sem os limites em quase todo o período de estudo.



FIGURA 5 – Evolução da geração térmica: (a), (c) e (e) caso sem limites de emissão; (b), (d) e (f) caso com limites de emissão.

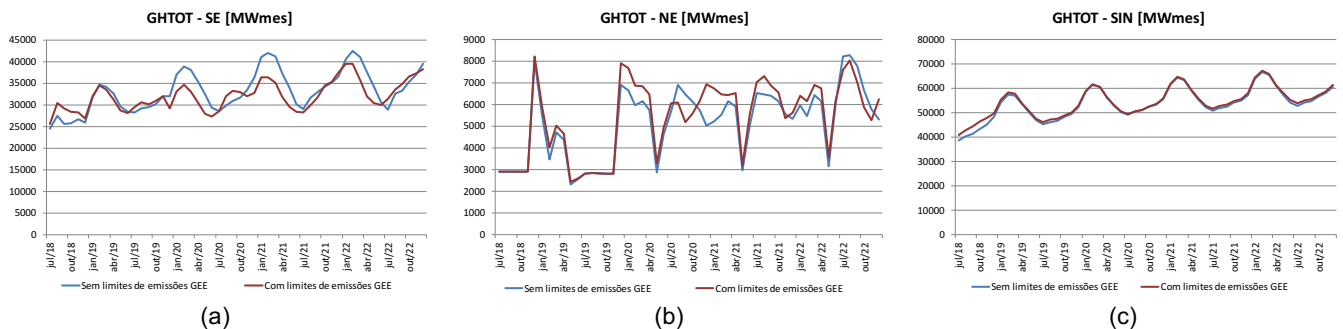


FIGURA 6 – Evolução da geração hidráulica: (a) Sudeste; (b) Nordeste; (c) SIN.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho foi descrita uma abordagem para a incorporação no modelo de planejamento da operação de longo/médio prazo (NEWAVE) do cálculo de emissões de gases de efeito estufa (GEE) considerando taxas de



emissões de GEE de cada tecnologia, em g CO<sub>2</sub>eq/kWh, calculadas por meio do conceito de Avaliação do Ciclo de Vida (*Life Cycle Assessment* – LCA). Assim, a partir da versão 24.4, de Setembro de 2018, além das estatísticas associadas a diversos indicadores de desempenho do sistema, a simulação final do modelo NEWAVE passou a fornecer também os volumes de emissões de GEE por tecnologia de geração.

Adicionalmente, também foi apresentada uma estratégia para representar medidas de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas no planejamento da operação através da inclusão, no problema resolvido pelo modelo NEWAVE, de restrições que representam limites máximos de emissões de GEE de origem antropogênica.

A metodologia descrita foi aplicada a uma configuração do Programa Mensal de Operação – PMO Julho/2018. Quando não há a consideração de limites máximos de emissões, verificou-se, como esperado, que os maiores níveis de emissões estão associados aos meses do período seco, seguidos por meses associados à transição do período seco para o úmido e, finalmente, aos meses do período úmido. Por outro lado, quando se considera limites máximos de emissões, a decisão do modelo NEWAVE é alterada, reduzindo-se o despacho das usinas termoeletricas que apresentam geração relevante e maiores de valores das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida. A metodologia descrita pode fornecer subsídios para uma eventual negociação de créditos de carbono (venda ou compra de créditos), nas situações de superávits ou déficits em relação a limites máximos, caso venham a ser definidos no futuro.

Neste trabalho a metodologia empregada baseia-se em uma desagregação do limite máximo anual de emissões de GEE em limites mensais através de fatores fornecidos pelo usuário. Em trabalhos futuros a metodologia será estendida para atender diretamente ao limite anual.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) United Nations, Paris Agreement, 2015.
- (2) International Energy Agency, World Energy Outlook 2016, 2016.
- (3) M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J.M. Damázio, A.C.G. Melo, “Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System”, 14th Power Systems Computation Conference - PSCC 2002, Seville, Spain, 2002.
- (4) M.E.P. Maceira, V. S. Duarte, D. D. J. Penna, L. A. M. Moraes, A. C. G. Melo. “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. – PSCC 2008, Glasgow, Scotland, 2008.
- (5) M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos e C.B. Cruz, “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.
- (6) M.E.P. Maceira, A.C.G. Melo, M.P. Zimmermann, “Application of stochastic programming and Probabilistic Analyses as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System, 19th Power System Computation Conference – PSCC 2016, Genoa, Italy, 2016.
- (7) M.E.P. Maceira, C.B. Cruz, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, A.C.G. Melo, “Combined Representation of Hydropower Plants and Inflow Scenarios Re-Sampling on Stochastic Dual Dynamic Programming – Application to the Brazilian System”, XV International Conference on Stochastic Programming – ICSP 2019, Trondheim, Norway, July 27 – August 2, 2019.
- (8) M.E.P. Maceira, C.B. Cruz, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, F. Treistman, A.C.G. Melo, T.C. Justino, “Representação de Usinas Hidrelétricas Individualmente e de Forma Agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - A Abordagem Híbrida”, XXV SNPTEE, Belo Horizonte, 2019.
- (9) IPCC, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN), 2012.
- (10) NREL – National Renewable Energy Laboratory, “Life Cycle Harmonization Project - Results”, [http://www.nrel.gov/analysis/sustain\\_lca\\_results.html](http://www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_results.html), 2012.
- (11) United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC, United Nations, 1992.
- (12) IPCC, Summary for Policymakers. In: Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC AR5 - WGII, 2014.
- (13) L. A. Terry, M. E. P. Maceira, C. V. Mercio, V. S. Duarte. Equivalent Reservoir Model for Hydraulic Coupled Systems. IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE. Rio de Janeiro, 2004.
- (14) M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning”, Mathematical Programming, v. 52, n.1-3, pp. 359-375, Maio 1991.
- (15) M.E.P. Maceira, “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.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Thatiana Conceição Justino** é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005), possui o título de mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2009). Atualmente está cursando o doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE/UFRJ. Desde 2006 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), onde tem trabalhado no desenvolvimento de estudos e modelos computacionais associados aos planejamentos da expansão e da operação energéticos de longo e médio prazo, confiabilidade de sistemas de potência e previsão de carga no curto prazo.



**Albert C Geber de Melo** é graduado pela UFPE (1983), mestre (1986) e doutor (1990) pela PUC-Rio, em Engenharia Elétrica. Pesquisador do CEPEL, onde atua desde 1985 na coordenação e no desenvolvimento de projetos nas áreas de confiabilidade; planejamento da expansão e da operação, incluindo novas renováveis; alocação eficiente de custos; tarifação; análise de riscos; análise de investimentos; análise de agrupamentos; comercialização; desenvolvimento sustentável; mudanças climáticas; política tecnológica; e política energética. Exerceu vários cargos gerenciais no CEPEL, incluindo Diretor de P&D (Jan 2005 – Jul 2008) e Diretor-Geral (Ago 2008 – Jan 2017). Representou o Brasil em diversos fóruns internacionais, como na Agência Internacional de Energia – IEA, incluindo o Renewable Energy Working Party (REWP) e o Committee on Energy Research Technology (CERT), e foi Coordenador Técnico do Programa de Trabalho entre o Brasil e a IEA de 2011 a 2016. Participou ainda dos Grupos de Trabalho de Reforma do Setor Elétrico que resultou nos novos marcos regulatórios de 1997 e 2004. É Professor Adjunto da UERJ, Distinguished Member do CIGRÉ, Senior Member do IEEE e membro titular da Academia Nacional de Engenharia.



**Maria Elvira Piñeiro Maceira** é graduada em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1983), possui mestrado (1989) e doutorado (1994) em Engenharia Civil pela COPPE/UFRJ. Desde 1985 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, atuando no desenvolvimento de metodologias e modelos computacionais nas áreas de planejamento da expansão e operação de sistemas hidrotérmicos, otimização estocástica, hidrologia estocástica, desenvolvimento sustentável de hidroeletricidade, confiabilidade e análise de riscos. De Dezembro de 1999 a Janeiro de 2017, exerceu a chefia da área de otimização energética do CEPEL, através do Programa de Pesquisa Energética e do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente. Também é Professora Adjunta da Universidade Estadual do Rio de Janeiro, membro do Cigré e membro titular da Academia Nacional de Engenharia.



**Cristiane Barbosa da Cruz Oliveira** possui graduação em Ciência da Computação pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ (2005) e mestrado na linha de Algoritmos e Combinatória em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE-UFRJ (2009). Neste período, foi bolsista do CNPq, FAPERJ e do NCE/UFRJ. Iniciou em 2018 seu doutorado na linha de Otimização pela mesma instituição. Cristiane é pesquisadora do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL desde 2006, atuando nos últimos anos no desenvolvimento do modelo NEWAVE.



**Nelson Maculan** possui graduação em Engenharia de Minas e Metalurgia pela Universidade Federal de Ouro Preto (1965), mestrado (D.E.A.) Matemática Estatística - Université de Paris VI (Pierre et Marie Curie) (1967), doutorado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1975) e Diplôme d'Habilitation à Diriger des Recherches (H.D.R) en Sciences de la Gestion (1988), Université Paris-Dauphine (Paris IX). Atualmente é Professor Emérito da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tem experiência na área de Ciência da Computação, com ênfase em Matemática da Computação, atuando principalmente nos seguintes temas: otimização combinatória, programação inteira, programação linear, geração de colunas e otimização global.