

PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA FORMULADO COMO UM PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA

Medium-Term Hydrothermal System Operation Planning Formulated as a Stochastic Optimization Problem

Rodolfo Rodrigues Barrionuevo Silva¹ Leonardo Nepomuceno² 

Resumo: Um aspecto central no planejamento de médio prazo da operação hidrotérmica é o tratamento das incertezas e sazonalidades associadas às vazões afluentes nos reservatórios do sistema. Neste artigo, propõe-se um modelo de planejamento energético que trata essas incertezas por meio de uma abordagem de otimização estocástica bi-estágio. Em vez de gerar um conjunto de séries temporais sintéticas, que devem ser capazes de representar as complexas correlações de acoplamento temporal e espacial entre as hidrelétricas, a abordagem trabalha diretamente com as séries históricas de afluências observadas, conhecidas como leques de cenários, que representam inerentemente tais correlações. No modelo proposto, as decisões de primeiro estágio (*here-and-now*) tratam as variáveis controláveis do primeiro período de planejamento de forma cenário-independente e formam um conjunto único de decisões, enquanto que as decisões de segundo estágio (*wait-and-see*) são calculadas para cada realização do cenário, ou seja, são decisões cenário-dependentes úteis para estimar a operação esperada do sistema. A função de produção das hidrelétricas é representada de forma linear e individualizada, considerando a produtividade de cada usina. As termelétricas foram modeladas por meio de uma usina equivalente, agregando seus custos lineares em uma única curva quadrática de custo de geração. As características multi-estágio do problema podem ser recuperadas se um esquema de solução progressiva (*rolling window*) for adotado. Os resultados de um estudo de caso do sistema hidrotérmico da região nordeste do Brasil mostram que o modelo proposto é capaz de representar as incertezas nas vazões afluentes, as quais são adequadamente capturadas pela técnica de leques de cenários.

Palavras-chave: Planejamento da Operação Hidrotérmica. Programação Estocástica. Incertezas em vazões afluentes.

Abstract: A central aspect in the medium-term hydrothermal system operation planning is the handling of uncertainties associated with stochastic water inflows at the system reservoirs. In this paper, a two-stage stochastic optimization approach is adopted for handling such uncertainties. Instead of generating a set of synthetic time series, which must be able to represent both time and space complex coupling relations of the plants, the approach proposed works directly on the historical records of water inflows, known as scenario fans, which inherently represent such relations. The first stage of the model proposed is concerned with the calculation of control actions in the first period of the problem (i.e. here-and-now decisions), while the control actions in the remaining periods are calculated for each scenario realization (i.e. wait-and-see decisions). The

¹ Doutor em Engenharia Elétrica, IFPR Jacarezinho, rodolfo.silva@ifpr.edu.br.

² Doutor em Engenharia Elétrica, UNESP Bauru, leonardo.nepomuceno@unesp.br.

hydraulic production function of each individual unit in a hydro plant is formulated considering a linear function. The generation of thermal units are integrated into an equivalent plant having a quadratic cost curve by means of an optimization model also proposed. The multi-stage characteristic of the problem may be explored in the proposed approach if a rolling window solution structure is adopted. The results show that the model proposed is able to represent the uncertainties in water inflows, which are adequately captured by the scenario fans technique.

Keywords: Hydrothermal System Operation Planning. Stochastic Programming. Uncertainties in Water Inflows.

NOMENCLATURA

Índices:	h	Unidades hidrelétricas de geração.
	r	Usinas hidrelétricas.
	t	Períodos.
	ω	Cenários de afluências incrementais.
Conjuntos:	H	Unidades hidrelétricas do sistema.
	M_r	Usinas hidrelétricas a montante da usina r .
	T	Períodos.
	U_r	Unidades de geração da usina hidrelétrica r .
	Ω	Cenários de afluências incrementais.
Variáveis:	$p_{ht\omega}^H$	Potência na unidade h no período t e cenário ω .
	$p_{t\omega}^T$	Potência na termelétrica equivalente no período t e cenário ω .
	$q_{ht\omega}$	Vazão turbinada na unidade h no período t e cenário ω .
	$u_{rt\omega}$	Vazão defluente da usina r no período t e cenário ω .
	$v_{rt\omega}$	Vazão vertida da usina r no período t e cenário ω .
	$x_{rt\omega}$	Volume do reservatório da usina r no período t e cenário ω .
	Constantes:	A_t
B_t		Coefficiente do termo linear da curva de custo termelétrico no período t .
C_t		Coefficiente independente da curva de custo termelétrico no período t .
E_r		Evaporação do reservatório da usina r .
K_h		Coefficiente de produtividade da unidade h .
P_t^D		Potência demandada no período t .
\bar{P}		Limite superior da potência termelétrica equivalente.
\underline{P}		Limite inferior da potência termelétrica equivalente.
\bar{Q}_h		Limite superior da vazão turbinada na unidade h .
\underline{Q}_h		Limite inferior da vazão turbinada na unidade h .
$ T $		Número de períodos.
\bar{U}_r		Limite superior da vazão defluente da usina r .
\underline{U}_r		Limite inferior da vazão defluente da usina r .
\bar{X}_r		Limite superior do volume do reservatório da usina r .
\underline{X}_r		Limite inferior do volume do reservatório da usina r .
X_r^0		Volume inicial do reservatório da usina r .
X_r^F		Volume final mínimo do reservatório da usina r .
$Y_{rt\omega}$		Afluência incremental ao reservatório da usina r no período t e cenário ω .
δ		Quantidade de horas do período t .
γ		Fator de conversão de vazão em m^3/s para volume hm^3/dia .
$ \Omega $		Número de cenários.
π_ω		Probabilidade de ocorrência do cenário ω .

1 INTRODUÇÃO

O Planejamento Energético (PE) de sistemas hidrotérmicos tem como objetivo calcular uma política de operação ao mesmo tempo econômica e confiável para um certo horizonte. Esta política envolve o cálculo de decisões de despacho de geração e operação dos reservatórios neste horizonte. Nos modelos de PE, a função objetivo do problema consiste na minimização dos custos de geração, porém garantindo o atendimento da demanda e das demais restrições operativas. Algumas características dos sistemas hidrotérmicos tornam o PE um problema computacional complexo, tais como: o acoplamento operativo entre as usinas de uma mesma bacia hidrográfica (acoplamento espacial); as restrições de uso da água; as não linearidades inerentes à função de produção hidráulica e ao custo de geração termelétrica e, principalmente, o fato das afluências futuras serem não determinísticas, implicando no cálculo de decisões em um ambiente de incerteza (Birge; Louveaux, 2011; Conejo; Carrion; Morales, 2010). Dadas estas complexidades, o PE é geralmente decomposto em uma cadeia de problemas (Pereira, 1985; Cicogna, 1999; Zambelli *et.al.*, 2011) que envolvem os subproblemas de longo, médio e curto prazos. Neste trabalho, propõe-se uma formulação para o problema de PE de médio-prazo com horizonte de um ano e discretização diária.

Uma das questões fundamentais do problema de PE consiste no tratamento das incertezas associadas às vazões afluentes aos reservatórios. Podem-se identificar na literatura pelo menos três abordagens propostas para o tratamento dessas incertezas, as quais demandam também formulações específicas para os modelos de PE. Na primeira abordagem, utilizada em Pereira e Pinto (1983) e Pereira (1985), as incertezas são tratadas por meio da otimização estocástica multi-estágio, em que são utilizadas árvores de cenários obtidas por meio de técnicas de geração e redução de cenários sintéticos. Nesta abordagem, o modelo de PE é formulado como um problema de otimização dinâmica dual, o que resulta em um problema de otimização dinâmica estocástica dual multi-estágio.

Uma segunda abordagem, descrita em Zambelli *et.al.* (2011), trata as incertezas nas afluições por meio da técnica de controle preditivo adaptativo. Nesta abordagem, as decisões são calculadas por um procedimento que envolve três passos básicos: no primeiro passo, as vazões afluentes futuras são previstas para um horizonte limitado. No segundo passo, um modelo de PE não linear determinístico é resolvido, utilizando as vazões afluentes previstas no primeiro passo. No terceiro passo, as decisões calculadas pelo modelo de PE determinístico são simuladas (utiliza-se um simulador que representa detalhadamente a natureza não linear das variáveis hidráulicas), atualizando os níveis de armazenamento dos reservatórios e resolvendo o modelo de PE novamente, se necessário. Assim, o esquema resultante integra os processos de previsão-otimização-atualização que são executados em um movimento sequencial para frente (*rolling window*), até o fim do horizonte de planejamento. Por não utilizar cenários e resolver problemas de otimização determinísticos, esta abordagem é computacionalmente menos intensiva, o que facilita uma melhor representação das não linearidades.

A terceira abordagem, descrita em Helseth, Mo e Warland (2010), trata as incertezas por meio de otimização estocástica, porém ao invés da utilização de séries sintéticas de vazões afluentes, como em Pereira (1985) e Pereira e Pinto (1983), esta abordagem utiliza um conjunto de cenários que correspondem aos próprios registros históricos de cenários anteriores (leques de cenários). Além disso, ao invés da formulação multi-estágio, o problema é formulado como uma sequência de problemas bi-estágio, os quais são resolvidos também por meio de um movimento sequencial para frente (*rolling window*), até o fim do horizonte de planejamento. A abordagem é denominada pelos autores de simulador de leques de cenários. Uma das deficiências em Helseth, Mo e Warland (2010) é a sua formulação por meio de reservatórios equivalentes em cada área, desprezando as restrições relacionadas aos limites operativos de cada reservatório individual.

Neste trabalho, adota-se a terceira linha de abordagem para o tratamento das vazões afluentes, a qual envolve a otimização estocástica e leques de cenários constituídos por séries históricas observadas. A abordagem proposta utiliza uma formulação do problema por meio da otimização estocástica bi-

estágio, em que somente as decisões do primeiro estágio são variáveis do tipo *here-and-now* (i.e. independentes do cenário). As hidrelétricas são representadas de forma individualizada e as decisões de geração são calculadas para cada unidade geradora da usina. A função de produção hidráulica é representada de forma linear, como em Pereira (1985) e Pereira e Pinto (1983), considerando a produtividade de cada usina. As usinas termelétricas foram modeladas por meio de uma usina equivalente, agregando seus custos lineares em uma única curva quadrática de custo de geração. Na construção desta curva, utilizou-se o modelo de otimização proposto por Silva, Martins e Nepomuceno (2022), que resulta na função de custo quadrático associado à usina termelétrica equivalente. A estrutura de decisões bi-estágio do modelo proposto resulta em decisões operacionais únicas para o primeiro estágio e conjuntos de decisões cenário-dependentes para o segundo estágio.

A estrutura de tomada de decisão da abordagem proposta é descrita na seção seguinte. Na sequência, são apresentados a formulação do modelo proposto e os resultados de um estudo de caso. Por fim, são apresentadas as considerações finais do trabalho.

2 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO: ESTRUTURA DE TOMADA DE DECISÃO

O problema de PE visa calcular políticas de despacho de geração e de operação dos reservatórios para cada período de seu horizonte, de modo a atender uma demanda prevista com o mínimo custo esperado. O objetivo do problema consiste em minimizar a somatória dos custos de geração termelétrica (complementação termelétrica) em todos os períodos do horizonte de planejamento. Como os recursos hídricos são finitos, as decisões de geração de energia e de operação dos reservatórios, calculadas pelo PE, estão acopladas no tempo. Assim, a utilização de maiores volumes de água no curto prazo deve provocar uma maior complementação termelétrica no futuro, implicando, também, em custos operacionais futuros maiores. Por outro lado, armazenamentos excessivos de volumes nos reservatórios no curto prazo podem implicar em vertimentos futuros, que consistem em desperdício.

Na literatura, os custos de produção de unidades termelétricas são geralmente representados por funções quadráticas, as quais são estimadas a partir de ensaios de taxa de aquecimento destas unidades (El-Hawary; Christensen, 1979). Entretanto, no sistema elétrico brasileiro a metodologia adotada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) consiste em considerar o custo das termelétricas como uma função linear, definida pelo Custo Variável Unitário (CVU) específico de cada usina (ONS, 2018). Neste trabalho, agregam-se os valores de CVU de cada unidade termelétrica em uma única curva equivalente quadrática de custos de geração. Assim, as unidades termelétricas do sistema são agregadas em uma termelétrica equivalente, cujo custo é representado por curvas quadráticas de custo associadas a essa termelétrica equivalente. Essas curvas, utilizadas na Função Objetivo do modelo aqui proposto, são construídas a partir de conjuntos de pontos de custo de geração para cada valor discreto de potência termelétrica despachada. Esses custos de geração são provenientes da solução do problema de otimização proposto por Silva, Martins e Nepomuceno (2022).

No problema de PE, uma das maiores dificuldades na tomada de decisão é o fato de que as vazões afluentes aos reservatórios estão sujeitas a incertezas (Helseth; Mo; Warland, 2010) e são as afluências incrementais (Y_{rt}) a principal fonte dessas incertezas. Apesar dessa situação de ausência de informações precisas, as decisões de despacho e de operação de reservatórios precisam ser tomadas. Neste trabalho, as incertezas são tratadas por meio de uma formulação estocástica, visto que a otimização estocástica tem sido uma abordagem muito utilizada para a tomada de decisão em ambiente de incertezas (Birge; Louveaux, 2011; Conejo; Carrion; Morales, 2010). Na abordagem estocástica, geralmente as afluências são representadas por meio de cenários, gerados a partir de séries históricas, utilizando-se técnicas de geração e redução de cenários. Estas séries sintéticas precisam representar as correlações espaciais e temporais presentes nas afluências, o que é uma tarefa complexa. Uma alternativa, proposta em Helseth, Mo e Warland (2010), consiste na utilização das próprias séries históricas como cenários (i.e. os leques de cenários). Esta metodologia é

utilizada no modelo aqui proposto, ou seja, utilizam-se os leques de cenários para a representação de cenários de vazões afluentes.

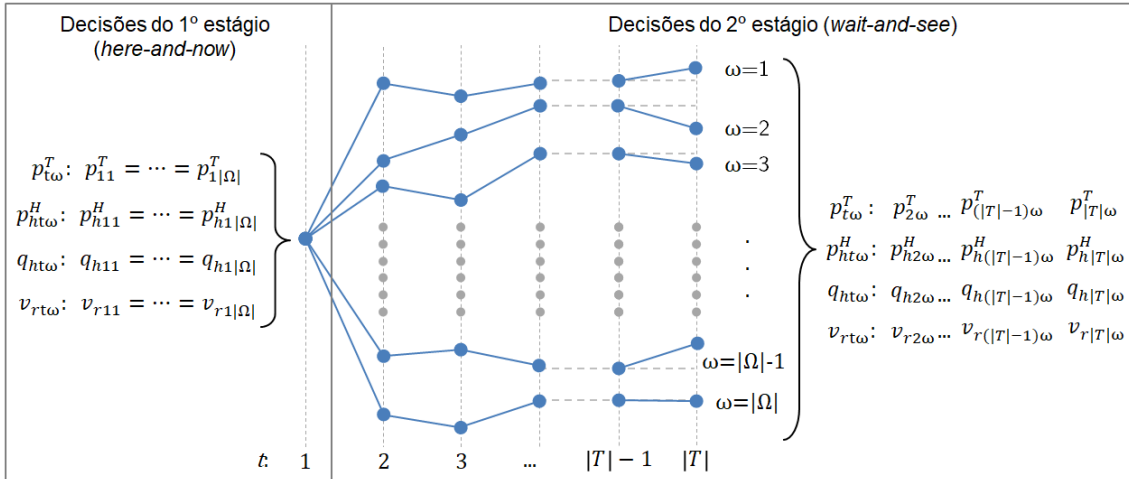
Optou-se por esta técnica, pois os leques de cenários representam de forma mais adequada as correlações espaciais e temporais presentes em problemas de PE, quando comparada às técnicas convencionais (Helseth; Mo; Warland, 2010). Logo, esta técnica apresenta-se como uma abordagem apropriada para tratar a estocasticidade e sazonalidade do sistema brasileiro.

Portanto, o problema de PE proposto é formulado como um problema de programação estocástica bi-estágio, utilizando leques de cenários. Assim, a estocasticidade nas afluências incrementais é representada por meio de processos estocásticos, sendo que cada série histórica correspondente a um cenário ω de possível realização da variável estocástica $Y_{rt\omega}$.

As decisões calculadas pelo PE possuem valores específicos para cada possível realização de cenário. Entretanto, na operação real é necessário que apenas um único conjunto de decisões seja tomado. Assim, modelou-se o PE em dois estágios, sendo que as decisões de primeiro estágio, que são do tipo *here-and-now*, formam um conjunto único de decisões, enquanto que as decisões de segundo estágio, do tipo *wait-and-see*, representam um conjunto de decisões para cada cenário (Conejo; Carrion; Morales, 2010). As decisões de primeiro estágio envolvem as variáveis controláveis do primeiro período de planejamento, quais sejam: as potências ativas geradas por termelétricas e hidrelétricas, as vazões turbinadas e vertimentos nos reservatórios. A Figura 1 apresenta a estrutura de tomada de decisão proposta.

Assim, no problema de PE proposto as decisões ótimas são únicas no primeiro estágio (*here-and-now*), considerando as possíveis decisões *wait-and-see* do segundo estágio. Para isso, são definidas restrições de não-antecipatividade para as decisões *here-and-now* (Conejo; Carrion; Morales, 2010), garantindo que as decisões no primeiro período ($t = 1$) sejam iguais para todos os Cenários ($\omega = \{1, \dots, |\omega|\}$). As decisões *wait-and-see* são consideradas ao definirmos, na função objetivo, a minimização do valor esperado do custo de operação para todo o horizonte de planejamento.

Figura 1 - Estrutura de tomada de decisão proposta.



Fonte: Dos autores.

3 FORMULAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

Com base na estrutura de tomada de decisão bi-estágio descrita na seção anterior, o modelo de PE proposto foi formulado conforme descrito de (1)—(16):

$$\text{Minimizar } \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \delta \sum_{t \in T} (A_t (p_{t\omega}^T)^2 + B_t p_{t\omega}^T + C_t) \quad (1)$$

sujeito a:

$$p_{t\omega}^T + \sum_{h \in H} p_{ht\omega}^H = P_t^D, \forall t, \forall \omega \quad (2)$$

$$p_{ht\omega}^H = K_h q_{ht\omega}, \forall h, \forall t, \forall \omega \quad (3)$$

$$u_{rt\omega} = \sum_{h \in U_r} q_{ht\omega} + v_{rt\omega}, \forall r, \forall t, \forall \omega \quad (4)$$

$$x_{r1\omega} = X_r^0 + (Y_{r1\omega} + \sum_{k \in M_r} u_{k1\omega} - u_{r1\omega} - E_r) \gamma, \forall r, \forall \omega \quad (5)$$

$$x_{rt\omega} = x_{r(t-1)\omega} + (Y_{rt\omega} + \sum_{k \in M_r} u_{kt\omega} - u_{rt\omega} - E_r) \gamma, \forall r, \forall t: t \neq 1, \forall \omega \quad (6)$$

$$x_{r|T|\omega} \geq X_r^F, \forall r, \forall \omega \quad (7)$$

$$\underline{X}_r \leq x_{rt\omega} \leq \bar{X}_r, \forall r, \forall t, \forall \omega \quad (8)$$

$$\underline{U}_r \leq u_{r\omega} \leq \bar{U}_r, \forall r, \forall t, \forall \omega \quad (9)$$

$$\underline{Q}_h \leq q_{h\omega} \leq \bar{Q}_h, \forall h, \forall t, \forall \omega \quad (10)$$

$$v_{r\omega} \geq 0, \forall r, \forall t, \forall \omega \quad (11)$$

$$\underline{P} \leq p_{t\omega}^T \leq \bar{P}, \forall t, \forall \omega \quad (12)$$

$$p_{ht1}^H = p_{h\omega}^H, \forall h, t = 1, \forall \omega \quad (13)$$

$$p_{t1}^T = p_{t\omega}^T, t = 1, \forall \omega \quad (14)$$

$$q_{ht1} = q_{h\omega}, \forall h, t = 1, \forall \omega \quad (15)$$

$$v_{r1} = v_{r\omega}, \forall r, t = 1, \forall \omega. \quad (16)$$

A função objetivo expressa em (1) corresponde à esperança matemática do custo de geração termelétrica em todo o horizonte de planejamento. Busca-se minimizá-la em função da potência termelétrica despachada, $p_{t\omega}^T$, para todo período t e todo cenário ω . As restrições (2) definem o balanço de potência ativa do sistema. A função de produção das unidades hidrelétricas é definida em (3). As restrições (4) definem a defluência total em cada reservatório. A geração é definida de forma individualizada por unidade e não por usina. As restrições de balanço de água são dadas em (5) e (6). As restrições (7) definem as metas de volumes dos reservatórios ao final do período de operação. As restrições em (8)—(12) definem os limites operacionais nos volumes dos reservatórios, defluências, vazões turbinadas, vertimento e na geração de potência na unidade termelétrica equivalente, respectivamente. Finalmente, as restrições (13)—(16) garantem a não antecipatividade nas variáveis de controle *here-and-now* no período inicial do horizonte de planejamento.

No modelo proposto, somente as decisões *here-and-now* para o primeiro período são calculadas como decisões efetivas (i.e. conjunto único de decisões). As decisões *wait-and-see* dos demais períodos são calculadas para cada cenário, de modo que somente os seus valores esperados sejam conhecidos. Assim, propõe-se que o modelo de PE seja executado de forma recursiva, em

um movimento para frente (*rolling window*), de modo que valores únicos sejam calculados em cada estágio, considerando as decisões já tomadas no estágio anterior como dados de entrada. Uma estratégia similar é proposta em Helseth, Mo e Warland (2010).

4 DADOS DO SISTEMA HIDROTÉRMICO ESTUDADO

Neste trabalho, utiliza-se o sistema de geração hidrotérmico da região nordeste do Brasil para a validação do modelo de PE proposto e de sua técnica de solução. Esse sistema de geração é composto pelas usinas hidrelétricas Boa Esperança (UBE); Sobradrinho (USB); Itaparica (ULG); Complexo Paulo Afonso – Moxotó (UCM); Xingó (UXG); Pedra do Cavalo (UCV); e Itapebi (UIT) (Cicogna, 2017). Os dados hidrológicos das usinas são apresentados na Tabela 1, disponíveis em Cicogna (2017) e ANA (2019).

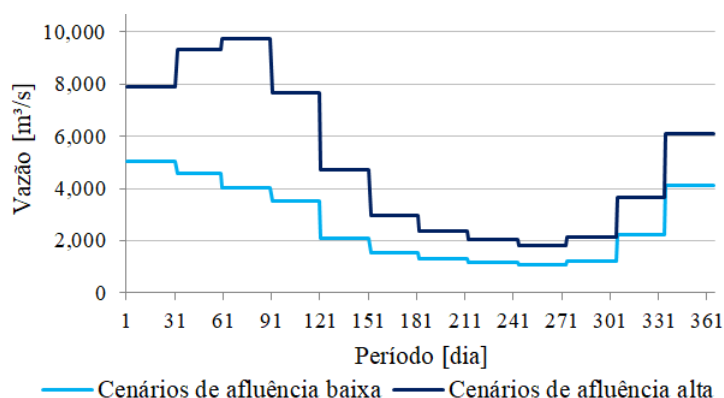
Tabela 1 – Dados hidrológicos das hidrelétricas da região nordeste.

Hidrelétrica	$\frac{K_h}{\left[\frac{MW}{(m^3/s)}\right]}$	\underline{X}_r [hm ³]	\bar{X}_r [hm ³]	X_r^0, X_r^F [hm ³]	\underline{U}_r [m ³ /s]	\bar{U}_r [m ³ /s]	\underline{Q}_h [m ³ /s]	\bar{Q}_h [m ³ /s]
UBE	0,38037350	3173,0	5085,0	4101,1	240	1600	0	624
USB	0,24542560	5448,0	34117,0	8254,7	1100	8000	0	4278
ULG	0,45369480	7233,0	10782,0	7683,0	-	-	0	3306
UCM	1,01914800	1084,2	1303,5	1303,5	-	-	0	4199
UXG	1,06145160	3759,0	3800,0	3800,0	1300	8000	0	2976
UCV	0,88422435	2761,6	3804,8	3346,9	10	1500	0	180
UIT	0,69973410	1445,3	1633,6	1633,6	38	-	0	660

Os leques de cenários de aflúências foram construídos com base nos dados históricos mensais de aflúência incremental média disponível de 1931 a 2016 na plataforma HYDRODATA XP (Cicogna, 2017), sendo que cada ano do histórico corresponde a um cenário. Devido à infactibilidade de alguns cenários para os dados utilizados no modelo, os históricos de aflúência incremental de alguns anos foram excluídos, quais sejam: 1971, 2001, 2014, 2015 e 2016. Das séries históricas consideradas, foram definidas duas situações típicas de

afluências incrementais a serem simuladas: uma situação de baixa afluência, utilizando os 20 cenários com os menores valores de afluência média anual; e uma situação de alta afluência, com os 20 cenários de maiores valores de afluência média anual. Na Figura 2, são apresentados os valores médios de afluências para essas duas situações de afluência.

Figura 2 - Afluência média dos cenários utilizados nas simulações.



Fonte: Dos autores.

Quanto à geração termelétrica, a região nordeste dispõe das usinas descritas na Tabela 2, em que se destacam as capacidades máximas de geração e os custos lineares de operação de cada unidade (CVU). Os custos lineares mostrados na tabela foram obtidos a partir de relatórios da ONS (2018). Nota-se expressiva variação nestes custos para as unidades do sistema.

As termelétricas descritas na Tabela 2 foram agregadas em uma termelétrica equivalente, utilizando a metodologia proposta em Silva, Martins e Nepomuceno (2022) e resultaram nos parâmetros para a curva quadrática:

$$A_t = 0.0638598388352609 \left[\frac{R\$}{MW^2} \right], B_t = 15.9396102216687 \left[\frac{R\$}{MW} \right] \text{ e } C_t = 0.0 [R\$].$$

A demanda utilizada está relacionada ao consumo da região nordeste no ano de 2017, disponível em CCEE (2019). Calculou-se o valor médio ponderado da potência média semanal entre os três patamares de carga: leve, média e pesada. Ao discutir os resultados do estudo de caso, pode-se observar, na Figura 4, o perfil da demanda para o horizonte de planejamento anual.

Tabela 2 – Dados das termelétricas da região nordeste.

Termelétrica	\bar{P} [MW]	CVU [R\$/MWh]	Termelétrica	\bar{P} [MW]	CVU [R\$/MWh]
Termope	533	103,39	Arembepe	150	640,30
Fortaleza	327	139,88	Altos	13	646,34
P.Pecem1	720	168,31	Aracati	11	646,34
P.Pecem2	365	177,27	Baturite	11	646,34
R.Almeida	138	252,87	C.Maior	13	646,34
C. Furtado	186	279,04	Caucaia	15	646,34
JSPereira	368	314,63	Crato	13	646,34
Termoceara	223	319,16	Iguatu	15	646,34
Pernambu3	201	363,67	JuazeiroN	15	646,34
Suape2	381	428,14	Nazaria	13	646,34
Termocabo	50	428,84	Pecem	15	646,34
CampinaGr.	169	433,89	Petrolina	136	702,50
Termone	171	434,83	Potiguar3	66	807,62
TermoPB	171	434,83	Potiguar	53	807,63
Global1	149	493,24	Camacari	347	943,88
Global2	149	493,24	PauFerro	94	961,30
Sykue1	30	510,12	Termomanau	143	961,30
Bahia1	31	569,02			

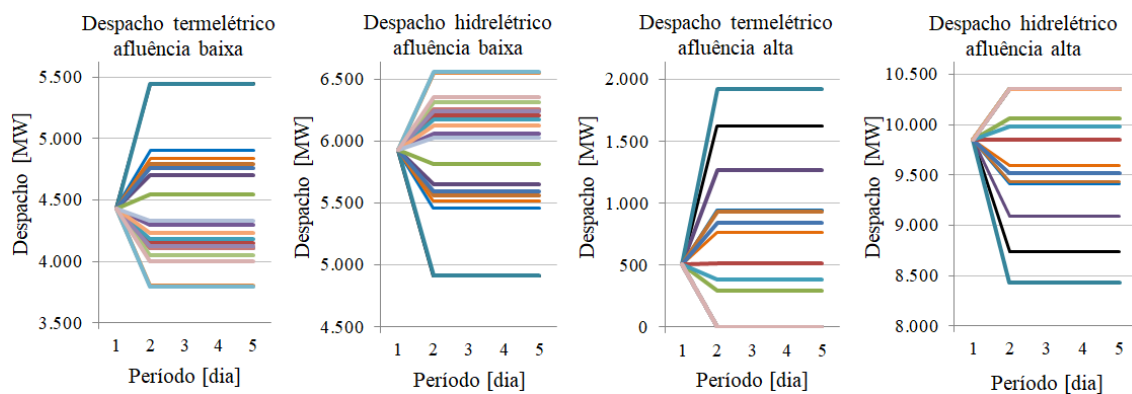
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O modelo de PE descrito de (1)—(16) foi resolvido para o sistema hidrotérmico da região nordeste do Brasil, descrito na seção anterior. Foi utilizado o software IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 12.6 em um computador com processador Intel i7 de 2,8GHz e memória RAM de 8GB, obtendo a solução em 36 segundos. Os resultados obtidos são apresentados e discutidos nesta seção, sendo que, inicialmente, discutem-se os tipos de decisões resultantes do modelo considerando a estrutura de tomada de decisão proposta. Posteriormente, são analisados os resultados quanto ao despacho e preço da energia, assim como a operação dos reservatórios, destacando situações típicas envolvendo anos com baixas e altas vazões afluentes médias.

O modelo de PE proposto é do tipo bi-estágio, logo os resultados apresentam dois tipos de decisões: as *here-and-now* (1º estágio) e as *wait-and-*

see (2º estágio). Devido às restrições de não-antecipatividade, os resultados das decisões *here-and-now* para as variáveis $p_{t\omega}^T$, $p_{ht\omega}^H$, $q_{ht\omega}$, e $v_{rt\omega}$ foram decisões únicas para $t = 1$, independentes do cenário ω . Para exemplificar, a Figura 3 apresenta os resultados das variáveis $p_{t\omega}^T$ e $p_{ht\omega}^H$ nas duas situações simuladas (baixa e alta afluência), destacando as decisões em cada cenário ω nos cinco primeiros períodos, $t = \{1, \dots, 5\}$.

Figura 3 - Decisões do despacho hidrotérmico nos cinco primeiros períodos.



Fonte: Dos autores.

Nota-se na Figura 3, que no primeiro período as decisões são as mesmas para todos os cenários. Já nos períodos seguintes, são obtidos conjuntos de decisões *wait-and-see* para cada período t , que representam uma composição de decisões obtidas para cada um dos 20 cenários. Com essas decisões, é possível calcular os valores esperados das variáveis em cada cenário (esperança matemática).

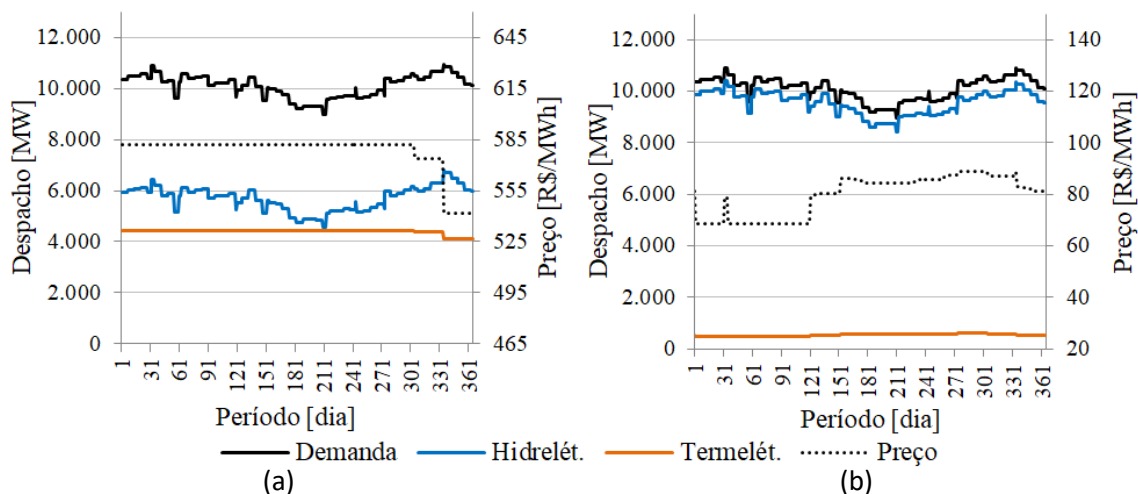
As decisões bi-estágio do modelo permitem duas formas de realizar o planejamento da operação. Uma forma mais simples consiste em considerar as decisões únicas para o primeiro período e a esperança matemática das decisões para os demais períodos. Outra forma, que modela de maneira mais precisa as incertezas do problema, consiste em aplicar o modelo proposto em cada período t de forma sequencial crescente (do primeiro para o último período), obtendo as decisões únicas em cada período. Esta opção exige que após cada iteração, as decisões únicas sejam salvas e as informações do estado do sistema sejam

atualizadas. Nos resultados apresentados a seguir consideram-se os valores da esperança matemática das decisões em cada período.

Os resultados obtidos para custo, despacho, preço e operação hidráulica permitem analisar a coerência do modelo quanto ao comportamento esperado de um sistema hidrotérmico para diferentes situações de afluência. O despacho hidrotérmico e o preço da energia para os dois níveis de afluência são mostrados na Figura 4. O custo esperado da operação para todo o horizonte de planejamento, em milhões, foi de R\$ 11.584 para a situação de baixa afluência e de R\$ 418 para a situação de alta afluência.

Nota-se o expressivo efeito da afluência anual no planejamento da operação, sendo que quanto menor o nível de afluência, maior o despacho termelétrico e, conseqüentemente, maior o custo da operação e o preço da energia para o sistema. O preço segue a complementação termelétrica, visto que se trata do custo marginal da operação que, neste trabalho, depende somente do custo da geração termelétrica. Os resultados destas simulações também mostram que o despacho hidrelétrico acompanha a variação da demanda, ficando o despacho termelétrico com um perfil mais contínuo.

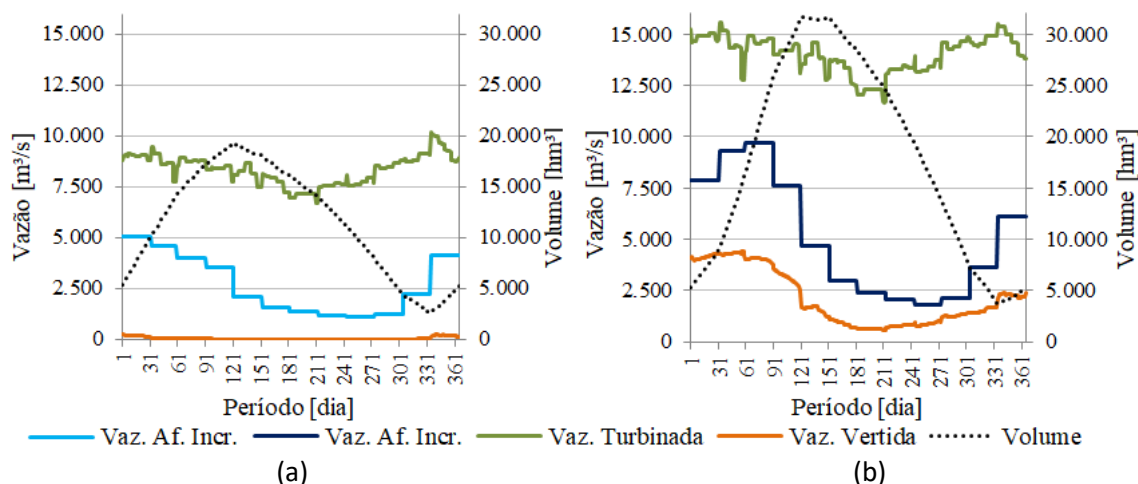
Figura 4 - Despacho e de preço da energia nas situações de afluência baixa (a) e alta (b).



Fonte: Dos autores.

Na Figura 5 são apresentados os volumes armazenados nos reservatórios e as decisões quanto às vazões turbinadas e vertidas nas hidrelétricas do sistema, para as duas situações de afluência.

Figura 5 - Operação hidráulica nas situações de afluência baixa (a) e alta (b).



Fonte: Dos autores.

Nota-se que, em ambas as situações, existe a tendência de os reservatórios acumularem água nos períodos iniciais, transferindo estes volumes para os períodos de menor afluência. Verifica-se que quanto maior o nível de afluência anual, maior o volume de água é armazenado nos reservatórios e maiores as vazões turbinadas (maior produção de energia hidrelétrica) e vertidas. Para a situação de altas afluências, nota-se a presença de vazões vertidas durante todo o horizonte. Esse vertimento ocorre em função das restrições operacionais que não permitem armazenar toda a água disponível, seja por limite de volume máximo nos reservatórios, seja por limites de vazão defluente máxima.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho propõe um modelo para o Planejamento Energético (PE) formulado como um problema de otimização estocástica bi-estágio, utilizando leques de cenários, sendo um modelo alternativo às abordagens dinâmica (Pereira, 1985) e determinística (Zambelli *et.al.*, 2011). O modelo proposto

representa a geração hidrelétrica por uma expressão linear e a geração termelétrica de forma quadrática, por meio de uma unidade equivalente. Para a representação quadrática na geração termelétrica, utiliza-se um problema de otimização auxiliar (Silva; Martins; Nepomuceno, 2022) que substitui a abordagem linear usual para os custos operacionais por uma função quadrática, que representa de forma mais aproximada os custos com a geração termelétrica (El-Hawary; Christensen, 1979). As incertezas nas afluências incrementais são tratadas por otimização estocástica, por leques de cenários, construídos por séries históricas observadas, de modo a representar as complexas relações de dependência espacial e temporal entre as usinas, assim como a sazonalidade climática do sistema. O modelo também propõe uma estrutura de decisão bi-estágio. No primeiro estágio, as decisões operacionais são únicas. No segundo estágio, têm-se conjuntos de decisões cenário-dependentes, úteis para estimar a operação esperada.

Os resultados das simulações com diferentes níveis de afluências anuais mostram coerência com a operação esperada para um sistema hidrotérmico, ratificando a grande influência desse fator no planejamento da operação. Além do despacho ótimo, esse modelo permite analisar os custos marginais de operação esperados, que podem ser interpretados como preços da energia (Silva *et. al.*, 2012; Martins; Azevedo; Soares, 2014; Nepomuceno *et. al.*, 2015). As características multi-estágio do problema podem ser recuperadas se um esquema de solução progressiva (*rolling window*) for adotado. Os resultados mostram que o modelo proposto é capaz de representar as incertezas nas vazões afluentes, as quais são adequadamente capturadas pela técnica de leques de cenários. Pesquisas futuras podem envolver a representação do sistema de transmissão, como em Martins, Azevedo e Soares (2014) e Pereira (2017), uma melhor representação da função de produção hidráulica, como em Diniz e Macera (2008), Cerisolla, Latorre e Ramos (2012) e Li *et. al.*, 2014, e um estudo de comparação entre diferentes metodologias, para identificação de pontos positivos e deficiências da abordagem proposta.

REFERÊNCIAS

- ANA. **Sistema de Acompanhamento de Reservatórios (SAR)**. 2019. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sar0/Home>>.
- BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. **Introduction to stochastic programming**. London: Springer Science & Business Media, 2011.
- CCEE. **Informações ao mercado** - Download dos relatórios. 2019. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/consumo>>
- CICOGNA, M. A. **Hydrodata XP**- HydroByte Software. 2017. Disponível em: <<https://hydrobyte.com.br/site/en/company>>.
- CICOGNA, M. A. **Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas orientado por objetos**. 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1999. Disponível em: <<https://doi.org/10.47749/T/UNICAMP.1999.433820>>.
- CONEJO, A. J.; CARRION, M.; MORALES, J. M. **Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets**. Boston, MA: Springer US, 2010. v. 153. (International Series in Operations Research & Management Science, v. 153). Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-1-4419-7421-1>>
- EL-HAWARY, M. E.; CHRISTENSEN, G. S. **Optimal economic operation of electric power systems**. New York: Academic Press, 1979. (Mathematics in science and engineering).
- HELSETH, A.; MO, B.; WARLAND, G. Long-term scheduling of hydro-thermal power systems using scenario fans. **Energy Systems**, v. 1, n. 4, p. 377-391, 2010. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s12667-010-0020-7>>
- ONS. **Programa Mensal da Operação (PMO)**. 2018. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao>>.
- MARTINS, L. S. A.; AZEVEDO, A. T.; SOARES, S. **Nonlinear medium-term hydro-thermal scheduling with transmission constraints**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 29, n. 4, p. 1623-1633, 2014. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6709763>>
- PEREIRA, A. C.; OLIVEIRA, A. Q. de; BAPTISTA, E. C.; BALBO, A. R.; SOLER, E. M.; NEPOMUCENO, L. **Network-Constrained Multiperiod Auction for Pool-Based Electricity Markets of Hydrothermal Systems**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 6, p. 4501–4514, Nov. 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7883965>>

PEREIRA, M. V. F. Optimal scheduling of hydrothermal systems-an overview. **IFAC Proceedings Volumes**, v. 18, n. 7, p. 1-9, 1985. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1474667017604099>

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. **Application of Decomposition Techniques to the Mid and Short Term Scheduling of Hydrothermal Systems**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-102, n. 11, p. 3611–3618, nov. 1983. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4111872>>

SILVA, A. L. da; SILVA, P. S. da; BREDA, J. C.; NEPOMUCENO, L. **Combined Pool/Bilateral Short-Term Hydrothermal Scheduling Model for Day-Ahead Energy Markets**. IEEE Latin America Transactions, vol. 10, no. 5, p. 2094–2104, Sep. 2012. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6362354>>

SILVA, R. R. B.; MARTINS, L. F. B.; NEPOMUCENO, L. **Modelagem quadrática do custo de geração termelétrica: um estudo de caso da região nordeste do Brasil**. Revista Mundi Engenharia, Tecnologia e Gestão. Paranaguá, PR, v.7, n.7, p. 467-1,467-12, 2022. Disponível em: <<https://periodicos.ifpr.edu.br/index.php/MundiETG/article/view/2369>>

ZAMBELLI, M.; SOARES FILHO, S.; TOSCANO, A. E.; SANTOS, E. dos; SILVA FILHO, D. da. **NEWAVE versus ODIN: comparação entre modelo estocástico e determinístico no planejamento da operação energética do sistema interligado nacional**. Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, v. 22, n. 6, p. 598–609, dez. 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0103-17592011000600005>>.