

# Planejamento da Expansão Considerando os Impactos das Fontes Renováveis e dos Recursos Energéticos Distribuídos na Carga Líquida

Leocádio, Caio Monteiro\*. Ferreira, Vitor Hugo.\*

\* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações  
Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil  
e-mail: caioleocadio@id.uff.br; vhferrera@id.uff.br

**Abstract:** With increase of non-controllable renewable and distributed energy resources in Brazilian energy matrix, new challenges were introduced in expansion planning problem. This work presents a mathematical model for generation expansion planning considering, in addition to probabilistic water inflows scenarios, different generation profiles of non controllable resources, that impact the hourly net load. From different net load scenarios it's possible to identify the candidate projects and technologies, which provide the optimal expansion solution to meet energy demand, both in terms of energy, capacity and flexibility.

**Resumo:** Com o aumento de fontes renováveis não controláveis e dos recursos energéticos distribuídos na matriz energética brasileira, novos desafios foram introduzidos no problema de planejamento de expansão. Este trabalho apresenta um modelo matemático para o planejamento de expansão da geração, considerando, além dos cenários probabilísticos de vazões, diferentes perfis de geração de recursos não controláveis, que impactam a carga líquida horária. A partir de diferentes cenários de carga líquida, é possível identificar os projetos e tecnologias candidatas que fornecem a solução ideal de expansão para atender à demanda de energia, tanto em termos de energia, quanto de capacidade e flexibilidade.

**Keywords:** Expansion Planning, Renewable Energy, Distributed Energy Resources, Hourly Net Load

**Palavras-chaves:** Planejamento de expansão, energia renovável, recursos energéticos distribuídos, carga líquida horária

## 1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é composto por uma matriz elétrica bastante diversificada, que inclui desde geração hidrelétrica e térmica, quanto nuclear, eólica e fotovoltaica. Durante muitos anos, essa matriz foi predominantemente hidrotérmica, composta em grande parte por grandes usinas hidrelétricas de grande porte (UHE) e termelétricas (UTE), cuja função principal era a de garantir a complementariedade energética do sistema nos períodos secos, auxiliando na manutenção de níveis estáveis nos reservatórios de água. As UHE sempre cumpriam o papel de fornecer os principais requisitos operativos do sistema, tais como energia, para o suprimento energético, capacidade, para o atendimento à demanda de ponta do sistema e flexibilidade, de forma a garantir uma resposta rápida às variações entre oferta e demanda. Além de proporcionar ao consumidor preços módicos na energia, essa configuração da matriz ocasionava poucos riscos de desabastecimento e a garantia de que as hidrelétricas resolveriam quase todos os problemas do sistema.

Entretanto, nos últimos anos, mudanças têm ocorrido na composição da matriz de geração brasileira, notadamente associadas à menor participação hidrelétrica na oferta do Sistema Interligado Nacional (SIN), levando à perda relativa da capacidade de regularização dessas usinas. Além disso, os cenários de mudanças climáticas preveem a diminuição da oferta de água e, conseqüentemente, da geração de energia hidroelétrica. Também merece destaque a grande penetração

das fontes renováveis não controláveis, principalmente as fontes eólica e solar, que são vistas como opções menos poluentes e mais sustentáveis em longo prazo. Por outro lado, essas fontes possuem um regime de geração não controlável e significativa variação no curto prazo, trazendo desafios ao sistema no que diz respeito à garantia de suprimento de energia na falta desses recursos. Além das fontes de geração renováveis, os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) têm apresentado potencial disruptivo no setor energético mundial. Os RED podem ser definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*). Na perspectiva do planejamento da expansão da geração (PEG), a inserção dos RED implica em grandes oportunidades para atendimento a alguns requisitos do sistema, mas também em maior incerteza sobre a demanda de energia e a matriz de energia futura [1].

Na literatura relacionada ao PEG, alguns trabalhos recentes [2][3][4][5] passaram a tratar os desafios que a entrada das fontes renováveis vem causando aos grandes sistemas elétricos de potência (SEP). Esses estudos propõem formas de se avaliar, em escalas temporais menores, os impactos das decisões de expansão na operação futura. Adicionalmente, pesquisas realizadas sobre o comportamento dos SEP quanto a inserção das tecnologias de armazenamento [6], redes inteligentes e mecanismos de resposta da demanda [7][8] vêm contribuindo para o avanço nas discussões sobre os RED e

apresentando diferentes maneiras de modelagem dessas tecnologias. Por outro lado, percebe-se ainda que a expansão que o PEG comumente apresenta está relacionada apenas aos conceitos de energia e capacidade, com a representação da carga em blocos com duração determinada e sem cronologia entre horas. Com o aumento da penetração das fontes não controláveis (FNC) e dos RED, a flexibilidade de curto prazo torna-se relevante para a integração efetiva dessas fontes. Portanto, são necessários mais estudos sobre a contribuição desses recursos energéticos para o atendimento da demanda.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar um modelo matemático para o PEG considerando, além de cenários probabilísticos de afluências, diferentes perfis de geração das FNC, incluindo geração eólica, solar e geração distribuída fotovoltaica, que impactam diretamente na carga líquida (CL) horária de cada subsistema. Com isso, busca-se obter a expansão ótima do sistema que permita minimizar o custo total de investimento e operação do sistema, inclusive na escala horária, buscando aproximar o planejado da operação real do sistema. Além disso, a partir da avaliação horária, é possível destacar os efeitos que os RED causam na CL.

## 2. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO COM AVALIAÇÃO HORÁRIA

O modelo proposto utiliza a abordagem de co-otimização, onde os problemas de investimento e operação são resolvidos juntos. Tradicionalmente, os modelos de decisão de investimento utilizam variáveis binárias, caracterizando-se como um problema linear inteiro misto. Entretanto, na modelagem proposta as decisões relacionadas às capacidades dos novos empreendimentos são modeladas através de variáveis contínuas. Essa definição é interessante para demonstrar qual seria a potência mínima necessária para se obter a melhor configuração possível. O problema de considerar uma variável contínua para modelar a capacidade seria a ocorrência de micro ou grandes expansões de uma mesma tecnologia durante um curto período de tempo. Para evitar estas situações, foram adotadas restrições de expansão de capacidade para diferentes fontes, limitando o acréscimo de potência instalada de uma determinada tecnologia em cada ano do horizonte de expansão. Em relação à representação da operação, a mesma é realizada em discretizações mensal e horária, utilizando curvas de carga líquida típicas, onde as características da geração das FNC podem ser capturadas.

### 2.1 Representação das Curvas de Carga Líquida

De forma a representar a contribuição energética das fontes renováveis, a simulação da operação na etapa de planejamento deve ser realizada em escala horária. Entretanto, no planejamento de longo prazo, a incerteza relacionada a geração dessas fontes, que variam sua produção em vários instantes do dia e possuem comportamentos mensais distintos, podem resultar em um número de cenários muito elevado, inviabilizando a execução do problema. Para isso, a adoção de perfis típicos apresenta-se como uma alternativa interessante para o tratamento desse problema. Para representar os perfis típicos de demanda bruta e da geração das FNC, optou-se pela utilização da técnica de clusterização *Fuzzy C-Means* [9]. A

Figura 1 ilustra o fluxograma do processo de obtenção e tratamento desses perfis.

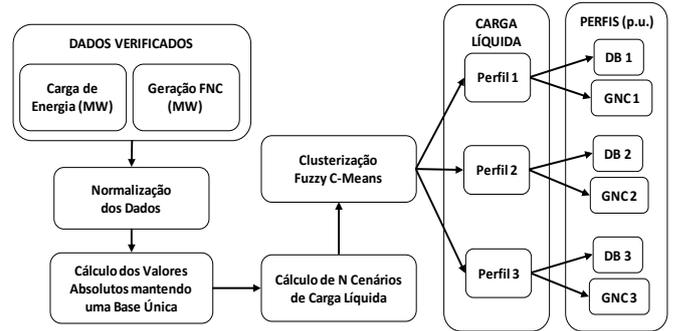


Figura 1- Fluxograma para definição dos perfis típicos

A primeira etapa consiste na normalização dos dados verificados de geração e carga em função das suas respectivas médias mensais. Na sequência, multiplica-se esses valores por uma demanda/potência pré-definida para que os dados de carga/geração permaneçam na mesma base em todo o histórico. A partir desses valores absolutos, calcula-se CL através da subtração entre a demanda bruta horária DB e a geração das fontes não controláveis horária GNC, combinando todos os N cenários de demanda e os M cenários de geração possíveis, para todas as H horas, resultando em:

$$CL_h = DB_{h,n} - GNC_{h,m} \quad \forall h \in H, m \in M, n \in N \quad (1)$$

A sazonalidade mensal e as características horárias da DB e da GNC são preservadas no cálculo da carga líquida, onde as distribuições são modeladas para cada mês, mantendo o acoplamento temporal em escala horária. Com os cenários obtidos de CL, por subsistema, utiliza-se o processo de clusterização para agrupar os dados e determinar três curvas típicas, com pesos resultantes associados, que melhor representam o comportamento da carga líquida em cada mês. Para cada padrão encontrado é feita a decomposição da curva para identificar quais os componentes que resultaram nesse perfil, ou seja, são identificados os perfis de DB e geração eólica, solar fotovoltaica centralizada e distribuída, normalizados pela média, que moldaram a curva líquida final. Com esses padrões permite-se que, caso decida-se pela expansão das FNC, a geração resultante dessas usinas altere a curva de CL. Além de incorporar os efeitos das fontes intermitentes, o problema do PEG permitirá que os RED tenham seus atributos sistêmicos valorados de forma correta.

### 2.2 Função Objetivo

A função objetivo do problema (2), é dada pela minimização do valor esperado da soma dos custos de investimentos e operação do sistema, trazidos a valor presente, sendo o primeiro relacionado aos novos projetos de geração e tecnologias indicadas para a expansão I e o segundo associado aos custos para operar o parque de tecnologias existentes e futuras, em escala mensal COM e horária COH, considerando diferentes cenários hidrológicos S com probabilidade associada PS, ao longo de todo o horizonte de simulação T:

$$FO = \text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \left[ \left( \frac{1}{(1+i)^t} [I_{t,s} + COM_{t,s} + COH_{t,s}] \right) \cdot PS_s \right] \quad (2)$$

A soma dos custos de investimento da expansão dos projetos de geração e da expansão de capacidade das linhas de transmissão representa o valor de  $I_t$ , conforme (3). Dados os conjuntos  $P$  de projetos candidatos e  $L$  de linha de transmissão passíveis de construção, o custo mensal de investimento dos projetos  $x_p$  e da transmissão  $x_l$ , em R\$/MW/mês, considera os custos fixo mensal, para os investimentos e o custo de operação e manutenção. De forma a representar tais custos, dividiu-se o custo de investimento em parcelas mensais, onde estão inclusos os custos de investimento dos equipamentos e demais custos, que incluem aquisição de terreno, licenciamento, conexão na rede, etc, além do custo de capital. O produto entre esses custos mensais e a capacidade instalada indicada de geração  $C_p$  e de transmissão  $C_l$ , fornecem os custos totais de investimento.

$$I_{t,s} = \sum_{p \in P} C_{p,t} x_p + \sum_{l \in L} C_{l,t} x_l \quad (3)$$

As equações (4) e (5) referem-se ao custo de operação mensal  $COM_{t,s}$  e horário  $COH_{t,s}$ . No caso de usinas termelétricas, o custo variável unitário (CVU) está relacionado ao custo de operação dessas usinas. Como a geração hidroelétrica e das renováveis possuem CVU nulo, a parcela referente ao  $COM$  contempla a soma do produto entre a geração termelétrica  $g^M$  e o CVU, tanto para o conjunto de usinas existentes  $T^E$  como para usinas indicativas  $T^N$ , além dos eventuais custos de déficit, onde  $c^{def}$  é o custo em R\$/MWh e  $r$  a demanda não atendida, em MW. Para  $COH$ , considera-se a soma dos custos de todos os cenários de demanda líquida  $C$ , ponderados por  $WC$ , conforme probabilidade de ocorrência de tais cenários. Cada cenário é composto pela soma dos custos de operação de cada hora do dia em  $H$ , divididos pelo número de horas do dia e multiplicados pelo total de horas do mês  $n_t$ . O custo total de cada hora é semelhante à representação mensal, considerando os custos de geração termelétrica horária  $g^H$  de existentes e de novas usinas, custo de déficit horário e da resposta da demanda (RD)  $c^{RD} z^H$ , onde  $c^{RD}$  é preço pago ao ofertante da RD e  $z^H$  a potência ofertada.

$$COM_{t,s} = \left( \sum_{u \in T^E} CVU_u g_{u,t,s}^M + \sum_{v \in T^N} CVU_v g_{v,t,s}^M + c^{def} r_{t,s} \right) n_t \quad (4)$$

$$COH_{t,s} = \sum_{c \in C} \sum_{k \in K} \left( \left[ \sum_{u \in T^E} CVU_u g_{u,t,s,c,k}^H + \sum_{v \in T^N} CVU_v g_{v,t,s,c,k}^H + c^{RD} z_{t,s,c,k}^H + c^{def} r_{t,s,c,k} \right] \cdot WC_c \right) n_t / 24 \quad (5)$$

### 2.3 Representação das tecnologias candidatas à expansão

Na modelagem das tecnologias candidatas a expansão, não é possível desinvestir numa decisão feita ao longo do horizonte. As restrições de investimento (6) e (7) asseguram que a variável associada à capacidade de cada projeto  $C_{p,t}$  em um dado instante de tempo seja maior ou igual ao instante imediatamente anterior, a partir da data mínima de expansão  $MinExpA$ . Adicionalmente, restrições de limites mínimo e máximo de capacidade instalada podem proporcionar uma diversificação da matriz, funcionado como política energética.

$$C_{p,t} = 0 \quad \forall p \in P, \forall t \in \{1..MinExpA\} \quad (6)$$

$$C_{p,t} \geq C_{p,t-1} \quad \forall p \in P, \forall t \in \{MinExpA..T\} \quad (7)$$

### 2.4 Representação das restrições de operação

#### A. Operação Mensal do Sistema

A equação (8) mostra o balanço energético para atendimento a demanda de energia mensal  $d_t^b$ . O somatório da geração hidroelétrica  $\rho_l^b q_{l,t,s}^b$ , termelétrica  $g_{t,s}^{M^b}$  e  $g_{v,t,s}^{M^b}$ , das fontes renováveis  $g_{j,t,s}^b$ , dos RED  $z_{t,s}^{M^b}$ , do intercâmbio  $f_{b,t,s}^b$  recebido e da possibilidade de déficit  $r_{t,s}^b$  deve ser maior ou igual à carga de energia  $d_t^b$ , para todas as barras  $B$ , todos os cenários de vazão  $S$  e todo o horizonte de simulação  $T$ .

$$\left( \sum_{u \in T^E} g_{u,t,s}^{M^b} + \sum_{i \in H} \rho_i^b q_{i,t,s}^b + \sum_{j \in R} g_{j,t,s}^b + \sum_{v \in T^N} g_{v,t,s}^{M^b} - \sum_{b \in B} f_{b,t,s}^b + z_{t,s}^{M^b} + r_{t,s}^b \right) \geq d_t^b \quad \forall b \in B, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (8)$$

Como a modelagem é aplicada a sistemas hidrotérmicos, as restrições referentes aos recursos hídricos se fazem presentes para cada uma das usinas  $H$ , tais como as equações de balanço hídrico (9) e as restrições de volume mínimo  $\underline{V}_{i,t}$  e máximo  $\bar{V}_{i,t}$ , vazão mínima  $\underline{Q}_{i,t}$  e máxima  $\bar{Q}_{i,t}$  e turbinamento máximo  $\bar{G}_{i,t}$  (10), com  $\rho_{i,t}^b$  representando o fator de produtividade da usina. Na equação (9), o volume  $v_{i,t,s}$  decidido para cada reservatório, em cada período, guarda uma relação com o período imediatamente anterior, caracterizando o acoplamento temporal presente na equação de balanço hídrico, onde  $a_{i,t,s}$  é a vazão incremental,  $q_{i,t,s}$  a vazão turbinada,  $w_{i,t,s}$  a vazão vertida e  $M(i)$  o conjunto de usinas à montante. Além disso, também é respeitado a configuração do sistema hidroelétrico e seu acoplamento hidráulico, onde estão inseridas tanto usinas com reservatório como plantas a fio d'água. Nesta formulação, o armazenamento do reservatório no início do período seco de cada ano do horizonte de estudo é igual ao final nos 12 meses seguintes, o que significa que o uso da água é limitado à entrada anual e pode ser interpretado como uma solução em estado estacionário para o problema operativo. Assim, a incerteza hidrológica é capturada usando um número apropriado de cenários de entrada.

$$v_{i,t+1,s} = v_{i,t,s} + a_{i,t,s} - q_{i,t,s} - w_{i,t,s} + \sum_{j \in M(i)} (q_{j,t,s} + w_{j,t,s}) \quad (9)$$

$$\rho_{i,t}^b q_{i,t,s}^b \leq \bar{G}_{i,t}; \quad \underline{Q}_{i,t} \leq q_{i,t,s} \leq \bar{Q}_{i,t}; \quad (10)$$

$$\underline{V}_{i,t} \leq v_{i,t,s} \leq \bar{V}_{i,t}; \quad v_{i,T+12,s} = v_{i,0,s} \quad \forall i \in H, \forall s \in S, \forall t \in T$$

As restrições (11) e (12) definem uma geração mínima, ou inflexibilidade operativa (*inflex*), para as termelétricas, assim como uma geração máxima, limitada a potência disponível máxima (*fpdisp*), onde  $C_{u,t}^T$  é a potência instalada da usina e  $g_{u,t,s}^M$  e  $g_{u,t,s,c,k}^H$  são as produções mensal e horária, respectivamente, para cada intervalo de tempo avaliado. Ademais, na operação horária são consideradas restrições de rampa de subida  $\Delta r_u^{up}$  e descida  $\Delta r_u^{down}$ , conforme (13).

$$C_{u,t}^T \cdot inflex_{u,t} \leq g_{u,t,s}^M \leq C_{u,t}^T \cdot fdisp_{u,t} \quad (11)$$

$$C_{u,t}^T \cdot inflex_{u,t} \leq g_{u,t,s,c,k}^H \leq C_{u,t}^T \cdot fdisp_{u,t} \quad (12)$$

$$g_{u,t,s,c,k}^H - g_{u,t,s,c,k-1}^H \leq \Delta r_u^{up}; \quad g_{u,t,s,c,k}^H - g_{u,t,s,c,k+1}^H \leq \Delta r_u^{down} \quad (13)$$

$$\forall u \in (T^E \cup T^N), \forall c \in C, \forall k \in K, \forall s \in S, \forall t \in T$$

A representação da geração das demais renováveis  $g_{j,t,s}^b$  na discretização mensal (14) é feita pelo produto entre a capacidade máxima disponível de um determinado recurso, sendo  $CRE_{j,t}^b$  das unidades existentes e  $C_{p,t}^b$  das indicativas, com seus respectivos fatores de capacidade mensal  $FC$ .

$$g_{j,t,s}^b = CRE_{j,t}^b FC_{p,t}^b + C_{p,t}^b FC_{p,t}^b \quad \forall b \in B, \forall j \in R, \forall t \in T, \forall p \in \{Ren\} \quad (14)$$

Por fim, o intercâmbio  $f_{e,t,s}^b$  entre as barras  $b$  e  $e$  é representado através das restrições dos limites de capacidade de transmissão de cada linha existente  $L_{b,e,t}$  e candidata a expansão  $C_{l,t}$ , para todo conjunto de barras existentes  $T$  e linhas candidatas  $L$ .

$$f_{e,t,s}^b = -f_{b,t,s}^e \quad \forall b \in B, \forall e \in B, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (15)$$

$$f_{e,t,s}^b \leq L_{b,e,t} + C_{l,t} \quad \forall b \in B, \forall e \in B, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall l \in L \quad (16)$$

## B. Operação Horária do Sistema

Na avaliação da operação horária, deve-se considerar a equação de atendimento a demanda horária (17), com a geração horária das usinas hidrelétricas  $g_{i,t,s,c,k}^{Hb}$ , termelétricas  $g_{u,t,s,c,k}^{Hb}$  e  $g_{v,t,s,c,k}^{Hb}$ , renováveis  $g_{j,t,s}^b$ , além do intercâmbio  $f_{b,t,s}^{Hb}$ , resposta da demanda  $z_{t,s,c,k}^{Hb}$ , armazenamento de energia  $y_{t,s,c,k}^{Hb}$  e déficit  $r_{t,s,c,k}^b$ . Nessa equação estão inseridos os perfis típicos de demanda  $PD_{t,c,k}^b$  e das renováveis  $PR_{j,t,c,k}^b$  definidos anteriormente para cada barra  $b$  e mês  $t$ , os quais são multiplicados pelos dados mensais de demanda e da soma da geração das usinas existentes e indicativas, respectivamente.

$$\begin{aligned} & \sum_{u \in T^E} g_{u,t,s,c,k}^{Hb} + \sum_{i \in H} g_{i,t,s,c,k}^{Hb} + \sum_{j \in R} g_{j,t,s}^b PR_{j,t,c,k}^b \\ & + \sum_{v \in T^N} g_{v,t,s,c,k}^{Hb} - \sum_{b \in B} f_{b,t,s}^{Hb} \\ & + z_{t,s,c,k}^{Hb} + y_{t,s,c,k}^{Hb} + r_{t,s,c,k}^b \end{aligned} = d_t^b PD_{t,c,k}^b \quad (17)$$

$$\forall b \in B, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall c \in C, \forall k \in K$$

Com relação a geração hidrelétrica horária  $g_{i,t,s,c,k}^{Hb}$ , a decisão associada à geração mensal de energia de cada hidrelétrica, em função da sua vazão turbinada  $q_{i,t,s}^b$ , é alocada de forma ponderada (por  $WC_c$ ) nas horas do dia da curva de carga líquida, para cada mês e cenário de vazão, respeitando os limites de geração máxima, conforme equação (18) e (10).

$$\rho_{i,t,s}^b q_{i,t,s}^b = \frac{\sum_{c \in C} \sum_{k \in K} (g_{i,t,s,c,k}^{Hb} WC_c)}{24} \quad \forall i \in H, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (18)$$

A modelagem possibilita a avaliação da competitividade de alguns RED, como as tecnologias de armazenamento, incluindo baterias, veículos elétricos e usinas reversíveis, além da resposta da demanda por incentivos [8], que permite que consumidores reduzam o seu consumo em momentos de ponta do sistema, em troca de uma compensação. As equações (19) a (21) representam as restrições desses recursos.

$$A_{t,s,c,k}^{yb} = A_{t,s,c,k-1}^{yb} - y_{t,s,c,k}^{Hb}; \quad A_{t,s,c,k}^{yb} \leq 3 \cdot \bar{C}_{p,t}^b; \quad y_{t,s,c,k}^{Hb} \leq \bar{C}_{p,t}^b \quad (19)$$

$$\sum_{k \in K} z_{t,s,c,k}^{Hb} \leq 4 \cdot 5\% \cdot d_t^b; \quad z_{t,s,c,k}^{Hb} \leq 5\% \cdot d_t^b \quad (20)$$

$$z_{t,s}^{Mb} = \frac{\sum_{c \in C} \sum_{k \in K} (z_{t,s,c,k}^{Hb} \cdot WC_c)}{24} \quad (21)$$

$$\forall p \in \{Bat\}, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall c \in C, \forall k \in K$$

A variável  $\bar{C}_{p,t}^b$  representa a capacidade instalada decidida pelo modelo para as tecnologias de armazenamento. A equação (19) define a equação de balanço de energia desses dispositivos, onde  $A_{t,s,c,k}^{yb}$  é a energia armazenada e  $y_{t,s,c,k}^{Hb}$  o fluxo de energia carregada ou descarregada do sistema. Para a resposta da demanda, as equações (20) e (21) restringem o valor máximo de resposta da demanda em 5% da demanda da barra  $d_t^b$ , a utilização de no máximo 4 horas por dia e o montante mensal de energia dessa tecnologia  $z_{t,s}^{Mb}$ .

## 3. ESTUDO DE CASO

### 3.1 Dados de entrada do modelo

Os dados de entrada refletem a configuração do SIN, baseados nas informações obtidas no Plano Decenal de Expansão 2027 [10], onde uma demanda de energia é apresentada para cada um dos 9 subsistemas do SIN. Para simulação da operação, foram utilizadas 3 séries hidrológicas, escolhidas a partir de um processo de clusterização [9] da contribuição energética das 86 séries históricas. O processo de agrupamento busca as séries que possam representar o comportamento de todo o histórico de vazões, atribuindo-lhes pesos. As tecnologias candidatas a atender os requisitos sistêmicos do planejamento da expansão, bem como seus custos mensais de investimento e de operação (CVU) associados, estão descritos na Tabela 1. Adicionalmente, considerou-se um valor de 4.600 R\$/MWh para o custo de déficit do sistema.

Tabela 1 - Tecnologias Candidatas

Projeto	GNCA	GNCC	SOL	EOL	PCH	BIO	RD	BAT
Custo Fixo (MRS/kW/mês)	55,4	68,4	48,9	66,7	87,5	53,8	2,5	45,0
CVU (R\$/MWh)	350	150	0	0	0	0	550	0

Para determinar as curvas de cargas líquidas típicas, utilizou-se dados históricos de 2006 a 2015. O perfil de geração das fontes biomassa e pequenas centrais hidrelétricas foram definidas constantes, em função das suas restrições de balanço térmico e ausência de reservatórios para regularização, respectivamente. Para a solar fotovoltaica, os perfis horários foram estimados a partir de simulações solarimétricas. Por fim, as curvas de geração eólica foram definidas para os subsistemas do Nordeste e Sul a partir de dados verificados de geração de usinas existentes. Para ilustrar a aplicabilidade da metodologia, foram definidos 4 casos para simulação, modelados utilizando a linguagem de programação Julia [11]:

**Caso 1:** Modelo tradicionalmente utilizado no PEG, onde somente é avaliada a operação mensal do sistema. A carga é representada por 3 patamares e a contribuição das renováveis é definida apenas por um fator de disponibilidade mensal.

**Caso 2:** Modelo proposto, com avaliação da operação horária e sem restrições de expansão das fontes.

**Caso 3:** Caso 2, com limites de capacidade incremental mínima e máxima de cada tecnologia, com o objetivo de definir um plano de expansão que contemple todas as fontes.

**Caso 4:** Caso 3, estabelecendo que apenas as fontes renováveis e os RED podem ser indicados para expansão do sistema.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Tabela 2 resume os principais resultados obtidos em relação a função objetivo do problema, que representa o valor esperado da soma dos custos de investimento e operação do sistema, na simulação de todos os cenários disponíveis.

Tabela 2 - Resultados das simulações

Caso	Custo (MM R\$)		
	Investimento	Operação	Total
C1	590	212.373	<b>212.962</b>
C2	1.252	226.807	<b>228.059</b>
C3	763	229.146	<b>229.908</b>
C4	800	261.565	<b>262.366</b>

Analisando os resultados, observa-se que o caso que apresenta o menor custo total de investimento e operação é a alternativa C1, com avaliação da operação estritamente mensal, cujo valor total de R\$212,96 bilhões. Os resultados indicam ainda que o aumento do custo total reflete o acréscimo de capacidade instalada requerida nos casos com avaliação horária, bem como uma diferente política de operação mensal conforme a disponibilidade de recursos para o atendimento de energia, e também em relação ao atendimento dos requisitos de capacidade e flexibilidade, vistos apenas na etapa da operação de curto prazo. A Figura 2 destaca os montantes de capacidade instalada indicados em cada um dos casos.

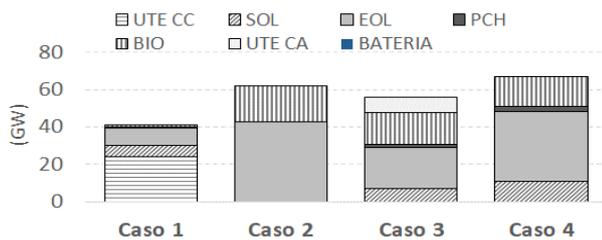


Figura 2 – Expansão de Capacidade Instalada por fonte

O caso C1, apenas com operação mensal, resulta numa grande expansão com termelétricas a ciclo combinado, além de um certo montante de renováveis. Como nesse caso avalia-se apenas a energia mensal que a fonte pode fornecer, o modelo optou pelas UTE para fornecer energia firme e substituir térmicas mais caras que estavam em operação, preferindo não escolher grandes montantes de renováveis em função do seu baixo fator de capacidade. Em contrapartida observa-se que os casos com operação com maior detalhamento temporal, ou seja, o C2, C3 e C4, possuem uma maior indicação de fontes renováveis para compor a expansão do parque de geração, com grande destaque para as fontes eólica e biomassa. Esses dois recursos energéticos atuam de forma complementar, pois enquanto que a biomassa é despachada na base, de forma constante e com custo de operação nulo, diminuindo assim o custo de operação, as eólicas possuem baixo custo de investimento e razoável fator de capacidade (cerca de 47%), contribuindo tanto com energia no horizonte mensal como com os demais requisitos operação horária, ainda que com certas restrições, pois sua produção depende do regime de ventos. A política de operação do sistema pode ser vista na Figura 3, com a participação das fontes no total de energia gerada para atendimento da demanda mensal do sistema.

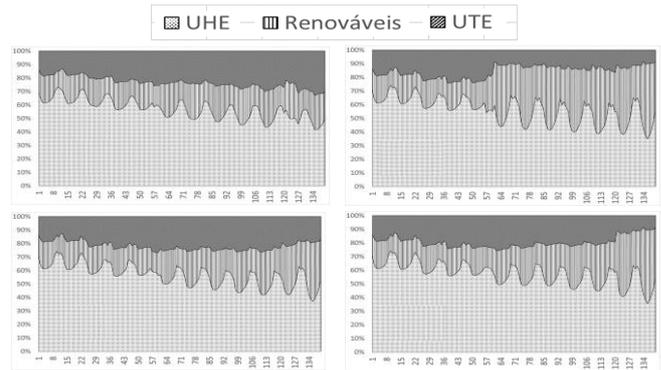


Figura 3 - Operação Mensal do Sistema

Ao verificarmos tanto os resultados da expansão da geração na Figura 2 como os da operação na Figura 3, percebemos que no caso C2 há um certo desequilíbrio entre as fontes, com grande aumento de apenas dois recursos e no início do horizonte de expansão de uma única vez. Por outro lado, os casos C3 e C4 possuem uma combinação de fontes mais exequível, muito em função das restrições de política energética, com um custo total bem próximo ao caso C2, sendo apenas 0,8% superior a esse. Portanto, torna-se interessante a avaliação da contribuição energética horária das fontes num portfólio mais diversificado de tecnologias escolhidas. A Figura 4 ilustra, para o caso C3, a contribuição das fontes no atendimento da demanda horária.

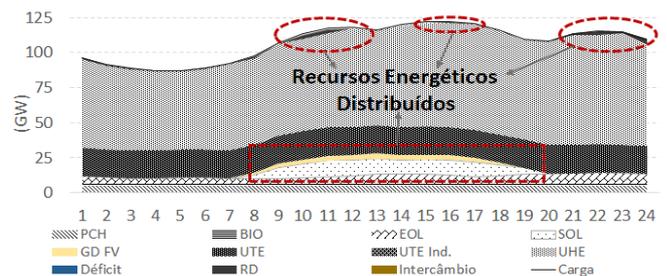


Figura 4 - Atendimento a Demanda Horária

A participação das renováveis e das fontes convencionais muda conforme o período avaliado, em função da capacidade instalada e dos recursos primários disponíveis nos meses do ano. A hidrelétrica permanece, ao longo de todo o horizonte, como a principal fonte de energia, de atendimento nos momentos de pico e de flexibilidade para o sistema, podendo aumentar e diminuir sua geração em grande escala no intervalo entre horas. Por outro lado, as demais fontes renováveis e a geração solar distribuída, apesar de não entregarem sua potência máxima na maior parte do tempo, são responsáveis por fornecer boa parte da energia que o sistema necessita, a custos muito baixos, enquanto que as usinas térmicas atuam de forma inflexível, a um CVU muito baixo, que compense despachá-la a plena carga durante todo o tempo, ou para fornecer potência ao sistema nos momentos na ausência das renováveis e para atendimento a ponta, ainda que possuam CVI mais elevado para isso. Esse último papel pode ser ocupado pela resposta da demanda (RD), conforme ilustrados na Figura 4. Quando a quantidade de horas do mês onde for necessária uma complementação para atendimento a potência for muito pequena, não é interessante investir em novas usinas termelétricas para que essas operem com fator de despacho

muito baixo, sendo a resposta da demanda o produto ideal para este fim, com um custo final extremamente competitivo.

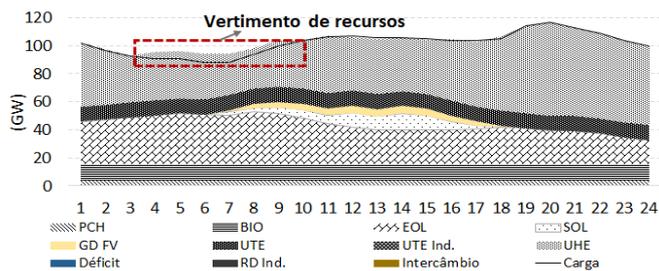


Figura 5 - Exemplo de Excesso de Energia

Podemos destacar também a sinalização do modelo para oportunidades de uso dos RED destinados à armazenagem de energia, ainda que, em função dos seus elevados custos no horizonte, esses não tenham sido indicados no plano de expansão. A Figura 5 representa a simulação de um mês de setembro do caso C4, no qual observa-se um excesso de energia do SIN no horário de carga leve, onde essas tecnologias poderiam atuar no sentido de estocar energia para liberação nos horários de maior demanda. Esse excesso ocorreu em função da grande contribuição das renováveis no Nordeste, onde em determinadas horas, estas fontes conseguem atender por completo a demanda do próprio subsistema, mas só conseguem escoar o excesso parcialmente, devido a uma limitação do intercâmbio, provocando vertimentos de recursos hidrelétricos e das fontes renováveis.

Tabela 3 - Resumo da Contribuição das Renováveis e REDs

RED	Contribuição Horária Máxima (MW)			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Eólica	12.021	35.075	25.931	28.094
Solar	1.676	3.071	9.020	13.457
Solar GD	0	3.413	3.413	3.413
Resposta da Demanda	0	2.342	2.413	2.692

Por fim, a Tabela 3 resume a contribuição energética horária máxima observada pelos recursos candidatos em cada um dos casos simulados. Em relação à fonte eólica, percebe-se uma grande contribuição dessa tecnologia para atendimento horário, com maior volume no caso C2, onde existe um acréscimo relevante dessa fonte na capacidade instalada do sistema e volume expressivo em C4, onde temos restrições quanto à expansão da fonte termelétrica. O segundo destaque está relacionado ao grande potencial demonstrado pela RD para atendimento à ponta. Em todos os casos, esse RED atingiu sua capacidade máxima, limitada a 5% da carga do próprio subsistema. Isso mostra que esse montante poderia ser maior, caso não houvesse tal restrição, reafirmando o potencial de uso desse RED, reduzindo possíveis despachos termelétricas.

## 5. CONCLUSÕES

A grande penetração das fontes renováveis não controláveis, principalmente as fontes eólica e solar e o potencial disruptivo apresentado pelos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) voltam a atenção para a maneira como os sistemas de geração são planejados atualmente e como devem se preparar para o futuro. Nessa perspectiva, foi desenvolvida uma ferramenta para o planejamento da expansão da geração com avaliação

horária, considerando cenários probabilísticos de vazões e diferentes perfis de demanda e geração de recursos não controláveis. Foram simulados 4 diferentes casos para estudo. Os resultados mostram que nos casos onde o PEG incorpora a operação em escala horária, a expansão que prevalece é aquela com maior número de renováveis, em detrimento das convencionais com combustíveis fósseis. Percebe-se ainda que a modelagem do atendimento horário da demanda torna-se fundamental para avaliar as necessidades das novas características operativas do sistema e identificar a composição ótima da matriz. Esse tipo de abordagem reflete de maneira mais adequada os custos reais de operação do sistema, o que melhora a gestão dos recursos de maneira geral e permite a valoração dos atributos de cada tecnologia, em especial as renováveis e os REDs, que se mostram bastante competitivos e com enorme potencial de expansão no sistema.

## REFERÊNCIAS

- [1] Empresa de Pesquisa Energética. (2018). EPE-DEA-NT-016-2018-r0: Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético. Brasília: MME.
- [2] Hemmati, R., Saboori, H., & Siano, P. (2017). Coordinated short-term scheduling and long-term expansion planning in microgrids incorporating renewable energy resources and energy storage systems. *Energy*, Vol 134, pp 699-708.
- [3] Liu, Y., Sioshansi, R., & Conejo, A. J. (2017). Multistage Stochastic Investment Planning with Multiscale Representation of Uncertainties and Decisions. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 33, pp. 781 - 791.
- [4] Luz, T., Moura, P., & Almeida, A. d. (2018). Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews - Volume 81, Part 2*, pp. 2637-2643.
- [5] Maluenda, B., Negrete-Pincetic, M., Olivares, D. E., & Lorca, Á. (2018). Expansion planning under uncertainty for hydrothermal systems with variable resources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems - Volume 103*, pp. 644-651.
- [6] Haas, J., Cebulla, F., Nowak, W., Palma-Behnke, R., Rahmann, C., & Mancarella, P. (2017). Challenges and trends of energy storage expansion planning for flexibility provision in low-carbon power systems – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80, 603–619.
- [7] Han, D., & Yan, Z. (2016). Evaluating the impact of smart grid technologies on generation expansion planning under uncertainties. *Internacional Transactions Electrical Energy Systems - 26*, pp. 934–951.
- [8] Muller, G., Falcão, D. (2019). A Fuzzy Knowledge-Based System to Assess the Impact of Demand Response on the Long Term Demand of Electricity: Application to the Brazilian Interconnected Power System. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*.
- [9] Prahastono, Iswan & King, David & Ozveren, Cuneyt & Bradley, D.. (2008). Electricity load profile classification using Fuzzy C-Means method. 1 - 5.
- [10] Empresa de Pesquisa Energética. (2018). Plano Decenal de Expansão 2027. Brasília: MME.
- [11] Bezanson, J., Edelman, A., Karpinski, S., Shah, V. (2017). Julia: A Fresh Approach to Numerical Computing. *SIAM Review*, Vol. 59, No. 1 : pp. 65-98