

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

***Modelo de Decisão de Investimentos para
Expansão do SIN – Versão PDE 2027***



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Marcio Felix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Wilson Grudtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

João Vicente de Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral e Executiva

Reive Barros dos Santos
Amilcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Jorge Trinkenreich
Patricia Costa Gonzalez de Nunes
Renato Haddad Simões Machado

Equipe Técnica

Saulo Ribeiro Silva
Dan Abensur Gandelman
Thiago Correa Cesar
Pedro Americo Moretz-Sohn David
Caio Monteiro Leocadio
Carlos Eduardo Paes dos Santos Gomes

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" Sala 744 - Brasília - DF BRASIL
CEP:70.065-900

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-54/2018 – r0

Data: 10 de Agosto de 2018

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	10/08/2018	Publicação Original

1	APRESENTAÇÃO.....	6
2	INTRODUÇÃO.....	7
3	ASPECTOS DO MODELO.....	8
3.1	Representação da Demanda em Patamares de Carga.....	9
3.2	Custos de Investimento e Operação.....	10
3.3	Representação das Fontes de Geração de Energia.....	11
3.3.1	Usinas Hidrelétricas.....	11
3.3.2	Usinas Termelétricas.....	16
3.3.3	Usinas de Fontes Renováveis não Despachadas Centralizadamente.....	17
3.3.4	Projetos de Tecnologia de Armazenamento.....	17
3.4	Cenários de Incertezas.....	18
3.5	Função Objetivo.....	19
3.6	Restrições.....	20
3.6.1	Restrições de Atendimento Energético.....	20
3.6.2	Restrições de Atendimento de Capacidade.....	21
3.6.3	Disponibilidade de Fontes e Projetos.....	21
3.6.4	Restrições de Representação do Sistema.....	22
3.6.5	Restrições de Investimento.....	23
3.6.6	Restrições Adicionais.....	24
4	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	26
	ANEXO – MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS PARA EXPANSÃO DO SIN CONSIDERANDO INCERTEZAS – VERSÃO PDE 2027.....	27

1 Apresentação

A presente Nota Técnica apresenta parte da metodologia utilizada nos estudos do Plano Decenal de Expansão 2018-2027, especificamente aquela que versa sobre a modelagem matemática do problema da expansão de longo prazo do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) utilizando um modelo de decisão de investimento sob incerteza. A modelagem aqui apresentada foi introduzida nos estudos do Plano Decenal de Expansão 2017-2026, baseada na tese de doutorado de Dan Abensur Gandelman (Gandelman, 2015), e aprimorada para os estudos do Plano Decenal de Expansão 2018-2027.

2 Introdução

Um dos principais produtos do Plano Decenal de Expansão (PDE) são os estudos para a expansão do parque de geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas no horizonte decenal, visando garantir o abastecimento adequado da demanda de energia elétrica do sistema interligado do país ao longo do período de planejamento.

Desde o PDE 2026 a EPE adotou um Modelo de Decisão de Investimento (MDI) para o planejamento da expansão visando definir a expansão da oferta de energia elétrica, considerando projeções de preços de combustível, entre outros. Neste modelo, a indicação da oferta é feita a partir de um modelo de decisão de investimentos, que define uma expansão ótima do sistema através da minimização do custo total de investimento e operação, sob condições de incertezas.

Para o ciclo do PDE 2027 o MDI foi aprimorado. A principal modificação em relação ao apresentado em (Gandelman, 2015) é a consideração de discretização por patamares de carga. Esta nota tem por objetivo revisar o modelo matemático da metodologia aplicada no MDI para os estudos do PDE 2027.

3 Aspectos do Modelo

Há uma rica bibliografia de modelos para a expansão do setor elétrico brasileiro, que inicia-se com (Pinheiro e Trinkenreich 1982), com o DESELP – Determinação da Expansão do Sistema Elétrico em Longo Prazo. Além do DESELP, vale mencionar o MODPIN, cuja sigla significa Modelo de Expansão sobre Incerteza, desenvolvido pelo CEPEL. O artigo de (Gorenstin, et al. 1993) descreve a metodologia deste modelo. O OPTGEN é o modelo desenvolvido pela consultoria PSR para o problema de expansão do setor elétrico. Este modelo está sendo aplicado a uma diversa gama de países, como por exemplo, países dos Balcãs (Campodónico, et al. 2003). No início da década passada, (Machado Junior 2000) propôs outra metodologia, na qual se baseou o MELP (Modelo de Expansão de Longo Prazo) descrito por (Lisboa, et al. 2003). Outros trabalhos inovadores, mais recentes incluem: (H. L. Santos 2008), (Pereira Jr., et al. 2008), (Paz, Silva e Rosa 2007) e (César, 2015), conforme relata (Gandelman, 2015). Muitas das técnicas e premissas aqui usadas podem ser encontradas em alguns destes trabalhos.

Modelagem é sempre uma aproximação da realidade, uma simplificação. Muitas vezes um modelo é simplificado para tornar tratável o problema de interesse. No início da modelagem da expansão do sistema elétrico brasileiro, usavam-se relaxações lineares (programação linear), pela dificuldade de se tratar o problema de forma inteira. Uma modelagem nunca será capaz de refletir todas as complexidades e nuances da realidade, conforme relata (Gandelman, 2015). A engenharia reside justamente em encontrar um modelo que atenda às necessidades e seja, ao mesmo tempo, tratável. No estágio atual, a EPE adota este modelo como uma melhoria metodológica em relação ao que se dispunha até então. Porém, o desenvolvimento de melhorias contínuas segue no radar da EPE.

O MDI, assim como a maioria das referências acima citadas, busca a minimização do valor esperado do custo total de expansão, composto pela soma do custo de investimento com o custo de operação, ao longo do tempo.

No MDI, o sistema de geração é composto de usinas existentes, já contratadas, e projetos candidatos para expansão. Os subsistemas são representados como um grafo, em que cada subsistema possui uma ou mais projeções de demanda de energia (demanda média mensal) e potência (demanda máxima instantânea). O sistema de transmissão é representado por interligações ligando os diversos subsistemas (grafo capacitado), onde cada interligação possui uma capacidade máxima de intercâmbio (em cada sentido) e um custo unitário de ampliação.

As usinas (existentes e candidatas para expansão) são representadas individualmente e o atendimento é realizado em termos dos balanços de energia por patamar de carga e

capacidade. A aleatoriedade das vazões naturais para a representação das usinas hidrelétricas é representada através da construção de cenários de energia produzida por cada usina hidrelétrica, associados a uma determinada probabilidade de ocorrência. A metodologia para escolha dos cenários utilizados é apresentada na seção 3.3.1.1 desta Nota Técnica.

O atendimento a demanda máxima e a reserva de potência é aferido através da contribuição de potência disponível de cada uma das fontes e projetos de geração para o período em questão, de modo que a soma seja maior ou igual à demanda máxima instantânea do mês acrescida de uma folga a título de reserva operativa. A metodologia detalhada para a contribuição de potência de cada fonte é apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-035/2017-r1.

Os custos de operação para atendimento à demanda de energia, obtidos pelos despachos das termelétricas por patamar de carga, são computados pelo valor esperados dos despachos de cada cenário ponderados pela respectiva probabilidade.

O problema de decisão de investimento é um problema inteiro, enquanto que o problema de despacho da geração é um problema contínuo. O problema de expansão é construído utilizando o pacote em código aberto PYOMO e então resolvido através de técnicas de programação inteira mista utilizando o solver IBM ILOG CPLEX.

3.1 Representação da Demanda em Patamares de Carga

A principal modificação introduzida no MDI em relação à versão utilizada nos estudos do PDE 2026 é a representação da demanda em patamares de carga. A Figura 1 ilustra esta representação em 4 patamares. Porém, o modelo aceita a representação em qualquer número de patamares de carga, desde que sejam fornecidos os dados necessários. Quanto maior o número de patamares, maior será o esforço computacional necessário.

A introdução desta representação implica em se ter uma restrição de atendimento à demanda de energia para cada patamar. Cada um dos patamares de carga tem um valor de duração e profundidade (em relação à carga média) associado. O somatório do produto entre as durações e profundidades deve ser obrigatoriamente igual a 1, visando manter a demanda média mensal inalterada.

A grande vantagem da adoção desta representação é uma avaliação mais coerente da adequabilidade das fontes de geração com o comportamento da carga. Fontes com perfil de geração mais próximo ao perfil de carga tendem a ser mais competitivas em relação às outras,

e foi necessário estimar a contribuição média de fontes não despachadas para cada um dos patamares de carga.

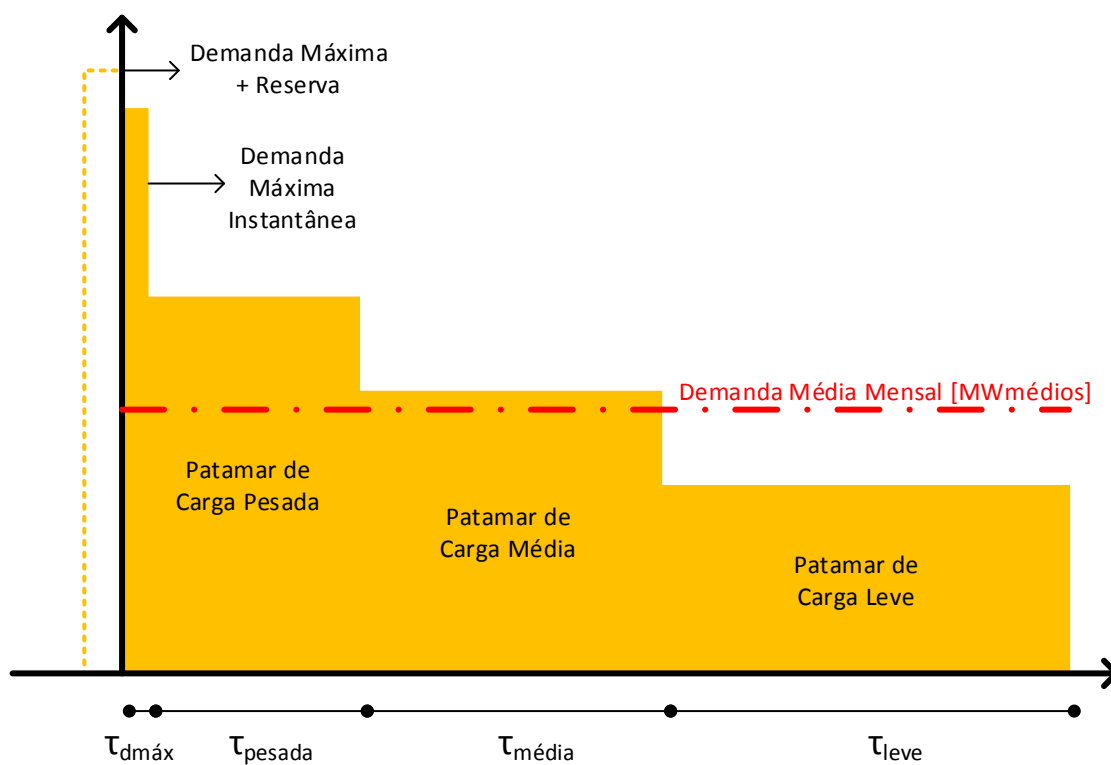


Figura 1 – Representação da Demanda em 4 Patamares de Carga

Adicionalmente aos patamares de carga, o modelo considera uma restrição de capacidade, que atende ao mesmo montante (em termos de potência e não de energia) ao patamar de demanda máxima instantânea adicionado de um percentual especificado para cobrir a reserva operativa. No atendimento a esta restrição, não incorrem custos variáveis e a contribuição das fontes renováveis é a mesma da demanda máxima instantânea.

3.2 Custos de Investimento e Operação

A modelagem matemática considera o custo de investimento (fixo, em parcelas mensais durante todo o período de planejamento); o custo variável de operação e manutenção (O&M); e os custos de déficit de energia e de potência.

No Brasil, o financiamento da maior parte da expansão do parque gerador é suportado através de contratos de longo prazo para o fornecimento de energia. Nestes contratos a energia é contratada de 20 a 30 anos, dependendo da fonte. O custo de investimento foi dividido em parcelas mensais, que inclui também os custos de O&M, encargos, e remunera custo de capital, inclusive o custo durante a construção. Esta abordagem de parcelamento do

custo fixo resolve o problema da amortização do custo fixo em um período além do considerado no planejamento.

O custo de operação no problema é dado pela soma do custo da geração térmica, tanto de usinas existentes como de usinas térmicas novas, e da penalidade por déficit de energia.

3.3 Representação das Fontes de Geração de Energia

3.3.1 Usinas Hidrelétricas

A geração de energia das usinas hidrelétricas é representada no MDI de maneira simplificada através de séries de geração de energia e potência disponível para cada mês do horizonte de estudo. Os trabalhos de (Machado Junior, 2000) e (Lisboa, et al., 2003) obtiveram os cenários de geração das usinas hidrelétricas de simulações para cálculo de energia firme do sistema puramente hidrelétrico. De certo modo, este tipo de simulação simplifica a representação do sistema brasileiro, muito embora tem sido tradicionalmente adotada oficialmente em certas aplicações, na qual se destaca a repartição do bloco hidráulico em cálculos e revisões de garantia física de usinas hidrelétricas. Neste caso, existe a garantia de que o bloco total teria sido calculado por uma simulação hidrotérmica, com todos os mecanismos e parâmetros mais atuais possíveis: aversão a risco pela medida CVaR, função de custo de déficit, representação das fontes renováveis, entre outras.

Para o presente trabalho, a simples adoção da simulação para cálculo de energia, na geração de cenários, não permite que seja considerado qualquer uma dessas relevantes características do sistema (aversão a risco, custo de déficit, geração térmica e fontes renováveis). Portanto, de forma a aprimorar a representação do sistema brasileiro, propôs-se adotar, em substituição à simulação para cálculo de energia firme, a simulação hidrotérmica do sistema com o modelo SUIISHI (simulador a usinas individualizadas em sistemas hidrotérmicos interligados).

O modelo SUIISHI, desenvolvido pelo CEPEL, tem sido objeto de contínuos aprimoramentos e validações pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP. Destaca-se o trabalho: Relatório de Validação da Versão 13 do Programa SUIISHI, de 22 de maio de 2017, que validou o modo de simulação hidrotérmica do modelo.

O modo de simulação hidrotérmica se divide em dois módulos: (i) o de otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas equivalentes e; (ii) o de simulação a usinas

individualizadas. Enquanto o módulo (i) define metas de geração de geração hidráulica de cada reservatório equivalente, a partir da política operativa definida pelo NEWAVE, o módulo (ii) é responsável pela verificação da viabilidade destas metas via simulação a usinas individualizadas. Esses dois módulos são executados automaticamente pelo modelo SUISHI de forma iterativa, utilizando regras heurísticas de otimização que permitem obter resultados a usinas individualizadas, considerando os aspectos gerais do sistema elétrico (descritos anteriormente).

Adicionalmente, foi calculada a máxima potência hidrelétrica disponível para o patamar de demanda máxima instantânea considerando que todo o recurso hídrico utilizado no mês pode ser deslocado para o patamar de ponta desde que nos outros patamares haja recurso hídrico suficiente para garantir, pelo menos, o turbinamento da vazão mínima. Em outras palavras, o objetivo é modular a geração hidráulica mensal por usina, maximizando a geração na ponta e não permitindo que a geração fora da ponta resulte em defluência menor que a restrição de vazão mínima. A Figura 2 ilustra esse procedimento.

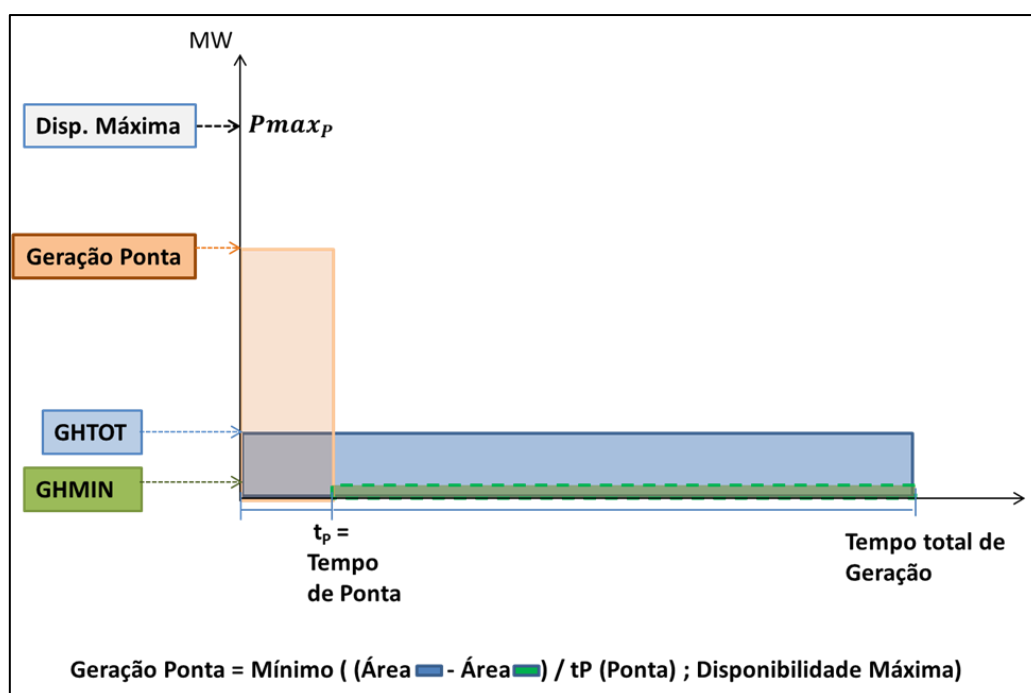


Figura 2 - Metodologia de Cálculo da Disponibilidade Máxima de Potência por Usina

A definição das séries hidrológicas do presente trabalho adotou o seguinte procedimento:

1. Definir uma oferta de referência, na qual são consideradas plenamente motorizadas todas as usinas hidrelétricas candidatas a expansão. Além destas deve-se considerar um conjunto de usinas termelétricas e renováveis existentes, concedidas ou licitadas;

2. Realizar simulações estáticas da configuração de referência com o modelo NEWAVE, variando-se o mercado de energia a ser atendido, até que o CMO médio anual se igual ao CME¹;
3. Simular o caso convergido no modo de simulação hidrotérmica do modelo SUIISHI², utilizando séries históricas de vazões;
4. A partir da última simulação obtém-se as séries de produção hidrelétrica para cada usina individualmente.

O procedimento descrito acima gerou 70 séries hidrológicas. No entanto, para permitir uma boa representação estatística sem onerar o tempo computacional, foi escolhido um subconjunto de dez séries. A escolha desses subconjuntos foi feita a partir do método descrito na seção 3.3.1.1.

As séries de energia e potência disponível para cada usina são dados de entrada do modelo, que decide a melhor distribuição desta energia entre os patamares de carga, respeitando os limites mínimo e máximo. A Figura 3 ilustra essa distribuição para um caso fictício com 4 patamares de carga.

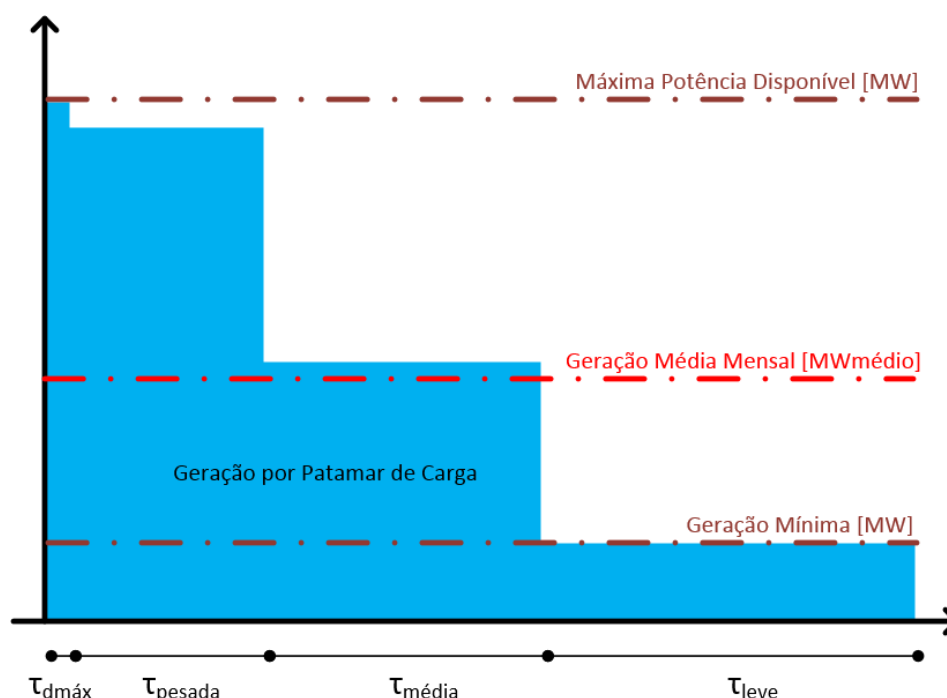


Figura 3 – Representação da Geração Hidráulica em 4 Patamares de Carga

Outro avanço desta nova versão do MDI é referente à representação da motorização das usinas hidrelétricas. Esta motorização é feita de forma linear, dado o número de meses de

¹ Para uso no PDE 2027, foi utilizado o CME = 217 R\$/MWh, conforme Portaria MME 18/2018.

² Para uso no PDE 2027, foi utilizada a versão 13 do modelo.

motorização. Usinas já contratadas ou em fase de construção tem uma data associada à sua entrada em operação e a motorização ocorre linearmente a partir daquele instante. Já para os projetos candidatos, tradicionalmente os modelos de expansão utilizam variáveis binárias. Um projeto hidrelétrico só pode ser construído em sua totalidade, portanto, para a decisão do projeto deve-se usar uma variável binária (opta-se por construir a hidrelétrica ou não). Associado a cada projeto candidato, tem-se um custo fixo mensal de construção. Apesar da decisão de instalação de uma usina ser binária, sua potência cresce linearmente ao longo do tempo, de acordo com sua taxa de motorização, a partir do instante em que se decide instalá-la.

3.3.1.1 Escolha dos cenários de geração hidrelétrica

Embora o MDI não restrinja o número de cenários a serem considerados, o custo computacional cresce exponencialmente, ainda mais considerando o horizonte do estudo de planejamento da expansão e também a sua complexidade, com diversas variáveis inteiras para representar a decisão de investimento em grandes empreendimentos. Assim, o número de cenários considerados no MDI para os estudos do PDE 2027 foi estabelecido como 10, escolhidos a partir dos cenários resultantes da simulação com séries históricas.

Na simulação feita pelo NEWAVE / SUIISHI com séries históricas, cada cenário é composto por "N" séries históricas anuais justapostas, sendo "N" o horizonte de simulação³ e os cenários são obtidos deslocando o ano inicial, como ilustrado na Figura 4 abaixo:

série 1	1931	1932	...	1946
série 2	1932	1933	...	1947
...				
série 70	2001	2002	...	2016

Figura 4 – Formação dos Cenários de 16 anos com as Séries Históricas de 1931 a 2016

Vale notar que embora haja superposição dos anos hidrológicos em cenários em sequência, em cada cenário elas têm resultados diferentes, devido mudança da série hidrológica inicial.

³ Para o PDE 2027 o horizonte de simulação para escolha das séries foi de 16 anos.

O critério de escolha das séries que serão representadas no MDI é de que o CME médio determinado pelo MDI seja aproximadamente igual ao CMO médio determinado na simulação hidrotérmica considerando a expansão determinada pelo MDI.

A escolha é feita sobre a distribuição do valor médio das séries de custo de operação, ilustrada na Figura 5 abaixo.

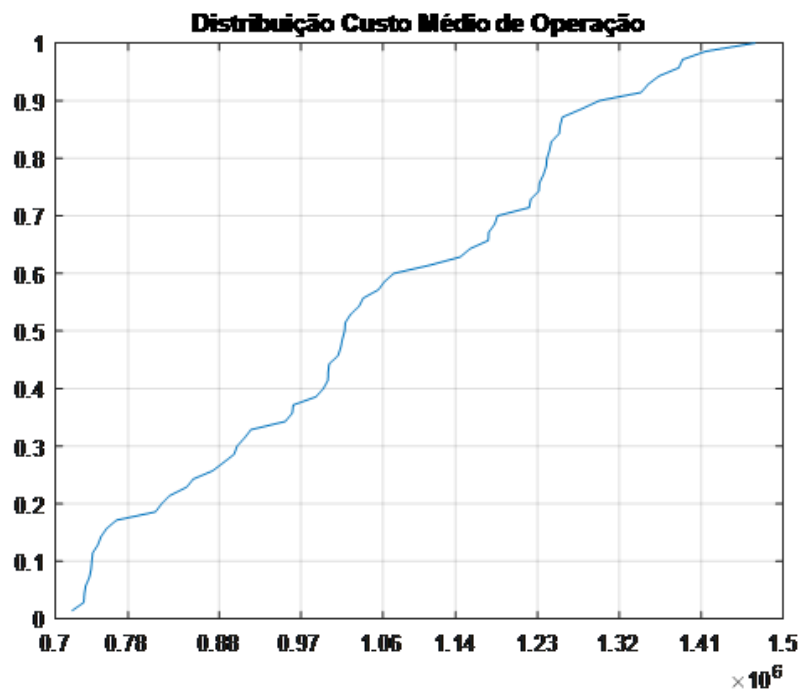


Figura 5 – Distribuição dos Valores Médios dos Custo de Operação

A escolha de séries deve abranger a distribuição dos custos de operação, porém o resultado da expansão depende das séries selecionadas: a escolha de mais séries com custo de operação elevado leva a uma expansão com CME maior, porém a operação fica mais barata (CMO menor) devido ao maior acréscimo de oferta, e vice-versa. Assim, a escolha de séries é feita de forma iterativa, como ilustrado no fluxo grama mostrado na Figura 6 abaixo.

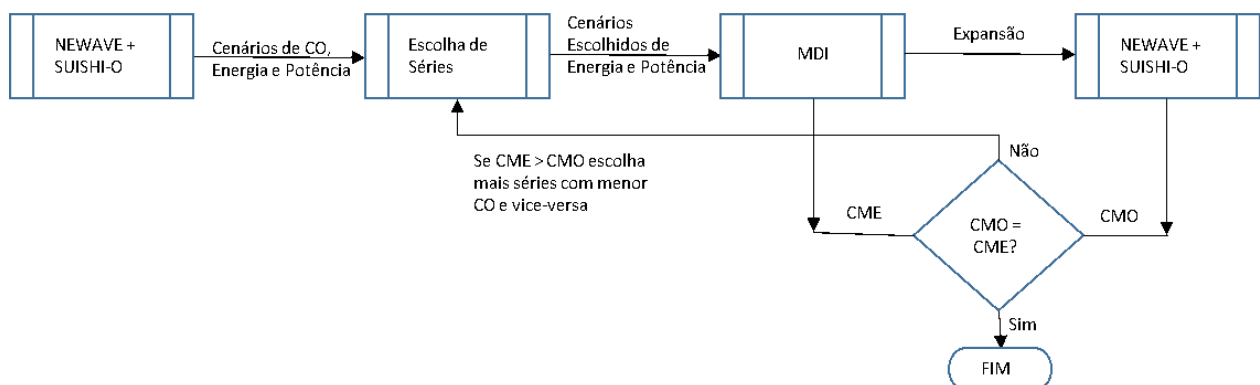


Figura 6 – Fluxograma da Escolha de Séries

3.3.2 Usinas Termelétricas

A representação das usinas termelétricas no MDI é feita de forma que o modelo decida para cada usina seu despacho em cada patamar de carga de cada período de estudo. Todo parque existente e contratado é representado, assim como os descomissionamentos já definidos. Os projetos termelétricos candidatos à expansão são os seguintes:

- Usinas termelétricas ciclo combinado gás natural com 4 níveis de flexibilidade;
- Usinas termelétricas ciclo aberto gás natural totalmente flexível;
- Usinas nucleares;
- Usinas termelétricas à carvão mineral nacional;
- Usinas à biomassa com CVU não nulo (cavaco de madeira).

Projetos termelétricos candidatos à expansão no MDI podem ser representados como variáveis contínuas (projetos genéricos) ou como variáveis inteiras para projetos específicos, onde a decisão de implantação da usina está condicionada à construção do projeto em sua capacidade instalada total. Ambos casos têm seus custos fixos mensais de construção associados.

O valor do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas termelétricas, que determina o custo do despacho térmico (R\$/MWh), tem impacto direto no custo de operação total do sistema. Com o objetivo de melhorar a representação do CVU das UTE ao longo do horizonte dos estudos de planejamento da expansão, desenvolveu-se uma metodologia para calcular um valor anual de CVU para cada usina, levando-se em conta a expectativa dos preços futuros dos combustíveis, aproximando-se do critério de reajuste do CVU de cada UTE.

As projeções de longo prazo para os preços de combustíveis utilizados no cálculo do CVU futuro foram obtidas a partir do *Annual Energy Outlook* (AEO 2018), divulgado anualmente pelo *Energy Information Administration* – EIA. As informações publicadas pela EIA atendem aos critérios de transparência, publicidade, neutralidade e notório reconhecimento internacional, estabelecidos para aplicação na metodologia de cálculo de estimativa de preços futuros de combustíveis. As projeções disponibilizadas pela EIA são também utilizadas para a definição dos preços dos combustíveis constantes na Portaria MME nº 46/2007. Os detalhes da metodologia estão disponíveis na Nota Técnica 55/2018, intitulada Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo – 2018.

3.3.3 Usinas de Fontes Renováveis não Despachadas Centralizadamente

Usinas existentes e projetos candidatos à expansão das fontes renováveis não despachadas centralizadamente são representados por distintas sazonalidades mensais de produção de energia. Adicionalmente, são atribuídos, para cada fonte e subsistema, fatores de contribuição médios à cada um dos patamares de carga. Tanto os dados de sazonalidade mensal quanto às contribuições aos patamares de carga são obtidos através de valores observados. Os tipos de usinas representadas desta maneira são as seguintes:

- Parques Eólicos
- Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH e CGH)
- Usinas Solares Fotovoltaicas
- Pequenas Centrais Térmicas com CVU nulo (incluindo Biogás)

Para as usinas que entraram em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, a expectativa de geração de energia foi considerada segundo o critério da Resolução Normativa da ANEEL Nº 440 de 5 de julho de 2011, que define a expectativa mensal baseada na geração verificada de cada usina, para um histórico de até 5 anos.

Para as usinas tipo PCH e PCT que não iniciaram a operação comercial (contratadas e candidatas), a expectativa foi baseada na Resolução Normativa da ANEEL Nº 476, de 13 de março de 2012, segundo a qual se calcula um fator sazonal, para cada região do SIN, baseado no histórico de geração das usinas com a mesma fonte.

Já para as usinas eólicas e solares, contratadas que não iniciaram a operação comercial e candidatas à expansão, foi considerada como expectativa de geração a garantia física sazonalizada.

Usinas candidatas à expansão são tratadas como variáveis contínuas e têm um custo fixo mensal associado à um MW de potência instalada.

3.3.4 Projetos de Tecnologia de Armazenamento

Na presente versão do MDI foi introduzida a modelagem de projetos de tecnologia de armazenamento, como usinas hidrelétricas reversíveis e bancos de baterias. Estes projetos podem armazenar energia durante patamares de carga onde há sobra de energia para complementar a geração nos patamares de demanda mais alta. Tanto o armazenamento quanto a geração devem ocorrer no mesmo mês. É possível definir um custo de “compra” para a energia armazenada. É facultado ao usuário a definição de patamares de carga com proibição

de armazenamento ou geração. O fator de perda de energia no processo de armazenamento e geração é definido para cada projeto candidato.

3.4 Cenários de Incertezas

O modelo apresentado é capaz de tratar cenários de incerteza, cujas probabilidades de ocorrência são definidas pelo usuário. O resultado é a definição de uma expansão única que minimiza a expectativa de custos associados a estes cenários. Conforme apresentado por (Gandelman, 2015) e introduzido nesta versão, permite-se considerar estocasticidade na hidrologia e na geração eólica.

Assim como (Gandelman, 2015), o tratamento dos cenários é feito pela solução do “equivalente determinístico”, como descrito adiante na modelagem matemática. Com isso tem-se uma árvore de decisão como a apresentada na Figura 7, onde para cada cenário n de incerteza da hidrologia, tem-se n cenários de incerteza eólica.

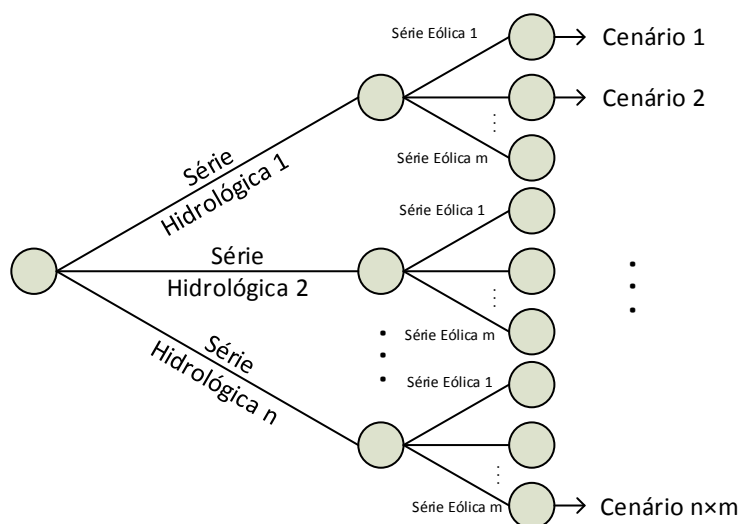


Figura 7 – Árvore de Cenários

Quanto mais variáveis estocásticas forem consideradas, maior o número de cenários considerados e, conseqüentemente, maior o esforço computacional necessário para sua resolução.

3.5 Função Objetivo

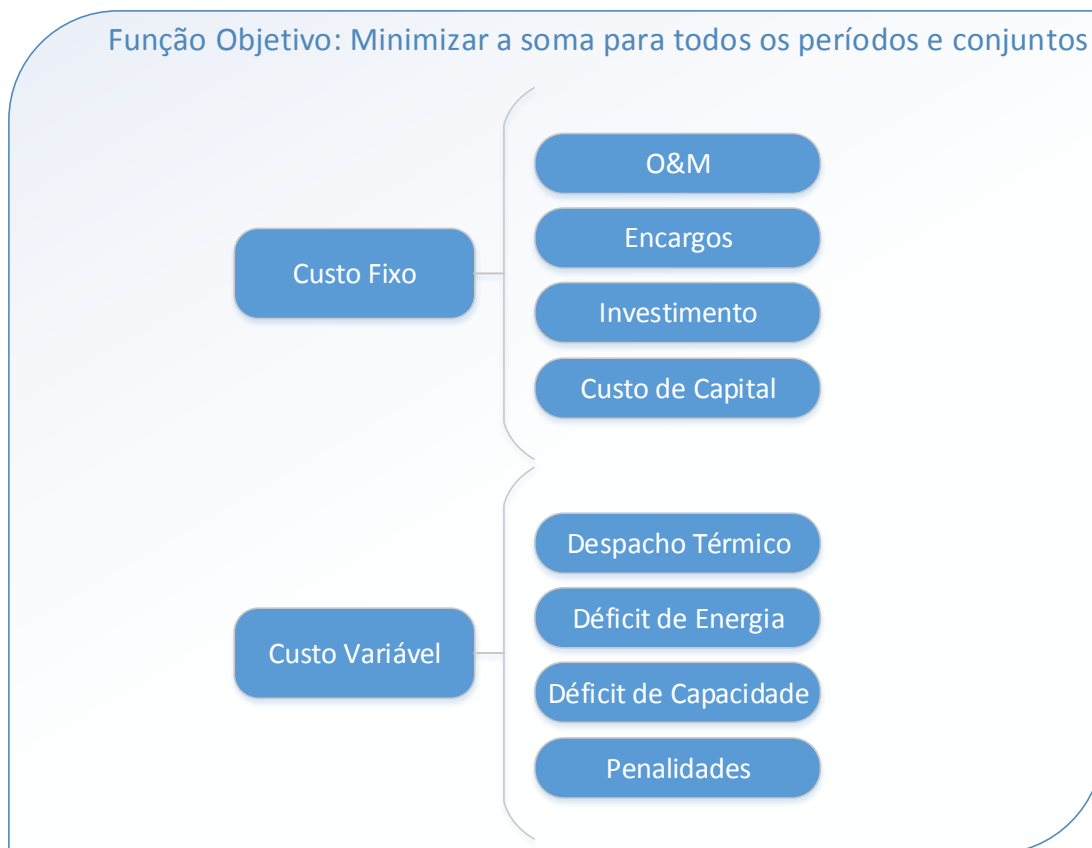


Figura 8 – Função Objetivo

A função objetivo, assim como as restrições a seguir, foram aqui representadas de forma simplificada como diagrama, a fim de facilitar o entendimento do leitor. As equações completas do modelo são apresentadas no Anexo – Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN Considerando Incertezas. A função objetivo busca a minimização do custo de expansão, que é a soma do custo de investimento e operação. Isso resulta na soma de diversas parcelas, uma em cada período de tempo, trazidas a valor presente por uma taxa de desconto previamente definida.

A minimização dos custos de investimento e operação é feita para o valor presente esperado do custo considerando o atendimento em todos os cenários (caso exista mais de um), e todos os estágios do período de planejamento. Além disso, cada parcela que compõe o custo tem em sua composição um ou mais somatórios para determinados conjuntos, por exemplo: submercados, projetos de determinadas fontes, usinas existentes, etc, como ficará evidenciado no Anexo – Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN Considerando Incertezas.

3.6 Restrições

Neste problema, temos seis conjuntos principais de restrições:



Figura 9 – Restrições

3.6.1 Restrições de Atendimento Energético

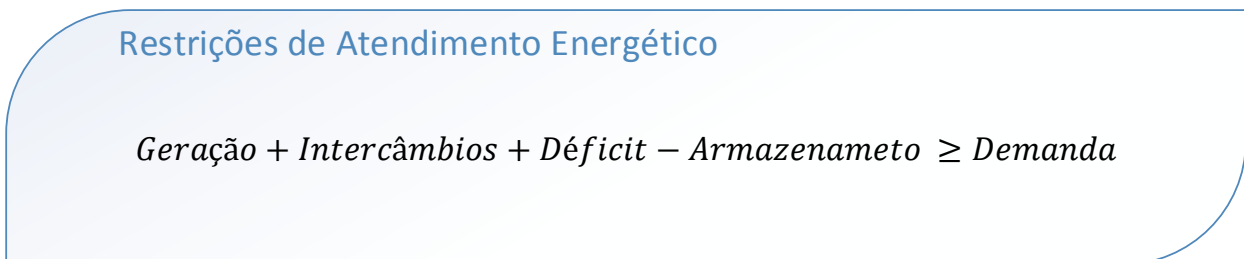


Figura 10 – Restrições de Atendimento Energético

As restrições de balanço energético fecham a inequação onde a soma da disponibilidade de energia mais o déficit subtraídos da energia armazenada deve ser maior ou igual a demanda. Esta restrição deve ser atendida em cada submercado, cenário, período do planejamento e patamar de carga.

3.6.2 Restrições de Atendimento de Capacidade

Restrições de Atendimento de Capacidade

$$Potência\ Disponível_{Térmica} + Geração\ Ponta_{Demais\ Fontes} + Intercâmbios_{Cap} + Déficit_{Cap} \geq Folga \times Demanda_{Máxima}$$

Figura 11 – Restrições de Atendimento de Capacidade

As restrições de atendimento de capacidade visam garantir o atendimento à ponta do sistema. Esta análise tem importância crescente à medida que a introdução de fontes não controláveis e a dificuldade para a expansão de hidrelétricas com reservatórios de regularização tem diminuído a capacidade do sistema de suprir os picos de demanda. Este conjunto de restrições obriga uma folga de capacidade no sistema (no PDE 2027 adota-se 5% da demanda máxima instantânea). Para as usinas de fonte térmica é adotado que toda sua potência disponível estará sempre à disposição para atendimento a um pico de demanda. Para as demais fontes, considera-se como potência disponível aquela que foi despachada no patamar de ponta (demanda máxima instantânea), pois leva em conta as condições conjunturais das usinas hidrelétricas, tecnologias de armazenamento e renováveis. A restrição de capacidade deve ser satisfeita para todos os cenários, subsistemas e períodos de estudo.

3.6.3 Disponibilidade de Fontes e Projetos

Disponibilidade de Fontes e Projetos

$$Geração_{min} \leq Geração \leq Geração_{máx}$$

$$Capacidade_t \geq Capacidade_{t-1}$$

$$DataEntrada \geq DataEntrada_{min}$$

$$\sum_{Patamares} Geração_{Hidro_p} \times Duração_p \leq Série_{Hidro}$$

$$\sum_{Patamares} Geração_p \times Duração_p \leq Rendimento \times \sum_{Patamares} Armazenamento_p \times Duração_p$$

Figura 12 – Disponibilidade de Fontes e Projetos

Estas restrições aplicam ao problema as condições e limites de oferta de capacidade de geração. São considerados limites de geração máxima e mínima de usinas. Há também

restrição específica para as variáveis contínuas que assegura que não haverá desinvestimento, ou seja, que a capacidade instalada dos projetos no instante t , será maior ou igual à do instante $t - 1$ e restrições para garantir que a geração por patamar de hidrelétricas e projetos de tecnologia de armazenamento respeitem a média mensal.

3.6.4 Restrições de Representação do Sistema

Restrições de Representação do Sistema

$$\begin{aligned} &Interc\u00e2mbio \leq Capacidade_{IntercExistente} + Capacidade_{Expans\u00e3oInterc} \\ &Interc\u00e2mbio_{i,j} + \dots + Interc\u00e2mbio_{k,j} \leq Limite_{Recebimento\ j} \end{aligned}$$

Figura 13 – Restrições de Representação do Sistema

O modelo representa o sistema de transmissão através das principais interligações entre submercados, e uma das variáveis de decisão do problema é a expansão destes troncos de interligação. Este conjunto de restrições assegura que o intercâmbio de energia entre os submercados não ultrapasse o limite das linhas de transmissão somado à sua possível expansão.

Além disso, para cada subsistema é possível estabelecer dinamicamente ao longo do horizonte, através dos estudos elétricos específicos de transmissão, limites máximos de recebimento e de fornecimento de energia para os subsistemas. Isso acarreta em restrições adicionais de capacidade máxima de intercâmbio englobando mais de uma interconexão. Estas restrições são denominadas restrições de agrupamento de intercâmbios e são válidas tanto para os intercâmbios de atendimento a demanda de energia quanto para os intercâmbios de atendimento à capacidade.

3.6.5 Restrições de Investimento

Restrições de Investimento

$$\sum_{\text{todos os períodos}} I_{\text{projeto}} \leq 1$$

Figura 14 – Restrições de Investimento

A variável de decisão de investimento em cada projeto indica o período em que ocorre o investimento correspondente. Esta variável é um vetor com dimensão igual ao número de períodos, com valor "0" em todos, exceto na posição correspondente ao período em que ocorrerá o investimento, na qual o valor será "1" se houver investimento naquele projeto.

k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	...	k = n
0	0	0	0	1	0	0

Figura 15 – Exemplo de uma Variável de Investimento

Na Figura 15 acima, por exemplo, houve investimento no período 5. Caso não haja investimento no projeto em questão, a variável terá valor igual a zero em todas as posições.

Logo, para verificar se houve investimento no projeto durante um determinado período, basta somar as posições da variável de investimento de 1 a k , sendo k o período de interesse.

Como não é possível construir o mesmo projeto mais de uma vez, as restrições de investimento asseguram que o somatório da variável de decisão de investimento para cada projeto deve ser sempre menor ou igual a 1.

3.6.6 Restrições Adicionais

Restrições Adicionais

$$Capacidade_t - Capacidade_{t-12} = Step$$

$$Step_{min} \leq Step \leq Step_{máx}$$

$$Capacidade_t \leq Limite_{Anual}$$

$$Capacidade_t - Capacidade_{t-12} \leq Limite_{IncrementalAnual}$$

$$Capacidade_t = Valor_{Igualdade}$$

$$I_{projeto,t} = 1$$

$$\sum_{Data\ Limite} I_{projeto,t} = 1$$

$$Capacidade_t^1 = fator \times Capacidade_t^2$$

Figura 16 – Restrições Adicionais

As restrições adicionais do MDI são normalmente utilizadas para representar políticas energéticas ou mesmo emular algumas condições industriais e de mercado, como limites máximos ou mínimos para a entrada de determinadas fontes de geração, adoção de expansão uniforme durante o horizonte, entre outras. São, portanto, opcionais. As restrições adicionais atualmente representadas no MDI são as seguintes:

- Restrições de *step*: Dados um ano inicial e final e valores mínimo e máximo para o *step*, o modelo decide uma expansão uniforme neste período, ou seja, em todos os anos durante a validade da restrição o acréscimo de potência instalada para o projeto ou grupos de projetos escolhidos será o mesmo;
- Restrições de Limite Anual: Fixa o limite máximo que a capacidade instalada de um projeto ou grupo de projetos pode atingir em um dado mês e ano;
- Restrições de Limite Incremental Anual: Fixa o acréscimo máximo que a capacidade instalada de um projeto ou grupo de projetos pode ter em um dado mês de um ano em relação ao mesmo mês do ano anterior;
- Restrições de Igualdade: Fixa o valor que a capacidade instalada de um projeto ou grupo de projetos deve atingir ou atribui valor 1 para a variável investimento de um projeto em um dado mês e ano;
- Restrições de Igualdade Máxima: Atribui uma data máxima para que o valor da variável investimento de um projeto seja igual a um, ou seja, uma data limite para a instalação de um determinado projeto;

- Restrições de Proporção: Fixa uma proporção entre dois projetos de uma mesma fonte. Normalmente utilizado para balancear a evolução de capacidade instalada de uma dada fonte entre regiões.

Nota de Agradecimento

Agradecemos aos professores da COPPE, Laura Silvia Bahiense da Silva Leite e Luiz Fernando Loureiro Legey, orientadores da tese de Dan Abensur Gandelman, que foi a base para a construção da atual versão do MDI.

4 Referências Bibliográficas

- CEPEL. (2011). *Manual de Referência – Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro, RJ: Relatório Técnico.
- César, T. C. (2015). *Expansão da Geração via Leilões Considerando o Custo Marginal de Operação Obtido Levando em Conta Aversão a Risco*. Dissertação de Mestrado.
- Gandelman, D. A. (2015). *Uma Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas*. Tese de Doutorado, Rio de Janeiro.
- Lisboa, M. L., Melo, A. C., Maceira, M. E., Sabóia, C. H., Jusan, F. C., Sagastizabal, C., et al. (2003). MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos. *V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade*. São Pedro, SP, Brasil.
- Machado Junior, Z. S. (2000). *Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento*. COPPE/UFRJ.
- PSR Inc. (2004). *Optgen, Manual do Usuário*. Rio de Janeiro.
- Santos, L. H. (2008). *INSERÇÃO DOS CUSTOS AMBIENTAIS EM UM MODELO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO A LONGO PRAZO*. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado. COPPE/UFRJ.

Anexo – Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN Considerando Incertezas – Versão PDE 2027

Função Objetivo

minimizar:

$$\sum_{k \in K} \frac{1}{d^k} \times \left[\sum_{c \in C} \sum_{p \in P} H_p \times p_c \times d_p \times \left(\sum_{te \in TE} (G_{c,te,k,p}^{TE} \times CVU_{te,k}) + \sum_{tp \in TP} (G_{c,tp,k,p}^{TP} \times CVU_{tp,k}) + \sum_{s \in S} (D_{c,s,k,p}^E \times CD_p^E) + \sum_{a \in A} (B_{c,a,k,p}^A \times CB) \right) \right. \\ \left. + \sum_{c \in C} \sum_{i \in S} \sum_{j \in S} CI \times p_c \times \left(\sum_{p \in P} (I_{c,i,j,k,p}^E) + I_{c,i,j,k}^P \right) + \sum_{c \in C} \sum_{p \in P} PGH \times p_c \times \left(\sum_{s \in S} GHP_{c,s,k,p}^E + \sum_{h \in H} GHP_{c,h,k,p}^H \right) + \sum_{c \in C} \sum_{s \in S} CD^P \times D_{c,s,k}^P \right. \\ \left. + \sum_{h \in H} FC_h^H \times \sum_{k'=1}^k \pi_{h,k'}^H + \sum_{r \in R} FC_r^R \times C_{r,k}^R + \sum_{tp \in TP} FC_{tp}^{TP} \times C_{tp,k}^{TP} + \sum_{a \in A} FC_a^A \times C_{a,k}^A + \sum_{i \in S} \sum_{j=i}^S FC_{i,j}^I \times C_{i,j,k}^I \right]$$

Sujeito a:

Restrições de Atendimento Energético

$$G_{c,s,k,p}^E + \sum_{te \in TE_s} G_{c,te,k,p}^{TE} + \sum_{fr \in FR_s} (E_{s,k}^{fr} \times CP_{s,k,p}^{fr}) + \sum_{h \in H_s} G_{c,h,k,p}^H + \sum_{tp \in TP_s} G_{c,tp,k,p}^{TP} + \sum_{r \in R_{s,fr}} (C_{r,k}^R \times \varphi_{r,k} \times CP_{s,k,p}^{fr}) + \sum_{a \in A_s} (G_{c,a,k,p}^A - B_{c,a,k,p}^A) \\ + \sum_{i \in S} (I_{c,i,s,k,p}^E - I_{c,s,i,k,p}^E) + D_{c,s,k,p}^E \geq DE_{s,k,p} \quad \forall c \in C, \forall s \in S, \forall k \in K, \forall p \in P$$

Restrições de Atendimento de Capacidade

$$G_{c,s,k,1}^E + \sum_{te \in TE_s} PD_{te,k}^{TE} + \sum_{fr \in FR_s} (E_{s,k}^{fr} \times CP_{s,k,1}^{fr}) + \sum_{h \in H_s} G_{c,h,k,1}^H + \sum_{tp \in TP_s} (C_{tp,k}^{TP} \times f_{disp_{tp}}) + \sum_{r \in R_{s,fr}} (C_{r,k}^R \times \varphi_{r,k} \times CP_{s,k,1}^{fr}) \\ + \sum_{a \in A_s} G_{c,a,k,1}^A + \sum_{i \in S} (I_{c,i,s,k,1}^P - I_{c,s,i,k,1}^P) + D_{c,s,k,1}^P \geq DE_{s,k,1} \times FRP \quad \forall c \in C, \forall s \in S, \forall k \in K$$

Restrições de Usinas Hidrelétricas

$$\pi_{h,k}^H = 0 \quad \forall h \in H, \forall k \in \{1..MinExpH_h\}$$

$$\sum_{k=MinExpH_h}^K \pi_{h,k}^H \leq 1 \quad \forall h \in H$$

$$\sum_{p \in P} (G_{c,h,k,p}^H \times d_p) \leq \sum_{k'=1}^k (\pi_{h,k'}^H \times SG_{c,h,k}^H) \quad \forall c \in C, \forall h \in H, \forall k \in K$$

$$M_{h,k'}^H \leq 1/NM_h \quad \forall h \in H, \forall k \in K$$

$$\sum_{k'=1}^k M_{h,k'}^H \leq \sum_{k'=1}^k \pi_{h,k'}^H \quad \forall h \in H, \forall k \in K$$

$$G_{c,h,k,p}^H \leq PD_{c,h,k}^H \times \sum_{k'=1}^k M_{h,k'}^H \quad \forall c \in C, \forall h \in H, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$G_{c,h,k,p}^H + GHP_{c,h,k,p}^H \geq GM_h^H \times \sum_{k'=1}^k M_{h,k'}^H \quad \forall c \in C, \forall h \in H, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$\sum_{p \in P} (G_{c,s,k,p}^E \times d_p) \leq SG_{c,s,k}^E \quad \forall c \in C, \forall s \in S, \forall k \in K$$

$$G_{c,s,k,p}^E \leq PD_{c,s,k}^E \quad \forall c \in C, \forall s \in S, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$G_{c,s,k,p}^E + GHP_{c,s,k,p}^E \geq GM_s^E \quad \forall c \in C, \forall s \in S, \forall k \in K, \forall p \in P$$

Restrições de Projetos de Tecnologia de Armazenamento

$$C_{a,k}^A = 0 \quad \forall a \in A, \forall k \in \{1..MinExpA_a\}$$

$$C_{a,k}^A \geq C_{a,k-1}^A \quad \forall a \in A, \forall k \in \{MinExpA_a..K\}$$

$$G_{c,a,k,p}^A \leq C_{a,k}^A \quad \forall c \in C, \forall a \in A, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$B_{c,a,k,p}^A \leq C_{a,k}^A \quad \forall c \in C, \forall a \in A, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$\sum_{p \in P} (G_{c,a,k,p}^A \times d_p) \leq \rho_a^A \times \sum_{p \in P} (B_{c,a,k,p}^A \times d_p) \quad \forall c \in C, \forall a \in A, \forall k \in K$$

$$B_{c,a,k,p}^A = 0 \quad \forall c \in C, \forall a \in A, \forall k \in K, \forall p \in PnB$$

$$G_{c,a,k,p}^A = 0 \quad \forall c \in C, \forall a \in A, \forall k \in K, \forall p \in PnG$$

Restrições de Usinas Termelétricas

$$C_{tp,k}^{TP} = 0 \quad \forall tp \in TP, \forall k \in \{1..MinExpTP_{tp}\}$$

$$C_{tp,k}^{TP} \geq C_{tp,k-1}^{TP} \quad \forall tp \in TP, \forall k \in \{MinExpTP_{tp}..K\}$$

$$G_{c,tp,k,p}^{TP} \leq C_{tp,k}^{TP} \times fdisp_{tp} \quad \forall c \in C, \forall tp \in TP, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$G_{c,tp,k,p}^{TP} \geq C_{tp,k}^{TP} \times inflex_{k,tp} \quad \forall c \in C, \forall tp \in TP, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$C_{c,te,k,p}^{TE} = 0 \quad \forall c \in C, \forall te \in TE, \forall k \in \{1..MinOpTE_{te}\}, \forall p \in P$$

$$G_{c,te,k,p}^{TE} \leq PD_{te,k}^{TE} \quad \forall c \in C, \forall te \in TE, \forall k \in \{MinOpTE_{te}..K\}, \forall p \in P$$

$$G_{c,te,k,p}^{TE} \geq PD_{te,k}^{TE} \times inflex_{k,te} \quad \forall c \in C, \forall te \in TE, \forall k \in \{MinOpTE_{te}..K\}, \forall p \in P$$

Restrições de Projetos de Fontes Renováveis

$$C_{r,k}^R = 0 \quad \forall r \in R, \forall k \in \{1..MinExpR_r\}$$

$$C_{r,k}^R \geq C_{r,k-1}^R \quad \forall r \in R, \forall k \in \{MinExpR_r..K\}$$

Restrições de Intercâmbios entre Subistemas e Agrupamentos de Intercâmbios

$$C_{i,j,k}^I = 0 \quad \forall i \in S, \forall j \in S, \forall k \in \{1..MinExpT\}$$

$$C_{i,j,k}^I \geq C_{i,j,k-1}^I \quad \forall i \in S, \forall j \in S, \forall k \in \{MinExpT..K\}$$

$$C_{i,j,k}^I = C_{j,i,k}^I \quad \forall i \in S, \forall j \in S, \forall k \in \{MinExpT..K\}$$

$$I_{c,i,j,k,p}^E \leq L_{i,j,k,p} + C_{i,j,k}^I \quad \forall c \in C, \forall i \in S, \forall j \in S, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$I_{c,i,j,k}^P \leq L_{i,j,k,1} + C_{i,j,k}^I \quad \forall c \in C, \forall i \in S, \forall j \in S, \forall k \in K$$

$$\sum_{i,j \in ij_{ai}} I_{c,i,j,k,p}^E \leq LA_{ai,k,p} + \sum_{i,j \in ij_{ai}} C_{i,j,k}^I \quad \forall c \in C, \forall ai \in AI, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$\sum_{i,j \in ij_{ai}} I_{c,i,j,k}^P \leq LA_{ai,k,1} + \sum_{i,j \in ij_{ai}} C_{i,j,k}^I \quad \forall c \in C, \forall ai \in AI, \forall k \in K$$

$$\sum_{j \in S} I_{c,j,i,k,p}^E - \sum_{j \in S} I_{c,i,j,k,p}^E = 0 \quad \forall c \in C, \forall i \in NF, \forall k \in K, \forall p \in P$$

$$\sum_{j \in S} I_{c,j,i,k}^P - \sum_{j \in S} I_{c,i,j,k}^P = 0 \quad \forall c \in C, \forall i \in NF, \forall k \in K$$

Restrições Adicionais

$$C_{x,k}^X - C_{x,k-12}^X = step_{rs} \quad \forall r \in RS, \forall k \in \{m\hat{e}s_{rs}/ano_{rs}^i, \dots, m\hat{e}s_{rs}/ano_{rs}^f\}, x \in \{R, TP\}$$

$$step_{rs}^{min} \geq step_{rs} \geq step_{rs}^{max} \quad \forall r \in RS$$

$$C_{x,k}^X \leq lim_{ra,k} \quad \forall r \in RA, \forall k \in \{1/ano_{ra}^i, \dots, 12/ano_{ra}^f\}, x \in \{R, TP, A\}$$

$$C_{x,k}^X - C_{x,k-12}^X \leq lim_{ri,k} \quad \forall r \in RI, \forall k \in \{1/ano_{ri}^i, \dots, 12/ano_{ri}^f\}, x \in \{R, TP, A\}$$

$$C_{x,m\hat{e}s_{ri}/ano_{ri}}^X = lim_{ri} \quad \forall r \in RI, x \in \{R, TP, A\}$$

$$\pi_{h,m\hat{e}s_{ri}/ano_{ri}}^H = 1 \quad \forall r \in RI^H$$

$$\sum_{k=1}^{m\hat{e}s_{rm}/ano_{rm}} \pi_{h,k}^H = 1 \quad \forall r \in RM$$

$$C_{x1,k}^X = raz_{rp,k} \times C_{x2,k}^X \quad \forall r \in RP, \forall k \in \{1/ano_{ra}^i, \dots, 12/ano_{ra}^f\}, x \in \{R, TP\}$$

Onde:

Conjuntos

- AI* Agrupamentos de Intercâmbios ($ai = 1, 2, \dots, AI$)
- C* Condições hidrológicas ($c = 1, 2, \dots, C$)
- FR* Fontes renováveis (PCH, UFV, Eólicas, Biomassa) ($fr = PCH, UFV, EOL, BIO$)
- ij_{ai}* Pares de subsistemas que compõem o agrupamento de intercâmbios *ai*
- P* Patamares de carga ($p = 1, 2, \dots, P$)
- PnB* Patamares de carga com proibição de armazenamento de energia para projetos de tecnologia de armazenamento

PnG	Patamares de carga com proibição de geração de energia para projetos de tecnologia de armazenamento
K	Períodos de tempo ($k = 1, 2, \dots, K$)
R	Projetos de fontes renováveis (PCH, UFV, Eólicas, Biomassa) ($r = 1, 2, \dots, R$)
A	Projetos de tecnologia de armazenamento candidatos à expansão ($a = 1, 2, \dots, A$)
H	Projetos de usinas hidrelétricas ($h = 1, 2, \dots, H$)
RI	Restrições do tipo igualdade
RM	Restrições do tipo igualdade máxima para variáveis inteiras
RA	Restrições do tipo limite anual
RL	Restrições do tipo limite incremental anual
RP	Restrições do tipo proporção
RS	Restrições do tipo step
S	Subsistemas ($s = 1, 2, \dots, S$)
NF	Subsistemas que representam nós fictícios do sistema de transmissão
TP	Usinas termelétricas candidatas à expansão ($tp = 1, 2, \dots, TP$)
TE	Usinas termelétricas existentes ($te = 1, 2, \dots, TE$)
X_s	Subconjunto de usinas pertencentes ao subsistema s onde $X = \{A, R, H, TE, TP\}$

Parâmetros e Constantes

ano_r^f	Ano final para aplicação da restrição adicional r [MW]
ano_r^i	Ano inicial para aplicação da restrição adicional r [MW]
ano_r	Ano para aplicação da restrição adicional r [MW]
$CP_{s,k,p}^R$	Contribuição de renováveis do tipo R do subsistema s no período k para o patamar de carga p [pu]

CB	Custo de acúmulo de energia para projetos de tecnologia de armazenamento [R\$/MWh]
CD_p^E	Custo do déficit de energia para o patamar de carga ρ [R\$/MWh]
CD^P	Custo do déficit de potência [R\$/MW]
$FC_{i,j}^I$	Custo fixo mensal associado a expansão de um MW da linha de transmissão que conecta o subsistema i ao subsistema j [R\$/MW/mês]
FC_r^R	Custo fixo mensal associado a um MW do projeto de fonte renovável r [R\$/MW/mês]
FC_a^A	Custo fixo mensal associado a um MW do projeto de tecnologia de armazenamento candidato à expansão a [R\$/MW/mês]
FC_{tp}^{TP}	Custo fixo mensal associado a um MW do projeto termelétrico candidato à expansão tp [R\$/MW/mês]
FC_h^H	Custo fixo mensal associado ao projeto hidrelétrico h [R\$/mês]
$CVU_{t,k}$	Custo variável unitário de geração termelétrica t no período k [R\$/MWh]
$DE_{s,k,p}$	Demanda de energia no subsistema s , período k e patamar de carga ρ [MWh/mês]
d_p	Duração do patamar de carga ρ [%]
$EE_{s,k}^R$	Energia proveniente de renováveis existentes e contratadas do tipo R do subsistema s no período k [MWh/mês]
$\varphi_{r,k}$	Fator de capacidade do projeto renovável r no período k [pu]
$fdisp_{tp}$	Fator de disponibilidade da termelétrica candidata à expansão tp [%]
FRP	Fator multiplicador da demanda máxima instantânea a título de reserva operativa [%]
GM_s^E	Geração hidráulica mínima das hidrelétricas do subsistema s [MW]
GM_h^H	Geração hidráulica mínima do projeto h [MW]
$inflex_{k,te}$	Inflexibilidade do projeto termelétrico existente te no período k [%]
$inflex_{k,tp}$	Inflexibilidade do projeto termelétrico tp no período k [%]
$lim_{r,k}$	Limite da restrição adicional r para o período k [MW]

$L_{i,j,k,p}$	Limite de intercâmbio existente entre os subsistemas i e j no período k e patamar de carga p [MW]
$LA_{ai,k,p}$	Limite do agrupamento de intercâmbios ai no período k e patamar de carga p [MW]
$mês_r$	Mês de aplicação da restrição adicional r
H_p	Número de horas padrão em um mês – 730,5 [horas]
NM_h	Número de meses de motorização do projeto hidrelétrico h
CI	Penalidade aplicada aos intercâmbios para evitar fluxos bidirecionais – 5×10^{-6} [R\$/MW]
PGH	Penalidade para violação de geração hidráulica mínima [R\$/MW]
$MinOpTE_{te}$	Período de entrada em operação do projeto termelétrico te
$MinExpR_r$	Período mínimo para entrada em operação do projeto de fonte renovável r , incluindo tempo de construção
$MinExpA_a$	Período mínimo para entrada em operação do projeto de tecnologia de armazenamento a , incluindo tempo de construção
$MinExpH_h$	Período mínimo para entrada em operação do projeto hidrelétrico h , incluindo tempo de construção
$MinExpTP_{tp}$	Período mínimo para entrada em operação do projeto termelétrico tp , incluindo tempo de construção
$MinExpT$	Período mínimo para expansão de interligações entre subsistemas
$PD_{te,k}^{TE}$	Potência disponível da termelétrica existente te no período k [MW]
$PD_{c,s,k}^E$	Potência disponível das hidrelétricas do subsistema s no cenário c e período k [MW]
$PD_{c,h,k}^H$	Potência disponível do projeto h no cenário c e período k [MW]
p_c	Probabilidade de ocorrência da condição hidrológica c [%]
$raz_{rp,k}$	Razão para a restrição adicional de proporção rp
ρ_a^A	Rendimento do projeto de tecnologia de armazenamento a [%]

$SG_{c,s,k}^E$	Série de geração hidráulica mensal das hidrelétricas do subsistema s no cenário c e período k [MWhês]
$SG_{c,h,k}^H$	Série de geração hidráulica mensal do projeto h no cenário c e período k [MWhês]
d	Taxa de desconto
$step_{rs}^{max}$	Valor máximo para o $step$ da restrição rs [MW]
$step_{rs}^{min}$	Valor mínimo para o $step$ da restrição rs [MW]

Variáveis de Decisão

$B_{c,a,k,p}^A$	Acúmulo de energia do projeto de tecnologia de armazenamento a para o cenário c , período k e patamar de carga p [MWhês]
$C_{a,k}^A$	Capacidade instalada acumulada de projetos de tecnologia de armazenamento candidatos à expansão do tipo a no período k [MW]
$C_{r,k}^R$	Capacidade instalada acumulada de projetos renováveis do tipo r no período k [MW]
$C_{tp,k}^{TP}$	Capacidade instalada acumulada de projetos termelétricos candidatos à expansão do tipo tp no período k [MW]
$D_{c,s,k,p}^E$	Déficit de energia para o cenário c no subsistema s , período k e patamar de carga p [MWhês]
$D_{c,s,k}^P$	Déficit de potência para o cenário c no subsistema s e período k [MW]
$C_{i,j,k}^I$	Expansão acumulada da transmissão entre os subsistemas i e j no período k [MW]
$G_{c,tp,k,p}^{TP}$	Geração térmica de usinas candidatas à expansão tp para o cenário c no período k e patamar de carga p [MWhês]
$G_{c,te,k,p}^{TE}$	Geração térmica de usinas existentes te para o cenário c no período k e patamar de carga p [MWhês]
$I_{c,i,j,k}^P$	Intercâmbio de potência entre os subsistemas i e j para o cenário c e período k [MW]
$I_{c,i,j,k,p}^E$	Intercâmbio entre os subsistemas i e j para o cenário c , período k e patamar de carga p [MWhês]

$G_{c,a,k,p}^A$	Produção de energia do projeto de tecnologia de armazenamento a para o cenário c , período k e patamar de carga p [MWhês]
$step_{rs}$	Valor do $step$ de capacidade instalada para a restrição de $step$ rs [MW]
$\pi_{h,k}^H$	Variável binária de investimento do projeto hidrelétrico h no período k
$M_{h,k}^H$	Variável de motorização do projeto hidrelétrico h no período k [%]
$GHP_{c,h,k,p}^H$	Violação de geração hidráulica mínima da hidrelétrica candidata à expansão h para o cenário c no período k e patamar de carga p [MW]
$GHP_{c,s,k,p}^E$	Violação de geração hidráulica mínima de hidrelétricas existentes do subsistema s para o cenário c no período k e patamar de carga p [MW]