

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**ACOPLAMENTO ENTRE OS MODELOS DE PLANEJAMENTO E PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS (NEWAVE E DESSEM) COM A PRESENÇA DE FONTES INTERMITENTES**

**MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA* (1,2); ROBÉRIO DA ROCHA BARBOZA (1,2);
THATIANA CONCEIÇÃO JUSTINO (2); ANDRÉ LUIZ DINIZ (1,2);
CRISTIANE BARBOSA DA CRUZ OLIVEIRA (2); ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO* (1,2)
UERJ - UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (1);
CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (2)**

* atualmente o autor encontra-se somente na UERJ

RESUMO

A entrada do DESSEM para despacho e formação de preços no Brasil possibilita estudos com representação detalhada do sistema. A introdução das fontes renováveis intermitentes reduz o custo operativo, mas traz dificuldades pela elevada incerteza e variabilidade horária. Este trabalho apresenta uma ferramenta de integração entre NEWAVE e DESSEM, permitindo realizar estudos de longo/médio prazo considerando os impactos da penetração das fontes intermitentes entre outros. Realiza-se a conversão de dados, desagregando as energias afluentes/armazenadas nos reservatórios equivalentes de energia em vazões afluentes/volumes nas usinas hidroelétricas individualizadas. Executa-se o DESSEM considerando a FCF do NEWAVE, fornecendo um despacho semi-horário em cada série hidrológica/estágio do horizonte de planejamento.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da operação; Programação da operação, Fontes intermitentes; Incerteza e variabilidade de fontes; Conversão de dados.

1.0 INTRODUÇÃO

No âmbito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), utiliza-se a cadeia NEWAVE-DECOMP-DESSEM [1] para o planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN), desde o Programa Mensal de Operação Energética (PMO) até o Programa Diário da Operação (PDO). Já a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), incorporou oficialmente o modelo DESSEM à cadeia NEWAVE-DECOMP para determinação do preço de liquidação das diferenças (PLD) horário desde janeiro de 2021. O acoplamento entre esses modelos se dá através das funções de custo futuro (FCF), que valoram a água nos reservatórios em função do estado de armazenamento e da tendência hidrológica do sistema, e representam a política de operação do SIN.

O Modelo de Planejamento da Operação de Longo/Médio Prazo, NEWAVE [2] possui horizonte de até trinta anos, discretização mensal e representa o parque hidroelétrico por reservatórios equivalentes de energia [3] **Erro! Fonte de referência não encontrada.**[4] (REEs) (uso oficial), a usinas individualizadas (UHEs) ou por meio de uma modelagem híbrida [5]. Além de calcular a política de operação (pelo algoritmo de otimização programação dinâmica dual estocástica [9][10]), o modelo NEWAVE alimenta os modelos da cadeia energética DECOMP [6] e SUISHI [7], e simula a operação durante o horizonte de planejamento, utilizando 2.000 cenários de aflúências aos REEs, a partir da qual obtêm-se índices de desempenho do sistema: risco anual de déficit, valor esperado e distribuições de frequência da energia não suprida, geração térmica e hidroelétrica, custos marginais de operação, armazenamentos nos REEs e fluxos nos intercâmbios, etc.

O modelo DESSEM [8] que tem horizonte de uma semana, e fornece o CMO, base do PLD, em base até semi-horária, para uma série semanal de previsões de vazões diárias às UHEs, considera restrições de *unit commitment* das unidades térmicas (incluindo usinas a ciclo combinado), uma modelagem DC da rede elétrica com restrições de segurança elétrica estáticas e dinâmicas; e diversas características detalhadas das usinas hidroelétricas, como curvas de propagação para tempo de viagem da água entre usinas em cascata e a produtividade variável com a altura de queda, por meio de uma modelagem linear por partes do armazenamento, turbinamento e vertimento.

Portanto, a recente entrada em operação do modelo DESSEM abre a possibilidade de sua utilização em uma ampla gama de estudos, não apenas para analisar os desvios da operação entre o longo/médio prazo e a programação da operação, mas sobretudo aqueles que requerem uma representação mais detalhada do sistema e menor granularidade temporal. Particularmente, a introdução das fontes renováveis intermitentes (eólica, solar), embora propicie benefícios em termos de redução de custo operativo, traz algumas dificuldades no atendimento à carga líquida, especialmente no PDO, devido à elevada incerteza e variabilidade horária na geração dessas fontes. Tais dificuldades estão relacionadas não só ao atendimento à ponta, mas também às necessidades de maior rampeamento da geração das usinas convencionais para acompanhar as variações bruscas de geração dessas fontes intermitentes. Assim, o modelo DESSEM torna-se também uma importante ferramenta de apoio para o

planejamento de longo/médio prazos do sistema, para avaliação do impacto da penetração de fontes renováveis intermitentes, considerando diferentes condições operativas, seja hidrológica ou de armazenamento, e variações na configuração do sistema ao longo do horizonte de planejamento, que são consideradas/resultantes da simulação final do modelo NEWAVE. Para isso, faz-se necessário a integração entre os modelos NEWAVE e DESSEM.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma ferramenta de integração entre os modelos NEWAVE e DESSEM que (i) inicialmente faz uma conversão de dados do NEWAVE para o DESSEM e, (ii) para cada estágio temporal e cada uma das séries da simulação final do NEWAVE, realiza desagregações da energia afluyente (controlável e fio d'água) e da energia armazenada nos REEs para as vazões afluentes e volumes armazenados nas UHEs do sistema, as quais são consideradas individualmente pelo DESSEM. Adicionalmente, também é estabelecido um perfil da carga horário aderente aos patamares de carga considerados no NEWAVE. Com base nessas conversões e desagregações, o modelo DESSEM é executado, considerando diretamente a FCF calculada pelo NEWAVE, fornecendo um despacho até semi-horário para cada dia típico da semana, em cada uma das 2.000 séries hidrológicas da simulação final e em cada estágio do horizonte de planejamento. Resultados da aplicação da abordagem desenvolvida são apresentados considerando diferentes configurações do PMO e PDO ao longo do horizonte de planejamento, e diversos estados hidrológicos e de armazenamento do sistema.

2.0 DESCRIÇÃO DA INTEGRAÇÃO ENTRE OS MODELOS NEWAVE E DESSEM (NW2DS)

A ferramenta NW2DS desenvolvida, que está integrada ao modelo NEWAVE, realiza inicialmente uma conversão de dados do NEWAVE para o DESSEM e, em seguida, para cada estágio temporal e cada uma das séries de afluições da simulação da operação final do NEWAVE, realiza desagregações de variáveis-chave que devem ser consideradas individualmente pelo DESSEM. Adicionalmente, também é estabelecido um perfil da carga até semi-horário aderente aos patamares de carga considerados no NEWAVE. Com base nessas conversões e desagregações, o modelo DESSEM é executado considerando diretamente a política de operação calculada pelo NEWAVE, para fornecer um despacho, até semi-horário, de uma semana típica daquele estágio de tempo, em cada série hidrológica e estágio do horizonte de planejamento.

Adicionalmente, a ferramenta NW2DS permite analisar desvios da programação diária da operação em relação à operação a longo/médio prazo. Esta análise pode ser feita a partir dos resultados do caso original do NEWAVE e dos novos casos do DESSEM, tais como o atendimento das metas mensais de geração e intercâmbio indicadas pelo modelo de planejamento da operação de longo/médio prazo na programação diária da operação.

O desenvolvimento desta ferramenta computacional considerou as seguintes etapas:

- Identificar os dados do NEWAVE que serão utilizados pelo DESSEM.
- Desenvolver rotinas para a implementação da leitura dos dados e resultados do NEWAVE que serão utilizados pelo DESSEM.
- Definir premissas para a consideração dos dados originados do NEWAVE.
- Desenvolver metodologias para desagregação de algumas variáveis, tais como: energia armazenada no início do mês, energia afluyente controlável e fio d'água, energia vertida, estado de operação para as usinas térmicas e o perfil da carga em patamares, entre outras.
- Criar arquivos com dados auxiliares para a conversão de algumas variáveis como, por exemplo, curva de carga horária, curva de geração horária das fontes de geração intermitentes, patamares de carga, etc.
- Desenvolver rotinas para a implementação da leitura dos dados auxiliares.
- Desenvolver rotinas para a criação dos casos de estudo do DESSEM

A Figura 1 ilustra o momento em que o NW2DS é aplicado, convertendo tanto os dados que não dependem dos resultados da simulação final do NEWAVE como aqueles resultantes da simulação final, tais como a energia armazenada no início do mês, a energia afluyente durante o mês, entre outros. Essas conversões de dados são descritas nas seções 4, 5, 6 e 7 deste artigo. Adicionalmente, Para a execução direta da sequência NEWAVE-NW2DS-DESSEM também é necessário que o DESSEM seja capaz de ler e interpretar a FCF gerada pelo NEWAVE, que traduz a política de operação calculada por este modelo.

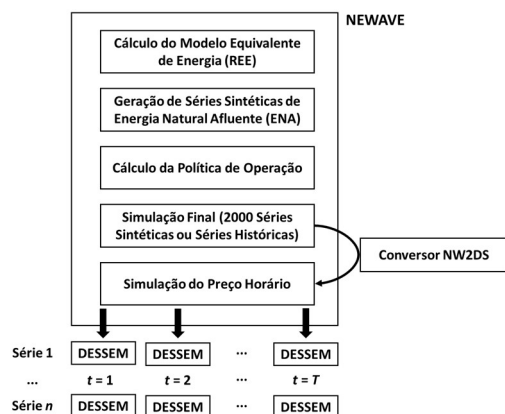


Figura 1 - Aplicação do NW2DS no encadeamento dos modelos NEWAVE e DESSEM.

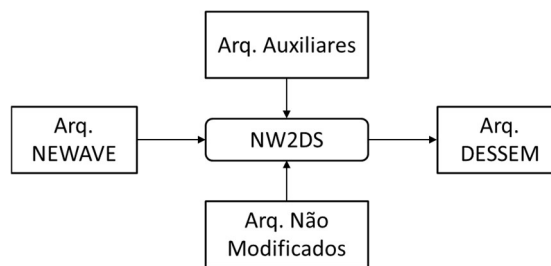


Figura 2 - Relação dos arquivos de entrada com o NW2DS.

Para cada série de afluições e estágio de tempo da simulação da operação com 2.000 séries sintéticas (SS), ou com as séries históricas (SH), de afluições e considerando a política de operação calculada pelo modelo NEWAVE, o NW2DS pode gerar casos de DESSEM para uma semana típica daquele estágio de tempo (mês). A simulação NEWAVE-DESSEM pode ser realizada para todos (ou para um subconjunto selecionado) dos períodos do horizonte de planejamento e séries de afluições consideradas na simulação final do modelo NEWAVE.

São 3 as classes de arquivos utilizados pelo NW2DS: (i) arquivos do NEWAVE, (ii) arquivos com informações para a conversão e (iii) arquivos específicos do DESSEM. A Figura 2 mostra a relação desses arquivos com o NW2DS.

Os *arquivos do NEWAVE* **Erro! Fonte de referência não encontrada.** que são utilizados para realizar a conversão de dados são aqueles que contêm os dados gerais, a lista das séries históricas para a simulação final, a relação dos REEs e seus parâmetros, a configuração hidráulica, as informações para acesso ao arquivo com as informações detalhadas da simulação *forward*, os dados dos subsistemas, as características dos patamares de mercado, cargas adicionais, a configuração térmica, os dados das classes térmicas e das usinas térmicas, as alterações dos dados de cadastro das UHEs, as informações sobre usos alternativos da água, o cronograma de expansão hidráulica e térmica, a manutenção programada das UTEs, as restrições de geração hidráulica mínima, as restrições elétricas e as características do despacho antecipado GNL.

Os *arquivos com informações auxiliares para a conversão* não são utilizados diretamente nem pelo NEWAVE e nem pelo DESSEM. Dentre essas informações estão os dados de entrada do conversor, as séries hidrológicas e períodos para as quais serão construídos casos do DESSEM, o tempo de viagem da água, os vínculos hidráulicos entre REEs com UHEs fictícias, a curva de carga horária dos submercados e da ANDE, o perfil de geração horária das pequenas usinas, a defluência anterior ao primeiro mês de estudo do NEWAVE, o status inicial das unidades termelétricas no 1o mês de estudo do NEWAVE e os dados para área e reserva de potência operativa. Maiores detalhes em [11].

Os *arquivos de dados específicos do DESSEM* são aqueles que não sofrem modificações conforme o período de estudo e que são copiados para cada caso convertido. A formatação de cada um desses arquivos se dá exatamente igual ao utilizado no DESSEM [12]. Dentre eles estão o cadastro das usinas termelétricas, a vazões no canal entre Ilha Solteira e Três Irmãos, a trajetórias de acionamento/desligamento das unidades térmicas, o cadastro das usinas hidroelétricas, o cadastro de vazões médias históricas e as curvas de propagação do tempo de viagem.

3.0 PRINCIPAIS ASPECTOS DA METODOLOGIA ADOTADA PARA A CONVERSÃO DOS DADOS ENTRE OS MODELOS NEWAVE E DESSEM

Como o modelo NEWAVE, em suas atuais aplicações oficiais, e o modelo DESSEM possuem diferenças em diversas representações do parque hidrotérmico e da demanda do SIN, faz-se necessário desenvolver metodologias para desagregar os dados do REE em dados para cada uma das UHEs.

No modelo NEWAVE o parque hidroelétrico é representado por REEs e no modelo DESSEM cada usina é representada de forma individualizada. Já a demanda do SIN é representada por patamares no NEWAVE, enquanto no DESSEM representa-se a curva de carga cronológica, semi-horária, horária ou em patamares de horas. Nas próximas seções são apresentados alguns dos principais desenvolvimentos. Os demais encontram-se em [11][13].

3.1 Volume Armazenado Inicial

O armazenamento das UHEs a fio d'água no início de cada período convertido é definido em 100% do volume útil, já que a variação do volume dos reservatórios com regularização diária ou semanal não é representada no NEWAVE.

O armazenamento inicial das usinas que possuem regularização mensal no mês coincidente ao primeiro mês do estudo do NEWAVE é informado no arquivo de configuração hidráulica. Para os demais meses, o volume é desagregado de tal modo a se aproximar da decisão ótima de operação (enchimento dos reservatórios de jusante

para montante / esvaziamento dos reservatórios de montante para jusante, respeitando-se as faixas operativas) e que também é considerada pelo modelo SUSHI.

Inicialmente, calcula-se a energia armazenada em cada usina com reservatório através da equação (1)

$$EARMINI_t^u = EARMF_{t-1}^{REE_u} (VUTIL_{t-1}^u PDTARM_{t-1}^u) \quad (1)$$

onde: $EARMINI_t^u$ é a energia armazenada em cada usina u com reservatório no período t (MWmês); $EARMF_t^{REE_u}$ é energia armazenada do REE da usina u ao final no período t (% da energia armazenável máxima); $VUTIL_t^u$ é o volume útil da usina u no período t (hm³); $PDTARM_t^u$ é a produtibilidade acumulada com referência à altura equivalente da usina u no período t (MW/(m³/s)). Em seguida, calcula-se a energia armazenada em cada UHE de tal maneira a se aproximar da decisão ótima de operação através da equação (2)

$$EARMfat_t^u = EARMINI_t^u \frac{PDTARM_{t-1}^{C_u \in REE_u}}{PDTARM_{t-1}^u} \quad (2)$$

onde: $EARMfat_t^u$ é a energia armazenada, multiplicada pelo fator de proporção, em cada usina com reservatório u no período t (MWmês); $PDTARM_t^{C_u \in REE_u}$ é a média da produtibilidade acumulada com referência à altura equivalente das usinas da cascata C_u e do REE_u , aos quais a usina u pertence, no período t (MW/(m³/s)). Tendo esse volume para todas as usinas, ajusta-se a energia armazenada em cada UHE, de modo que a energia armazenada na cascata da UHE não se altere, pela equação (3).

$$EARM_t^u = \frac{EARMfat_t^u}{\sum_{U \in C \in REE_u} EARMfat_t^U} \sum_{U \in C \in REE_u} EARMINI_t^U \quad (3)$$

onde $EARM_t^u$ é a energia armazenada em cada reservatório u no período t (MWmês), após o ajuste. É necessário verificar se esta energia excede a energia armazenável máxima. Em caso positivo, sua energia armazenada é definida como a armazenável máxima e se calcula a energia excedente das usinas da cascata pela equação (4).

$$Dif_t^c = \sum_{U \in C \in REE_u} EARM_t^U - EARMX_t^U \quad (4)$$

onde: Dif_t^c é energia armazenada excedente das usinas da cascata c no período t (MWmês); $EARMX_t^u$ é a energia armazenável máxima em cada usina u com reservatório no período t (MWmês). Por fim, a energia armazenada inicial para as demais usinas com reservatório, que ainda estão com o volume armazenado abaixo do seu volume máximo, é calculada pela equação (5).

$$EARMI_t^u = EARM_t^u + Dif_t^c \frac{EARM_t^u}{\sum_{U \in C \in REE_u} EARM_t^U} \quad (5)$$

onde: $EARMI_t^u$ é a energia armazenada inicial em cada usina u com reservatório no período t (MWmês). E o volume armazenado inicial do reservatório, em % do volume útil é calculado pela Equação (6).

$$V_t^u = \frac{EARMI_t^u}{EARMX_t^u} \quad (6)$$

onde: V_t^u é o volume armazenado inicial da usina u no período t (% do volume útil), que corresponde à energia armazenada em % da energia armazenável máxima. O processo realizado pelas Equações (4) e (5) se repete até que $EARMI_t^u \leq EARMX_t^u$ para todas as UHEs.

3.2 Vazão Afluente

O modelo NEWAVE utiliza o registro histórico de vazões naturais afluentes a cada usina hidrelétrica para construir a série histórica de energias naturais afluentes a cada REE. A energia total afluente a cada REE é composta por duas parcelas: energia controlável e energia de fio d'água. Com essas parcelas, o modelo estocástico autorregressivo periódico de ordem p – PAR(p) – pode ser ajustado com o objetivo de gerar as séries sintéticas de energia (2000, nas aplicações oficiais).

Como considera-se um único problema de otimização determinístico no modelo DESSEM para cada série/mês do NEWAVE, utiliza-se a previsão da vazão afluente às usinas hidroelétricas para os dias do estudo a partir dos modelos SMAP [14] ou PREVIVAZH [15]. Portanto, escolhe-se uma das séries sintéticas, ou históricas, de energia considerada na simulação final do NEWAVE para que o NW2DS desagregue os valores correspondentes ao REE para as suas respectivas UHEs a fim de realizar a simulação do modelo DESSEM.

Inicialmente desagrega-se a energia natural afluente a cada REE em vazão afluente incremental a cada usina hidrelétrica pertencente a este REE. A vazão afluente incremental para as usinas com reservatório é definida pela Equação (7) e que, quando realizadas as devidas simplificações na equação, resulta na Equação (8).

$$(QI_t^u)^{CONT} = \frac{PDCMED_t^u MLTVZT_t^u}{\sum_{j=1}^{(NUSI)^{CONT} \in REE_u} PDCMED_t^j MLTVZT_t^j} \frac{EAF_t^{REE_u}}{PDCMED_t^u} \quad (7)$$

$$(QI_t^u)^{CONT} = \frac{MLTVZT_t^u}{\sum_{j=1}^{(NUSI)^{CONT} \in REE_u} PDCMED_t^j MLTVZT_t^j} EAF_t^{REE_u} \quad (8)$$

Onde $(QI_t^u)^{CONT}$ é a vazão afluente incremental da UHE_u com reservatório no período t (m³/s); $PDCMED_t^u$ é a produtibilidade referente à altura de 65% do volume útil da UHE u com reservatório no período t (MW/m³/s); $MLTVZT_t^u$

é a média de longo termo da vazão natural afluyente da UHE u com reservatório no período t (m^3/s); $EAFc_t^{REE_u}$ é a energia afluyente controlável do REE da UHE u no período t (MWmês).

A vazão afluyente incremental para as usinas a fio d'água é definida pela Equação (9) e que, quando realizadas as devidas simplificações na equação, resulta na Equação (10).

$$(QI_t^u)^{FIO} = \frac{PROD_t^u MLTVZT_t^u}{\sum_{j=1}^{(NUSI)^{FIO} \in REE_i} PROD_t^j MLTVZT_t^j} \frac{EFDF_t^{REE_u}}{PROD_t^u} \quad (9)$$

$$(QI_t^u)^{FIO} = \frac{MLTVZT_t^u}{\sum_{j=1}^{(NUSI)^{FIO} \in REE_i} PROD_t^j MLTVZT_t^j} EFDF_t^{REE_u} \quad (10)$$

onde $(QI_t^u)^{FIO}$ é a vazão afluyente incremental da UHE u a fio d'água no período t (m^3/s); $PROD_t^u$ é a produtibilidade referente à altura equivalente da UHE u a fio d'água no período t (MW/ m^3/s); $MLTVZT_t^u$ é a média de longo termo da vazão natural afluyente da UHE u a fio d'água no período t (m^3/s) e $EFDF_t^{REE_u}$ é a energia afluyente fio d'água do REE ao qual a UHE u pertence no período t (MWmês).

A vazão afluyente total para as usinas com reservatório e para as usinas a fio d'água é calculada através das Equações (11) e (12), respectivamente.

$$(Q_t^u)^{CONT} = (QI_t^u)^{CONT} + \sum_{j \in M_u} (Q_t^j)^{CONT} \quad (11)$$

$$(Q_t^u)^{FIO} = (QI_t^u)^{FIO} + \sum_{j \in M_u} (Q_t^j)^{CONT} \quad (12)$$

Onde $(Q_t^u)^{CONT}$ é a vazão afluyente total da UHE u com reservatório no período t (m^3/s); $(Q_t^u)^{FIO}$ é a vazão afluyente total da UHE u a fio d'água no período t (m^3/s) e M_u é o conjunto de UHEs com reservatório imediatamente a montante da usina hidrelétrica u .

3.3 Carga dos Submercados

A demanda, no modelo NEWAVE é informada, em MWmédio, para cada mês. Essa demanda se divide em duas partes: mercado de energia do submercado e carga/oferta adicionais do submercado. Nos estudos realizados pelo modelo DESSEM, faz-se necessário inserir a variação da carga durante o dia. Para o cálculo da demanda do submercado normaliza-se a curva horária disponibilizada em [16], com duração de uma semana e multiplica-se pela soma da carga média do submercado com as cargas adicionais, exceto da ANDE, conforme equações (13) e (14).

$$DP_t^s = \frac{PP_t^s}{PP_{m_t}^s} MERC_{m_t}^s \quad (13)$$

$$\overline{PP_{m_t}^s} = \frac{\sum_{t \in m} PP_t^s \Delta T_t}{\sum_{t \in m} \Delta T_t} \quad (14)$$

onde DP_t^s é a demanda de potência do submercado s no período t ; PP_t^s é a demanda de potência, do arquivo auxiliar com perfil da carga, do submercado s no período t ; $\overline{PP_{m_t}^s}$ é a média da demanda de potência, do arquivo auxiliar com perfil da carga, do submercado s no mês m do período t ; $MERC_{m_t}^s$ é a carga do submercado s no mês m do período t , considerando o mercado de energia total mais as cargas adicionais do NEWAVE, exceto da ANDE e ΔT_t é a duração do registro do período t do arquivo com perfil da carga (h).

3.4 Acoplamento pela Função de Custo Futuro

Para a execução direta da sequência NEWAVE-NW2DS-DESSEM também é necessário que o DESSEM seja capaz de interpretar a FCF gerada pelo NEWAVE.

Atualmente, no âmbito do PMO, por exemplo, o NEWAVE é executado representando o sistema hidroelétrico por REEs. A função de custo futuro em cada mês é uma função multivariada cujos argumentos são representados pelas energias armazenadas nos REEs no início do mês e , também pelas energias afluentes aos REEs nos meses passados, além de termos adicionais referentes ao despacho antecipado de usinas GNL e violações das restrições de armazenamento mínimo. Dados os valores para esses argumentos, obtém-se o custo esperado de operação (ponderando com uma métrica de aversão ao risco) do mês em questão até o final do horizonte. A derivada parcial desta função para qualquer conjunto de valores dos argumentos fornece o valor da água armazenada em cada um dos REEs. No PDO, o DESSEM considera a FCF no final do seu horizonte calculada pelo DECOMP, que fornece em cada estágio do horizonte de planejamento (atualmente 2 meses) o custo esperado de operação do estágio até o final do horizonte do NEWAVE, ponderado com uma componente de aversão ao risco. Neste caso, os argumentos são os volumes armazenados no início do estágio em cada uma das UHEs com reservatório de regularização mensal ou semanal. Assim, é necessário adaptar a leitura da função de custo futuro pelo DESSEM, convertendo as afluições e armazenamentos individuais por UHE consideradas no DESSEM, em termos de energia afluyente e energia armazenada respectivamente. Para tal, é aplicada a mesma expressão utilizada pelo modelo NEWAVE para construção das energias afluentes em função dos armazenamentos e das vazões afluentes, como se segue.

$$\text{Energia armazenada no REE}_i: \quad EARMF_t^{REE_i} = c \sum_{u \in REE_i} PDTARM_t^u V_{t+1}^u \quad (15)$$

$$\text{Energia afluyente ao REE}_i: \quad EAF_t^{REE_i} = EAFc_t^{REE_i} + EFDF_t^{REE_i} \quad (16)$$

Tal que:

$$EAF C_t^{REE_i} = \sum^{u \in REE_i} PDCMED_t^u (QI_t^u)^{CONT} \quad (17)$$

$$EFD F_t^{REE_i} = \sum^{u \in REE_i} PRODT_t^u (QI_t^u)^{FIO} \quad (18)$$

4.0 ESTUDO DE CASO

Serão analisados alguns dos resultados provenientes da conversão dos dados entre os modelos NEWAVE e DESSEM e os resultados de uma simulação do caso oficial do Programa Mensal da Operação de Janeiro de 2021.

O caso convertido e executado com o DESSEM corresponde ao mês Fevereiro de 2021. A série histórica utilizada corresponde ao ano de 2015. A discretização temporal utilizada no modelo DESSEM é semi-horária para o primeiro dia da semana e por patamar de carga para os demais dias da semana. Devido à não disponibilidade de dados da rede elétrica para os diversos meses de estudo no modelo NEWAVE, esta foi desconsiderada no DESSEM.

Até o momento da conclusão deste trabalho ainda não estava disponível a leitura da FCF, calculada pelo NEWAVE, pelo DESSEM. Assim, sem prejuízo do objetivo do trabalho, foi utilizada como proxy a FCF calculada pelo DECOMP.

4.1 Resultados provenientes da conversão dos dados entre os modelos NEWAVE e DESSEM

4.1.1 Volume Armazenado Inicial

O volume armazenado inicial nas usinas hidroelétricas com reservatório para o mês de fevereiro é proveniente da desagregação do armazenamento final dos REEs no período de janeiro, aos quais as UHEs pertencem, calculados pelo modelo NEWAVE, conforme descrito na subseção 3.1. A Figura 3 apresenta o resultado da desagregação do armazenamento dos REEs pelos reservatórios das usinas hidroelétricas de uma cascata dos REEs Paraná e Iguaçu, respectivamente.

Com a metodologia de desagregação adotada, as usinas mais a jusante apresentam uma tendência de armazenamentos um pouco superiores ao armazenamento do REE. Por sua vez, as usinas mais a montante apresentam uma tendência de armazenamento inferiores ao armazenamento do REE. Essa desagregação está aderente às regras de operação empregadas no modelo SUISHI e que, de forma natural, se reflete na política de operação calculada nos modelos de otimização energética NEWAVE e DECOMP. Ela traduz o benefício de a água armazenada nos reservatórios de montante poder ser turbinada na própria usina e nas usinas de jusante.

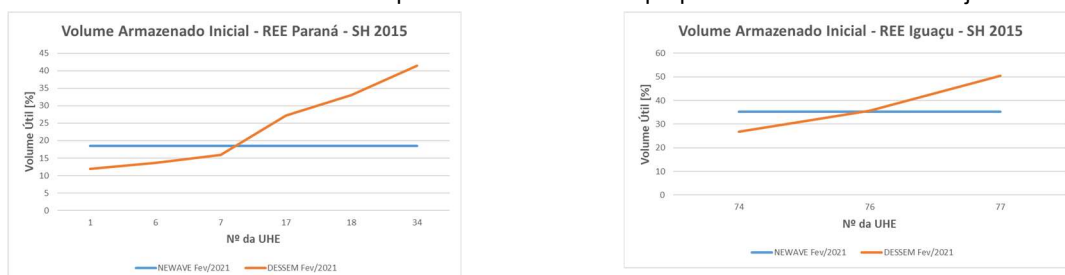


Figura 3 – Desagregação da energia armazenada inicial pelas UHEs do REE Paraná e do REE Iguaçu.

4.1.2 Vazão Afluente

A vazão afluente às usinas hidroelétricas é proveniente da desagregação da energia afluente controlável do REE, para as usinas com reservatório, e da energia afluente a fio d'água do REE, para as usinas a fio d'água, ponderadas pela produtibilidade e pela MLT, conforme descrito na subseção 3.2.

A Figura 4 exibe os resultados da desagregação da vazão afluente das UHEs dos REEs Paraná e Iguaçu, respectivamente. Também é apresentada a série histórica das usinas referente a esses períodos.

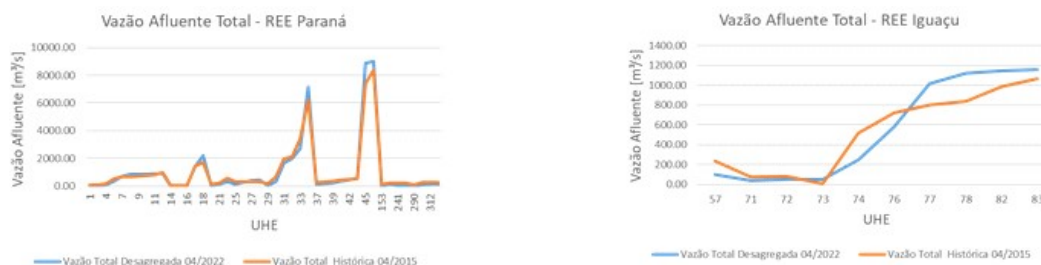


Figura 4 – Desagregação da energia afluente pelas UHEs dos REEs Paraná e Iguaçu – série hidrológica 2015.

Dado que a partir das vazões afluentes às UHEs de um REE obtém-se um único valor para a energia afluente e que, dado um valor de energia afluente, diversas disposições de vazões afluentes poderiam ser possíveis, percebe-se uma grande aderência entre a vazão total histórica e aquela obtida desagregando-se a energia natural afluente.

4.1.3 Carga dos Submercados

O cálculo da curva de carga de um submercado se dá através do produto da curva horária normalizada, com duração de uma semana, pela média da carga do submercado e das cargas adicionais, exceto da ANDE, conforme descrito na subseção 3.4. As informações da curva horária foram obtidas a partir da média do dia da semana do mês do histórico da operação de 01/01/2019 a 31/12/2019 para cada um dos submercados [16].

A Figura 5 mostra a curva de carga horária dos submercados SE, SUL, NE e SUL para uma semana de fevereiro de 2019, disponibilizadas em [16]

A Figura 6 apresenta os resultados da aplicação da metodologia aos submercados para o caso convertido de fevereiro de 2021.

Ressalta-se que as cargas dos submercados foram calculadas seguindo o perfil médio da carga verificada no ano de 2019, resultando em uma forte aderência do perfil de carga a ser utilizado no DESSEM com aquela verificada no ano de 2019. É importante notar que qualquer outro perfil médio da carga verificada pode ser utilizado.

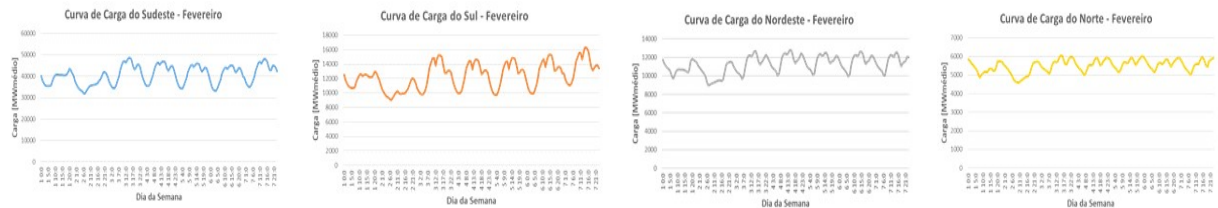


Figura 5 – Curva de carga horária dos submercados SE, SUL, NE e SUL para uma semana de fevereiro de 2019.

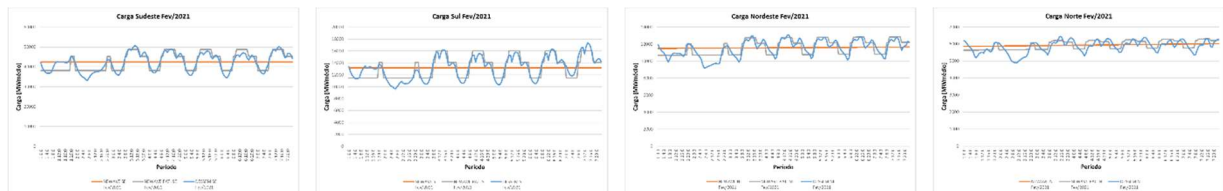


Figura 6 – Carga dos submercados no NEWAVE, média e por patamar, e no DESSEM - fevereiro de 2021.

4.2 Resultados da simulação acoplada entre os modelos NEWAVE e DESSEM

Nesta Seção foram selecionados alguns resultados de uma semana típica para ilustrar a simulação acoplada entre os modelos NEWAVE e DESSEM. Na Figura 7 encontram-se as curvas de geração hidráulica calculadas pelo NEWAVE, para os REEs Paraná, Sul, Nordeste e Belo Monte, e também estas curvas obtidas com o DESSEM, para as UHEs que fazem parte dos respectivos REEs. Para efeitos comparativos somou-se a geração hidráulica calculada pelo DESSEM de todas as UHEs pertencentes ao mesmo REE.

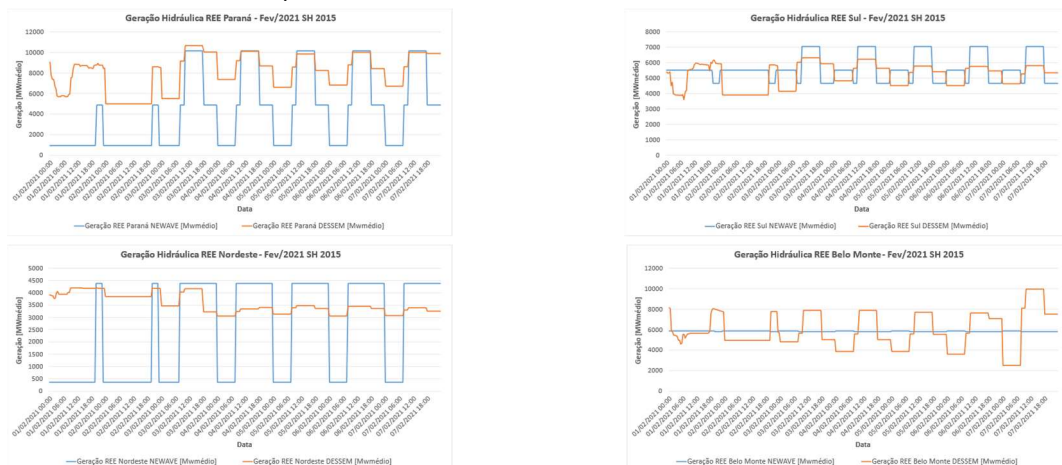


Figura 7 – Geração hidráulica REEs Paraná, Sul, Nordeste e Norte, fevereiro de 2021, série histórica 2015.

Observa-se que para a semana apresentada do mês e série hidrológica analisados, a geração hidráulica por patamar obtida pelo NEWAVE, pode diferir consideravelmente daquela obtida pelo DESSEM. Essas diferenças serão compensadas pela geração térmica ou pela geração hidráulica em outros REEs.

A Figura 8 mostra a geração hidráulica definida pelo NEWAVE e pelo DESSEM para cada submercado (SE, SUL, NE e Norte). Verifica-se que há uma maior aderência entre as gerações hidráulicas por patamar calculada pelos dois modelos. Não há alteração no submercado NE porque ele só contém o REE Nordeste. A Figura 9 ilustra a geração hidráulica calculada por ambos os modelos, agregada para o SIN. Observa-se que os valores estão próximos na

maior parte do tempo, indicando que há, agora, uma boa aderência entre os despachos dos dois modelos. As diferenças ainda observadas são compensadas pela geração térmica.

Na Figura 10 é mostrada a geração térmica despachada pelo NEWAVE e pelo DESSEM para cada submercado. Neste caso, o NEWAVE apresenta um despacho mais elevado para todos os subsistemas. A Figura 11 apresenta a geração térmica definida por ambos os modelos, agregados para o SIN. Mantendo-se a tendência dos submercados, o despacho térmico no DESSEM foi menor.



Figura 8 – Geração hidráulica submercados SE, SUL, NE e N, fevereiro de 2021, série histórica 2015.

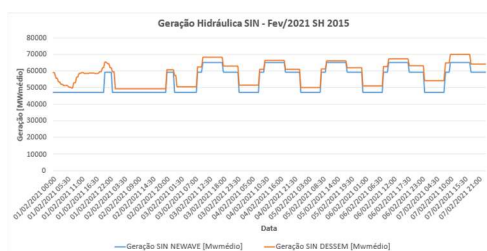


Figura 9 – Geração hidráulica SIN, fevereiro de 2021, série histórica 2015.

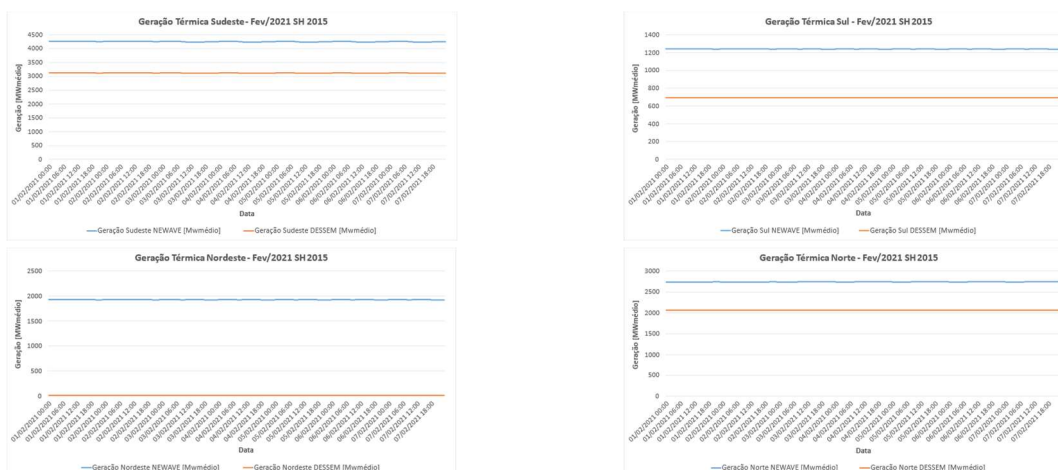


Figura 10 – Geração térmica submercados SE, SUL, NE e N, fevereiro de 2021, série histórica 2015.

Por fim, a Figura 12 exibe a geração total no SIN. No caso do NEWAVE, representa a geração total nos patamares, os quais foram associados aos intervalos horários dos patamares de carga que entraram em vigor a partir de 2019; já no DESSEM representa a geração total na semana típica do mesmo mês.

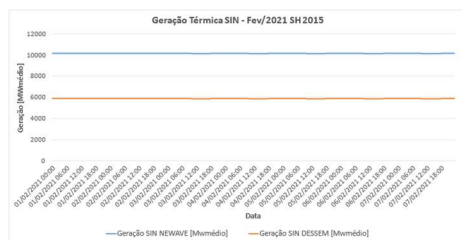


Figura 11 – Geração térmica SIN, fev. 2021, 2015.

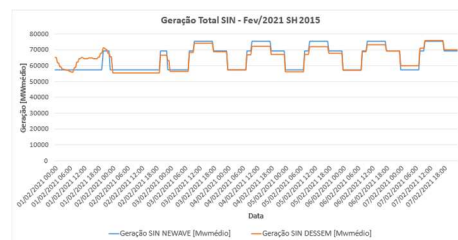


Figura 12 – Geração total SIN, fev. 2021, 2015.

5.0 CONCLUSÕES

A recente entrada em operação do modelo DESSEM para despacho e formação de preços no Brasil abre a possibilidade de sua utilização em uma ampla gama de estudos, não apenas para analisar os desvios da operação entre o longo/médio prazo e a programação da operação, mas sobretudo aqueles que requerem uma representação mais detalhada do sistema e menor granularidade temporal. Particularmente, a introdução das fontes renováveis intermitentes (eólica, solar), embora propicie benefícios em termos de redução de custo operativo, traz algumas dificuldades no atendimento à carga líquida, especialmente no PDO, devido à elevada incerteza e variabilidade horária na geração dessas fontes. Tais dificuldades estão relacionadas não só ao atendimento à ponta, mas também às necessidades de maior rampeamento da geração das usinas convencionais para acompanhar as variações bruscas de geração dessas fontes intermitentes.

Neste trabalho foi apresentado uma ferramenta de integração entre os modelos NEWAVE e DESSEM que inicialmente faz uma conversão de dados do NEWAVE para o DESSEM e, para cada estágio temporal e cada uma das séries da simulação final do NEWAVE, realiza desagregações da energia afluyente (controlável e fio d'água) e da energia armazenada nos REEs para as vazões afluentes e volumes armazenados nas UHEs do sistema, as quais são consideradas individualmente pelo DESSEM, além de estabelecer um perfil da carga horário aderente aos patamares de carga considerados no NEWAVE. Com base nessas conversões e desagregações, o modelo DESSEM é executado, considerando diretamente a FCF calculada pelo NEWAVE, fornecendo um despacho até semi-horário para cada dia típico da semana, em cada uma das 2.000 séries hidrológicas da simulação final e em cada estágio do horizonte de planejamento.

Resultados da aplicação da abordagem desenvolvida para a integração dos modelos NEWAVE-DESSEM foram apresentados e a ferramenta se mostrou promissora para ser empregada na ampla gama de estudos citados.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio e discussões com a equipe da PETROBRAS, em especial ao engenheiro Daniel Faro do Amaral Lemos.

REFERÊNCIAS

- [1] 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 System Computation Conference, Seville, 2002.
- [2] 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, Dublin, Ireland, 2018.
- [3] ARVANTIDIS, N.V., ROSING, J. Composite representation of multireservoir hydroelectric power system, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 89, n. 2, pp. 319-326, Feb. 1970.
- [4] M.E.P. MACEIRA, V.S. DUARTE, D.D.J. PENNA, M.P. TCHEOU, "An Approach to Consider Hydraulic Coupled Systems in the Construction of Equivalent Reservoir Model in Hydrothermal Operation Planning". In: 17th PSCC, Stockholm, 2011.
- [5] M.E.P. Maceira, A.L. Diniz, C.B. Cruz, D.D.J. Penna, C.V. Vasconcellos, A.C.G. Melo, "Combined Representation of Hydropower Plants on Stochastic Dual Dynamic Programming - The Hybrid Approach," Hydro Scheduling Workshop, Trondheim, 2018.
- [6] A.L. Diniz, F.S. Costa, M.E.P. Maceira, T.N. Santos, L.C. Brandão e R.N. Cabral, "Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil", 20th PSCC, Dublin, Ireland, 2018.
- [7] M.E.P. Maceira; F.R.S. Batista; A.C.G. Melo; L.F.E.C. Silva; R. Olasagasti; L.G.B. Marzano, "A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems," em 20th PSCC, Ireland, 2018.
- [8] T.N. Santos, A.L. Diniz, C.H. Saboia, R.N. Cabral e L. F. Cerqueira, "Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: the DESSEM model," Electric Power Systems Research, vol. 189, p. 106709, 2020.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] R.R. Barboza, "Acoplamento Entre os Modelos de Planejamento e Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados – NEWAVE e DESSEM," Projeto Final (Graduação em Engenharia Elétrica – Sistemas de Potência). Orientadores: Maria Elvira P. Maceira e Harold D. de Mello Junior, UERJ, Rio de Janeiro, 2021.

- [12] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Modelo DESSEM: Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Manual do Usuário", Julho 2021.
- [13] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Programa NW2DS - Conversor de Casos do Modelo NEWAVE para o Modelo DESSEM", Relatório Técnico, Agosto 2021.
- [14] J.E.G. Lopes, B.P.F. Braga, J.G.L. Conejo, "SMAP – A Simplified Hydrologic Model. Applied Modeling in Catchment Hydrology," Water Resources Publications, pp. 167-176, 1982.
- [15] F.S. Costa, J.M. Damázio, M.E.P. Maceira, "Consideração de Precipitação e das Últimas Afluências Diárias Observadas na Previsão de Afluências Semanais para o Planejamento da Operação de Usinas Hidroelétricas," Cadernos do IME – Série Estatística, vol. 20, pp. 20-33, 2006.
- [16] ONS, "Histórico da Operação," Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>.

DADOS BIOGRÁFICOS



MARIA ELVIRA MACEIRA é engenheira Civil, UFRJ; especialização em Análise de Sistemas, PUC-Rio; Mestre e Doutora em Ciências, COPPE/UFRJ e MBA em Energia Elétrica, IBMEC. Professora Adjunto desde 1986, UERJ. Pesquisadora, CEPEL, jun/1986 a dez/2020, desenvolvendo e coordenando projetos para planejamento da expansão e operação, otimização e hidrologia estocástica, previsão/geração de vazões, integração de novas renováveis, mudanças climáticas, análise de riscos, comercialização e formação de preços. Exerceu chefia do Programa de Pesquisa Energética e do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente, dez/1999 a jan/2017. É membro titular da Academia Nacional de Engenharia.



ROBÉRIO DA ROCHA BARBOZA é engenheiro eletricitista (UERJ-2021) e mestrando em Engenharia Elétrica (COPPE/UFRJ). É analista de sistemas da City Connect atuando no CEPEL em atividades de desenvolvimento do modelo NEWAVE. Atuou como auxiliar de pesquisa do IPEA de 2020 a 2021. Tem experiência em Sistemas Elétricos de Potência e Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas de Energia Elétrica.



THATIANA CONCEIÇÃO JUSTINO é engenheira eletricitista (UERJ-2005), mestre em Engenharia Elétrica (2009) e doutora em Engenharia de Sistemas e Computação (2020) ambos pela COPPE/UFRJ. Desde 2006 é pesquisadora do 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, análise de decisão multicritério e previsão de carga no curto prazo.



ANDRÉ LUIZ DINIZ é engenheiro civil (1997), mestre em Engenharia de Transportes pela COPPE/UFRJ (2000) e doutor em Otimização pela COPPE Sistemas (2007). Pós-doutorado no Weierstrass Institute for Applied Analysis and Stochastics (2014). É pesquisador e chefe do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente do CEPEL e professor adjunto do departamento de estatística da UERJ. Tem grande experiência em programação matemática e otimização em planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica. É autor/co-autor de mais de 100 artigos em revistas e congressos nacionais e internacionais.



CRISTIANE BARBOSA DA CRUZ OLIVEIRA é graduada em Ciência da Computação (UFRJ-2005) e mestre em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE-UFRJ (2009). Foi bolsista do CNPq, FAPERJ e NCE/UFRJ. 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. Tem experiência na área de Ciência da Computação, Geoprocessamento e Matemática Aplicada.



ALBERT GEBER DE MELO é engenheiro Eletricista (UFPE-1983), Mestre (1986) e Doutor (1990) pela PUC-Rio. Professor Adjunto-Instituto de Matemática e Estatística da UERJ. Trabalhou como Pesquisador no CEPEL (1985-2020), onde foi Diretor de P&D (Jan/2005-Jul/2008) e Diretor-Geral (Ago/2008-Jan/2017). Tem experiência na coordenação e desenvolvimento de projetos, metodologias e sistemas computacionais. Representou o Brasil em diversos fóruns internacionais, incluindo ONU e Agência Internacional de Energia-IEA, onde foi Coordenador Técnico do Programa de Trabalho entre o Brasil e a IEA (2011-2016). É Distinguished Member-CIGRÉ, Senior Member-IEEE e Membro da Academia Nacional de Engenharia.