

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

***Modelo de Decisão de
Investimentos para Expansão
do SIN Considerando Incertezas***



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra

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 considerando Incertezas



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

Luiz Augusto Nobrega Barroso

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar 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

Luiz Augusto Nobrega Barroso

Coordenação Executiva

Jorge Trinkenreich
Patricia Costa Gonzalez de Nunes

Equipe Técnica

Dan Abensur Gandelman
Saulo Ribeiro Silva
Pedro A M-S. David
Caio Monteiro Leocádio
Glaysson de Melo Muller
Renato Haddad Simões Machado
Thiago Correa César
Sabrina Cristina Lobo

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-28/2017 – r0

Data: 09 de Junho de 2017

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	09/06/2017	Publicação Original

1	APRESENTAÇÃO.....	6
2	INTRODUÇÃO.....	7
3	ASPECTOS DO MODELO.....	7
3.1	Cenário de Energia para as fontes renováveis.....	9
3.2	Custos de Investimento e Operação.....	10
3.3	Representação da Expansão.....	11
3.3.1	Projetos Candidatos para Expansão.....	12
3.4	Cenários de Incertezas.....	12
3.4.1	Construção dos cenários de geração hidrelétrica.....	13
3.5	Função Objetivo.....	15
3.6	Restrições.....	15
3.6.1	Restrições de Atendimento Energético.....	16
3.6.2	Restrições de Atendimento a Demanda Máxima Instantânea.....	16
3.6.3	Disponibilidade de Fontes e Projetos.....	17
3.6.4	Restrições de Representação do Sistema.....	18
3.6.5	Restrições de Investimento.....	18
4	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	20
5	ANEXO – MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS PARA EXPANSÃO DO SIN CONSIDERANDO INCERTEZAS.....	21

1 Apresentação

A presente Nota Técnica apresenta uma metodologia para o problema da expansão de longo prazo do sistema elétrico brasileiro utilizando um modelo de decisão de investimento sob incerteza. A modelagem aqui apresentada foi introduzida nos estudos do Plano Decenal de Expansão 2017-2026.

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 (Capítulo de Geração de Energia Elétrica), visando garantir o abastecimento adequado para o crescimento da demanda de energia elétrica do sistema interligado do país.

Até o PDE 2024, a política de expansão era definida apenas através de simulações do modelo de planejamento da operação (NEWAVE) seguindo o critério definido na Resolução nº9 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de julho de 2008, que estabelece que “o critério de cálculo (...) do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica adote a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitando o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, estabelecido no art. 2º da Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004”.

A partir do PDE 2026, a EPE adota um Modelo de Decisão de Investimento (MDI) para o planejamento da expansão visando definir a expansão da oferta de energia elétrica, considerando cenários de crescimento da carga, 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.

Esta nota tem por objetivo revisar o modelo matemático da metodologia aqui replicada, que é encontrado em (Gandelman, 2015).

3 Aspectos do Modelo

Há uma rica bibliografia de modelos para a expansão do setor elétrico brasileiro, 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 em favor de sua tratabilidade. 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 as 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 de expansão, composto pela soma do custo de investimento com o custo de operação, ao longo do tempo. Alguns trabalhos buscam a minimização do máximo arrependimento, o que não é o caso do MDI.

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 previsões de projeção de demanda de energia e potência (demanda máxima instantânea). Assim, o sistema de transmissão é representado por interligações ligando os diversos subsistemas (grafo capacitado). Cada uma delas possui uma capacidade máxima de intercâmbio (em cada sentido) e um custo de ampliação (expresso em R\$/kW).

As usinas (existentes e candidatas para expansão) são representadas individualmente e o atendimento é realizado em termos dos balanços de energia e ponta. 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 0 desta Nota Técnica.

O balanço de ponta é aferido através da contribuição de potência disponível de cada uma das fontes e projetos de geração, de modo que a soma seja maior ou igual à demanda de ponta 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.

A contribuição de potência dos projetos hidrelétricos é estimada a partir dos cenários hidrológicos usados tomando-se valores representativos mensais obtidos a partir de critérios estabelecidos de probabilidade de permanência para cada mês do ano calendário.

Os custos de operação para atendimento à demanda de energia, obtidos pelos despachos das termoeletricas, 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 então resolvido através de técnicas de programação inteira mista utilizando o IBM ILOG CPLEX.

3.1 Cenário de Energia para as fontes renováveis

Os projetos existentes e candidatos à expansão das fontes renováveis não despachadas centralizadamente (eólicas, PCT com CVU nulo, PCH e solar) são representados por distintas sazonalidades mensais de produção de energia e contribuição de potência.

Para as usinas que entraram em operação comercial até dezembro de 2016, 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.

3.2 Custos de Investimento e Operação

A modelagem matemática considera dois custos: fixo mensal, para os investimentos, e custo de operação e manutenção (O&M) além dos encargos; e custo variável, referente ao custo do despacho térmico e ao custo de déficit.

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. Para modelar tais contratos, dividiu-se o custo de investimento em parcelas mensais, que denominou-se de custo fixo mensal. Neste valor estão inclusos os custos de O&M, encargos, investimento e custo de capital. 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 e da penalidade por déficit de energia. Desta forma o custo de operação é basicamente o custo de despacho térmico, tanto de usinas existentes como de usinas térmicas novas. Não foram considerados os custos variáveis de O&M das fontes renováveis.

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 2016), 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 critérios de atualização do CVU para cada tipo de usina podem ser definidos da seguinte forma:

- Para projeção dos CVU futuros das usinas indicativas a Gás Natural, utiliza-se a taxa de crescimento estimada pelo AEO/EIA, aplicada apenas à parcela referente à commodity (Henry Hub).

- Para todas as usinas em operação, vendedoras em leilão, a partir do CVU de referência (CVU Conjuntural do PMO), calcula-se a parcela Ccomb subtraindo-se a parcela de O&M (atualizada pelo IPCA a partir do valor do leilão). Nesta parcela Ccomb é aplicada a variação dos preços esperada com base nas projeções do AEO/EIA em cada ano.
- Para usinas vendedoras que não tenham entrado em operação comercial e, portanto, não possuem valor de CVU conjuntural, o valor de Ccomb é calculado de maneira semelhante ao descrito na PRT 42/2007, com a diferença que na parcela Pv é utilizado a expectativa de preço futuro para cada ano. A parcela de O&M é reajustada até o mês de referência de atualização.
- As parcelas que compõem o CVU vinculadas ao reajuste pelo IPCA ou IGPM foram mantidas constantes (avaliação em moeda constante). Os valores em reais das parcelas com reajustes indexados ao PPI norte-americano foram mantidos constantes.
- Para usinas que não comercializaram energia em leilões do ambiente regulado, o CVU foi reajustado considerando a variação percentual média para o mesmo tipo de combustível calculado para as usinas que comercializaram energia no ACR.

3.3 Representação da Expansão

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). Usou-se esta abordagem para as hidrelétricas, grupos de PCH e usinas nucleares, que são dependentes dos seus projetos. Por exemplo, o custo (R\$/kW) de uma UHE não é o mesmo para todos os projetos em inventário, este custo é altamente dependente de cada localidade/projeto e fase do estudo. O modelo faculta ao usuário indicar fontes cuja expansão serão modeladas através de variáveis contínuas. Este processo é aderente à dinâmica dos leilões de energia, onde é possível contratar montantes de energia com valores diferentes da soma das garantias físicas dos projetos vencedores a preços de energia próximos. O problema de considerar uma variável contínua para modelar a capacidade seria a ocorrência de micro expansões ou expansões exageradas de uma mesma fonte durante um curto período de tempo no horizonte de planejamento. Para evitar estas situações, foram adotadas restrições de expansão para algumas fontes, como detalhado mais adiante.

3.3.1 Projetos Candidatos para Expansão

Diversas tecnologias de geração foram incluídas como opção para expansão, tais como:

- Projetos de usinas hidrelétricas (PCH e UHE);
- Usinas termelétricas ciclo combinado gás natural com 3 níveis de flexibilidade;
- Usinas termelétricas ciclo aberto gás natural totalmente flexível;
- Usinas nucleares;
- Usinas termelétricas carvão mineral nacional;
- Usinas eólicas;
- Usinas fotovoltaicas;
- Usinas à biomassa com CVU nulo;
- Usinas à biomassa com CVU não nulo.

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.

O estágio atual de desenvolvimento do modelo permite considerar estocasticidade na demanda de energia e na hidrologia.

- Séries Hidrológicas

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 1, onde para cada cenário n de incerteza da demanda, tem-se m cenários de incerteza na hidrologia.

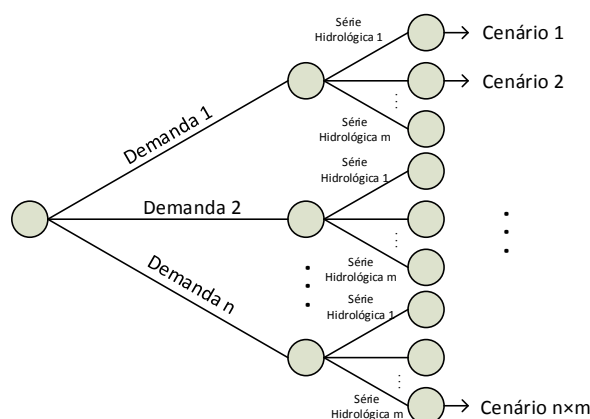


Figura 1 – Árvore de Cenários

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

3.4.1 Construção dos cenários de geração hidrelétrica

Os trabalhos anteriores (Machado Junior, 2000), (Lisboa, et al., 2003) e (Gandelman, 2015) obtiveram os cenários de geração das usinas hidrelétricas de simulações para cálculo de energia firme do sistema puramente hidrelétrico.

No entanto, sabe-se que este tipo de simulação simplifica a representação do sistema brasileiro, muito embora tenha sido adotada oficialmente em certas aplicações, na qual se destaca a repartição do bloco hidráulico em cálculos e revisões de garantia física de usinas hidrelétricas.

Na aplicação supracitada, 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.

Entretanto, 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 no presente trabalho, propôs-se adotar, em substituição à simulação para cálculo de energia firme, a simulação hidrotérmica do sistema com o modelo SUISHI (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 12 do Programa SUIISHI, de 21 de dezembro de 2016, 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 SUIISHI de forma iterativa, utilizando regras heurísticas de otimização que permitem obter resultados a usinas individualizadas, considerando os aspectos gerais do sistema elétrico (descritos anteriormente).

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 compatíveis, isto é, já definido por uma simulação prévia do modelo de decisão de investimento;
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 CME, neste caso 193 R\$/MWh, conforme Portaria MME 103/2016;
3. Simular o caso convergido no modo de simulação hidrotérmica do modelo SUIISHI, versão 12, 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 84 séries hidrológicas, no entanto para permitir uma boa representação estatística sem onerar muito o tempo computacional, foram escolhidos dois subconjuntos de cinco séries, sendo um para representar as hidrologias críticas e outro para representar todas as hidrologias. A escolha desses subconjuntos foi feita a partir da distribuição dos custos totais de operação em cada cenário hidrológico, da forma mais uniformemente distribuída possível.

3.5 Função Objetivo

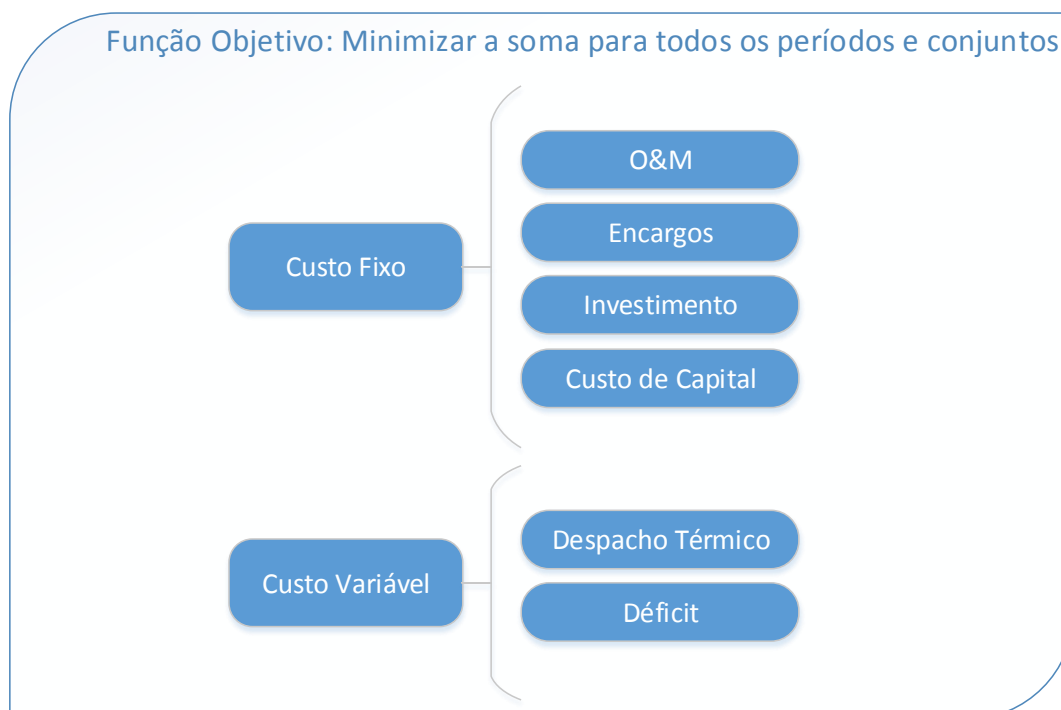


Figura 2 – Função Objetivo

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 desta nota. 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.

3.6 Restrições

Neste problema, temos cinco conjuntos principais de restrições:



Figura 3 – Restrições

3.6.1 Restrições de Atendimento Energético

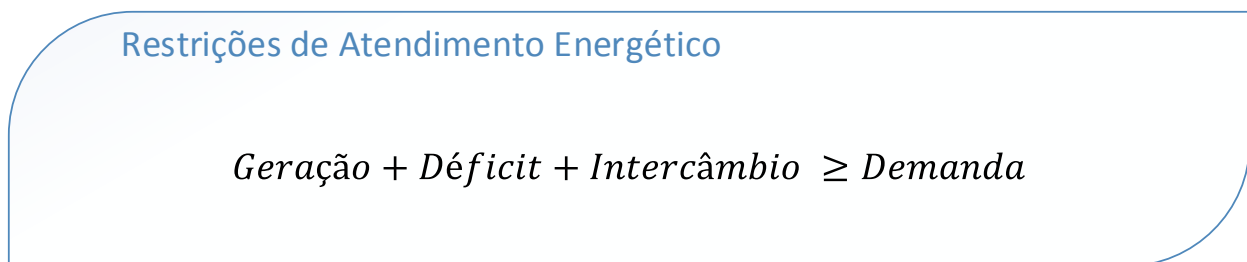


Figura 4 – Restrições de Atendimento Energético

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

3.6.2 Restrições de Atendimento a Demanda Máxima Instantânea

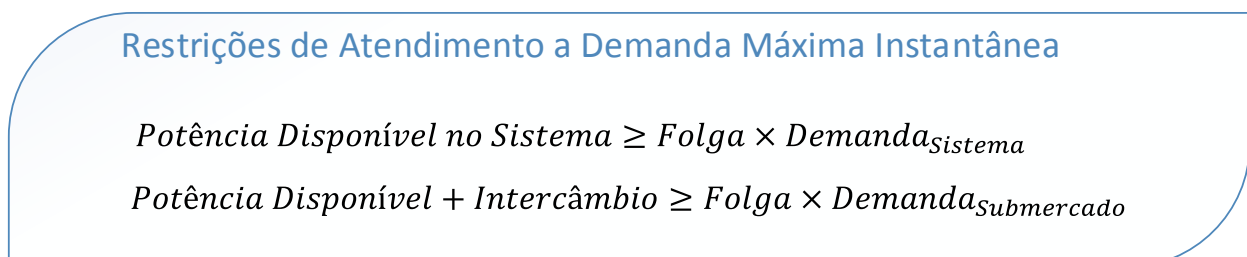


Figura 5 – Restrições de Atendimento a Demanda Máxima Instantânea

As restrições de atendimento a demanda máxima instantânea visam garantir o atendimento à ponta do sistema. Esta análise tem importância crescente à medida que a introdução de fontes não controláveis e não expansão de hidrelétricas com reservatórios de regularização na matriz energética tem diminuído a capacidade do sistema de suprir os picos de demanda do sistema. Tem-se dois conjuntos de restrições, o primeiro obriga uma folga (geralmente adota-se 5%) no sistema, e o segundo verifica se, considerando o sistema de transmissão, é possível atender a demanda máxima por submercado adicionada dessa mesma folga sobre a demanda.

3.6.3 Disponibilidade de Fontes e Projetos

Disponibilidade de Fontes e Projetos

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

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

$$DataEntrada_{NovosProjetos} \geq DataEntrada_{min}$$

$$Entrada_{min} \leq Entrada_{NovosProjetos} \leq Entrada_{máx}$$

Figura 6 – 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 $t - 1$. Outra restrição deste conjunto diz respeito à limitação mínima ou máxima da expansão de empreendimentos de determinada fonte.

3.6.4 Restrições de Representação do Sistema

Restrições de Representação do Sistema

$$\begin{aligned}
 &Intercâmbio \leq Capacidade_{IntercExistente} + Capacidade_{ExpansãoInterc} \\
 &Intercâmbio_{i,j} + \dots + Intercâmbio_{k,j} \leq Limite_{Recebimento\ j}
 \end{aligned}$$

Figura 7 – 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.

3.6.5 Restrições de Investimento

Restrições de Investimento

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

Figura 8 – Restrições de Representação do Sistema

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 9 – Exemplo de uma Variável de Investimento

Na Figura 9 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 investimento para cada projeto deve ser sempre menor ou igual a 1.

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.

5 Anexo – Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN Considerando Incertezas

Função Objetivo

minimizar:

$$\sum_{k \in K} \frac{1}{d^k} + \sum_{c_1 \in C_1} p_{c_1} \left(\sum_{s \in S} \left(\sum_{j \in J} G_{c_1,j,k,s}^S * H * VC_s^S \right) + \sum_{t \in T} \left(\sum_{j \in J} G_{c_1,j,k,t}^T * H * VC_t^T \right) + \sum_{e \in E} \left(\sum_{j \in J} G_{c_1,j,k,e}^E * H * VC_e^E \right) + \sum_{j \in J} \left(\sum_{i \in I} PI * T_{c_1,k,j,i}^E + D_{c_1,j,k}^E * H * CD^E \right) \right) + \sum_{c_2 \in C_2} p_{c_2} \left(\sum_{j \in J} \left(\sum_{i \in I} PI * T_{c_2,k,j,i}^E + D_{c_2,j,k}^E * H * CD^E \right) \right) + \sum_{w \in W} C_{k,w}^W * FC_w^W + \sum_{s \in S} C_{k,s}^S * FC_s^S + \sum_{p \in 1..k} \left(\sum_{h \in H} I_{p,h}^H * FC_h^H + \sum_{r \in R} I_{p,r}^R * FC_r^R + \sum_{t \in T} I_{p,t}^T * FC_t^T \right) + \sum_{j \in J} \left(\sum_{i \in I} C_{i,j,k}^J * FC_{i,j} + D_{j,k}^P * CD^P \right)$$

Sujeito a:

Restrições de Atendimento Energético

$$EE_{c,i,k} + ERE_{i,k} + \sum_{h \in H} G_{c,k,i,h}^H + \sum_{r \in R} G_{k,i,r}^R + \sum_{w \in W} G_{k,i,w}^W + \sum_{s \in S} G_{c,k,i,s}^S + \sum_{t \in T} G_{c,k,i,t}^T + \sum_{e \in E} G_{c,k,i,e}^E + \sum_{j \in J} (T_{c,k,i,j}^E - T_{c,k,j,i}^E) + D_{c,i,k}^E \geq DE_{c,i,k} \quad \forall c \in C, \forall i \in I, \forall k \in K$$

Restrições de Atendimento a Demanda Máxima Instantânea

$$\sum_{j \in J} PE_{k,j}^{UHE} * fp_{j,k}^{UHE} + \sum_{j \in J} PE_{k,j}^{PCH} + \sum_{j \in J} PE_{k,j}^{UTE} + \sum_{j \in J} \sum_{p \in 1..k} \left(\sum_{h \in H} I_{p,h}^H * P_{h,j}^H * fp_{j,k}^{UHE} + \sum_{r \in R} I_{p,r}^R * P_{r,j}^R + \sum_{t \in T} I_{p,t}^T * P_{t,j}^T \right) + \sum_{j \in J} \sum_{w \in W} C_{k,w}^W * fp_{w,j,k}^W + \sum_{w_{BIO} \in W_{BIO}} G_{k,l,w_{BIO}}^{WBIO} + \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} C_{k,s}^S * fp_s^S \geq \sum_{j \in J} fp^{DP} * DP_{j,k} \quad \forall k \in K$$

$$PE_{k,j}^{UHE} * fp_{j,k}^{UHE} + PE_{k,j}^{PCH} + PE_{k,j}^{UTE} + \sum_{p \in 1..k} \left(\sum_{h \in H} I_{p,h}^H * P_{h,j}^H * fp_{j,k}^{UHE} + \sum_{r \in R} I_{p,r}^R * P_{r,j}^R + \sum_{t \in T} I_{p,t}^T * P_{t,j}^T \right) + \sum_{w \in W} C_{k,w}^W * fp_{w,j,k}^W + \sum_{w_{BIO} \in W_{BIO}} G_{k,l,w_{BIO}}^{WBIO} + \sum_{s \in S} C_{k,s}^S * fp_s^S \geq fp^{DP} * DP_{j,k} \quad \forall k \in K, \forall j \in J$$

Disponibilidade de Fontes e Projetos

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

$$G_{c,k,j,h}^H = \sum_{p \in 1..k} I_{p,h}^H * SG_{c,k,j,h}^H \quad \forall c \in C, \forall k \in K, \forall j \in J, \forall h \in H$$

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

$$G_{k,j,r}^R = \sum_{p \in 1..k} I_{p,r}^R * SG_{k,j,r}^R \quad \forall k \in K, \forall j \in J, \forall h \in H$$

$$G_{c,k,j,t}^T = 0 \quad \forall c \in C, \forall k \in \{1..MinExpT_t\}, \forall j \in J, \forall t \in T$$

$$G_{c,k,j,t}^T = \sum_{p \in 1..k} I_{p,t}^T * E_{máx,j,t}^T \quad \forall c \in C, \forall k \in K, \forall j \in J, \forall t \in T$$

$$G_{c,k,j,e}^E \leq E_{máx,j,e}^E * PE_{e,k}^E \quad \forall c \in C, \forall k \in K, \forall j \in J, \forall e \in E$$

$$G_{c,k,j,e}^E \geq Inflex_e * E_{máx,j,e}^E * PE_{e,k}^E \quad \forall c \in C, \forall k \in \{PerEnt_{e..K}\}, \forall j \in J, \forall e \in E$$

$$C_{k-1,w}^W \leq C_{k,w}^W \quad \forall w \in W, \forall k \in \{2..K\}$$

$$C_{k,j,w}^W = C_{k,w}^W * FC_{k,j,w}^W \quad \forall k \in \{MinExpW_{w..K}\}, \forall j \in J, \forall w \in W$$

$$C_{k-1,s}^S \leq C_{k,s}^S \quad \forall s \in S, \forall k \in \{2..K\}$$

$$C_{k,j,s}^S \leq C_{k,j,s}^S \quad \forall k \in \{MinExpS_{s..K}\}, \forall j \in J, \forall s \in S$$

$$C_{k,j,s}^S \geq C_{k,j,s}^S * Inflex_s \quad \forall k \in \{MinExpS_{s..K}\}, \forall j \in J, \forall s \in S$$

$$\sum_{w_{BIO} \in W_{BIO}} C_{k,w_{BIO}}^{WBIO} = 0 \quad \forall k \in \{1..MinExpW_{w_{BIO}}\}$$

$$\sum_{w_{BIO} \in W_{BIO}} C_{k,w_{BIO}}^{WBIO} \leq \sum_{w_{BIO} \in W_{BIO}} C_{k-12,w_{BIO}}^{WBIO} + Step_{BIO} \quad \forall k \in \{MinExpW_{w_{BIO}}..K\}$$

$$\sum_{w_{BIO} \in W_{BIO}} C_{k,w_{BIO}}^{WBIO} \geq \sum_{w_{BIO} \in W_{BIO}} C_{k-12,w_{BIO}}^{WBIO} + Step_{BIO} \quad \forall k \in \{MinExpW_{w_{BIO}}..K\}$$

$$\sum_{w_{BIO} \in W_{BIO}} C_{k_{ANO},w_{BIO}}^{WBIO} \leq C_{máx_{k_{ANO}}}^{WBIO} \quad \forall k_{ANO} \in \{1..K_{ANO}\}$$

$$\sum_{w_{SOL} \in W_{SOL}} C_{k,w_{SOL}}^{WSOL} = 0 \quad \forall k \in \{1..MinExpW_{w_{SOL}}\}$$

$$\sum_{w_{SOL} \in W_{SOL}} C_{k,w_{SOL}}^{WSOL} \leq \sum_{w_{SOL} \in W_{SOL}} C_{k-12,w_{SOL}}^{WSOL} + Step_{SOL} \quad \forall k \in \{MinExpW_{w_{SOL}}..K\}$$

$$\sum_{w_{SOL} \in W_{SOL}} C_{k,w_{SOL}}^{WSOL} \geq \sum_{w_{SOL} \in W_{SOL}} C_{k-12,w_{SOL}}^{WSOL} + Step_{SOL} \quad \forall k \in \{MinExpW_{w_{SOL}}..K\}$$

$$\sum_{w_{EOL} \in W_{EOL}} C_{k,w_{EOL}}^{WEOL} = 0 \quad \forall k \in \{1..MinExpW_{w_{EOL}}\}$$

$$\sum_{w_{EOL} \in W_{EOL}} C_{k,w_{EOL}}^{WEOL} \leq \sum_{w_{EOL} \in W_{EOL}} C_{k-12,w_{EOL}}^{WEOL} + Step_{EOL} \quad \forall k \in \{MinExpW_{w_{EOL}}..K\}$$

$$\sum_{w_{EOL} \in W_{EOL}} C_{k,w_{EOL}}^{WEOL} \geq \sum_{w_{EOL} \in W_{EOL}} C_{k-12,w_{EOL}}^{WEOL} + Step_{EOL} \quad \forall k \in \{MinExpW_{w_{EOL}}..K\}$$

Restrições de Representação do Sistema

$$C_{k,i,j}^{ET} + C_{k,i,j}^{ExpT} \geq T_{c,k,i,j}^E \quad \forall c \in C, \forall i \in I, \forall j \in J, \forall k \in K$$

$$C_{k-1,i,j}^{ExpT} \geq C_{k,i,j}^{ExpT} \quad \forall i \in I, \forall j \in J, \forall k \in \{2..K\}$$

$$C_{k,i,j}^{ET} + C_{k,i,j}^{ExpT} \geq T_{c,k,i,j}^P \quad \forall c \in C, \forall i \in I, \forall j \in J, \forall k \in K$$

$$C_{i,j,k}^{ET} = 0 \quad \forall r \in R, \forall i \in I, \forall k \in \{1..MinExpT\}, \forall z \in Z$$

$$T_{c,k,j}^P = 0 \quad \forall c \in C, \forall j \in J, \forall k \in K$$

$$\sum_{i_a \in I_a} \sum_{j_a \in J_a} T_{c,k,i_a,j_a}^E \leq CA_{a,k} + \sum_{i_a \in I_a} \sum_{j_a \in J_a} C_{i_a,j_a,k}^{ExpT} \quad \forall k \in K, \forall c \in C, \forall a \in A$$

Restrições de Investimento

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

$$\sum_{k \in K} I_{k,t}^T \leq 1 \quad \forall t \in T$$

$$\sum_{k \in K} I_{k,r}^R \leq 1 \quad \forall r \in R$$

Onde:

Conjuntos

K	Períodos de tempo ($k = 1, 2, \dots, K$)
K_{ANO}	Períodos de tempo que representam o início de cada ano ($k = 1, 13, 25, \dots, K_{ANO}$)
$I \text{ e } J$	Subsistemas ($i = 1, 2, \dots, I$) ($j = 1, 2, \dots, J$), onde $I = J$
C	Cenários de simulação ($c = 1, 2, \dots, C$)
$C_1 \text{ e } C_2$	Subconjuntos de C
H	Projetos de usinas hidrelétricas ($h = 1, 2, \dots, H$)
T	Projetos já concebidos de usinas termelétricas ($t = 1, 2, \dots, T$)
R	Projetos de PCHs ($r = 1, 2, \dots, R$)
S	Projetos de usinas termelétricas ($s = 1, 2, \dots, S$)
W	Projetos de usinas eólicas, solares ou a biomassa ($w = 1, 2, \dots, W$)
W_{EOL}	Subconjunto de W , contendo apenas os projetos eólicos ($w_{EOL} = 1, 2, \dots, W_{EOL}$)
W_{SOL}	Subconjunto de W , contendo apenas os projetos fotovoltaicos ($w_{SOL} = 1, 2, \dots, W_{SOL}$)
W_{BIO}	Subconjunto de W , contendo apenas os projetos a biomassa ($w_{BIO} = 1, 2, \dots, W_{BIO}$)
E	Usinas termelétricas existentes ($t = 1, 2, \dots, T$)

Parâmetros e Constantes

d	Taxa de desconto
-----	------------------

H	Número de horas padrão em um mês – 730,5 horas
FC_w^W	Custo fixo mensal associado a um MW do projeto w [R\$/MW]
FC_s^S	Custo fixo mensal associado a um MW gerado pela termelétrica do tipo s [R\$/MW]
FC_h^H	Custo fixo mensal associado a um MW do projeto hidrelétrico h [R\$/MW]
FC_r^R	Custo fixo mensal associado a um MW do projeto da PCH r [R\$/MW]
FC_t^T	Custo fixo mensal associado a um MW do projeto termelétrico t [R\$/MW]
$FC_{i,j}$	Custo fixo mensal associado a expansão de um MW da linha de transmissão i para j [R\$/MW]
CD^E	Penalidade por déficit de energia [R\$]
CD^P	Penalidade por déficit de potência [R\$]
p_c	Probabilidade de ocorrência do cenário c
VC_s^S	Custo variável de geração termelétrica do tipo s [R\$/MWh]
VC_t^T	Custo variável de geração termelétrica do projeto t [R\$/MWh]
VC_e^E	Custo variável de geração da termelétrica existente e [R\$/MWh]
PI	Penalidade para a ocorrência de intercâmbios [R\$/MW]
$EE_{c,i,k}$	Energia proveniente de hidrelétricas existentes no cenário c , subsistema i e período k [MWh]
$ERE_{i,k}$	Energia proveniente de renováveis existentes (eólicas, PCHs, fotovoltaicas e biomassa) no cenário c , subsistema i e período k [MWh]
$DE_{c,i,k}$	Demanda máxima de energia no cenário c , subsistema i e período k [MWh]
$DP_{i,k}$	Demanda máxima instantânea de energia no subsistema i e período k [MWh]
f_p^{DP}	Fator multiplicador da demanda máxima instantânea a título de reserva operativa
$PE_{k,j}^{UHE}$	Potência instalada de hidrelétricas existentes no período k e subsistema j [MWh]
$f_p^{UHE}_{j,k}$	Fator de potência para hidrelétricas do subsistema j no período k

$PE_{k,j}^{PCH}$	Potência disponível de PCHs existentes no período k e subsistema j [MWmês]
$PE_{k,j}^{UTE}$	Potência disponível de termelétricas existentes no período k e subsistema j [MWmês]
$P_{h,j}^H$	Potência instalada do projeto hidrelétrico h localizado no subsistema j [MWmês]
$P_{r,j}^R$	Potência disponível do projeto de PCH r localizado no subsistema j [MWmês]
$P_{t,j}^T$	Potência disponível do projeto termelétrico t localizado no subsistema j [MWmês]
$fP_{w,j,k}^W$	Fator de potência do projeto renovável w do subsistema j no período k
fp_s^S	Fator de potência do projeto termelétrico do tipo s
$MinExpH_h$	Período mínimo para entrada em operação do projeto hidrelétrico h , incluindo tempo de construção
$SG_{c,k,j,h}^H$	Geração hidráulica do projeto h no cenário c , período k e subsistema j [MWmês]
$MinExpH_h$	Período mínimo para entrada em operação do projeto hidrelétrico h , incluindo tempo de construção
$SG_{c,k,j,h}^H$	Geração hidráulica do projeto h no cenário c , período k e subsistema j [MWmês]
$MinExpR_r$	Período mínimo para entrada em operação do projeto de PCH r , incluindo tempo de construção
$SG_{k,j,r}^T$	Geração hidráulica do projeto r no período k e subsistema j [MWmês]
$MinExpT_t$	Período mínimo para entrada em operação do projeto termelétrico t , incluindo tempo de construção
$E_{máx,j,t}^T$	Potência máxima disponível do projeto termelétrico t no subsistema j [MWmês]
$E_{máx,j,e}^E$	Potência máxima disponível da termelétrica existente e no subsistema j [MWmês]
$PE_{e,k}^E$	Matriz binária para o período de entrada em operação das térmicas existentes, igual a 0 em períodos anteriores a entrada em operação e 1 em período igual ou posterior
$Inflex_e$	Inflexibilidade da termelétrica existente e [%]
$FC_{k,j,w}^W$	Fator de capacidade do projeto w no período k e subsistema j [%]

$MinExpW_w$	Período mínimo para entrada em operação do projeto w , incluindo tempo de construção
$Inflex_s$	Inflexibilidade do projeto termelétrico do tipo s [%]
$MinExpW_{WBIO}$	Período mínimo para entrada em operação de projetos a biomassa
$MinExpW_{WEOL}$	Período mínimo para entrada em operação de projetos de eólicas
$MinExpW_{WSOL}$	Período mínimo para entrada em operação de projetos fotovoltaicos

Variáveis de Decisão

$C_{k,w}^W$	Capacidade instalada acumulada de projetos renováveis do tipo w no período k [MW]
$C_{k,s}^S$	Capacidade instalada acumulada de projetos termelétricos do tipo s no período k [MW]
$I_{p,h}^H$	Variável binária de investimento do projeto hidrelétrico h no período p
$I_{p,r}^R$	Variável binária de investimento do projeto de PCH r no período p
$I_{p,t}^T$	Variável binária de investimento do projeto termelétrico t no período p
$C_{i,j,k}^j$	Expansão acumulada da transmissão entre os subsistemas i e j no período k [MW]
$D_{j,k}^P$	Déficit de potência no subsistema j e período k [MWmês]
$G_{c,j,k,s}^S$	Geração térmica de projetos do tipo s para o cenário c e subsistema j no período k [MWmês]
$G_{c,j,k,t}^T$	Geração térmica do projeto t para o cenário c e subsistema j no período k [MWmês]
$G_{c,j,k,e}^E$	Geração térmica de usina existente e para o cenário c e subsistema j no período k [MWmês]
$T_{c,k,j,i}^E$	Intercâmbio entre os subsistemas i e j para o cenário c e período k [MWmês]
$D_{c,j,k}^E$	Déficit de energia para o cenário c no subsistema j e período k [MWmês]