

Relatório de Projeto – DSE - 995 / 2022**Cliente:** CPAMP**Título:** Metodologia orientada por dados para a modelagem da produtividade e perdas variáveis das usinas hidrelétricas nos modelos de otimização energética aplicação ao modelo DECOMP**Nº de Páginas:** 45**Nº de Anexos:** 0**Dados do Cliente:**

Comissão Permanente Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - GT-Metodologia/CPAMP

Responsável:

Rodrigo Sacchi (CCEE)

e-mail: rodrigo.sacchi@ccee.org.br**Departamento:** Departamento de Sistemas Eletroenergéticos - DSE**Nº do PEP:****Centro de Lucro:** C250000101**Centro de Custo:** C205000018**Resumo:**

Este relatório descreve metodologia para obtenção de curvas que representam a variação das eficiências do conjunto turbina-gerador em função da queda líquida e turbinamento da usina, assim como a variação das perdas hidráulicas em função do turbinamento. Tais curvas são aplicadas nos modelos de otimização energética de forma a avaliar o impacto em termos de acurácia na representação de tais características nos resultados da operação dos modelos.

Observações:**Autores:**

André Luiz Diniz Souto Lima - Cepel

José Francisco M. Pessanha - Cepel

Lílian Chaves Brandão dos Santos - Cepel

Pedro Tiago M. Lira - City Connect

Palavras-Chave:

Função de produção hidrelétrica

Produtibilidade específica

Perdas hidráulicas nos condutos

Classificação de acesso: Público Interno Setorial Confidencial**Aprovação e data de emissão****Flávio Rodrigo de Miranda Alves**
Chefe do Departamento de Sistemas
Eletroenergéticos - DSE**Tel.:** 21-2598-6258 **E-mail:** frma@cepel.br**Aprovação e data de emissão****Maurício Barreto Lisboa**
Diretor de Tecnologia

CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Projeto DECOMP

Relatório Técnico 995 / 2022

**METODOLOGIA ORIENTADA POR DADOS PARA A MODELAGEM DA
PRODUTIBILIDADE E PERDAS VARIÁVEIS DAS USINAS
HIDRELÉTRICAS NOS MODELOS DE OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA -
APLICAÇÃO AO MODELO DECOMP**

Março / 2022

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	4
1 INTRODUÇÃO	5
2 CONCEITUAÇÃO TEÓRICA	7
2.1 Produtibilidade específica das usinas hidrelétricas	8
2.1.1 Consideração atual nos modelos de otimização energética	9
2.2 Perdas nos condutos das usinas hidrelétricas	9
2.2.1 Consideração atual nos modelos de otimização energética	10
2.3 Considerações	10
3 TRATAMENTO DOS DADOS HISTÓRICOS FORNECIDOS PELO ONS	11
3.1 Dados horários fornecidos pelo ONS	11
3.2 Comparação entre perdas médias e instantâneas	12
3.3 Comparação entre perdas médias semanais e mensais	15
3.4 Comparação entre produtibilidades médias semanais, mensais e instantâneas	15
4 AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA A PARTIR DE DADOS HISTÓRICOS	19
4.1 Grandezas obtidas do histórico	19
4.2 Grandezas de cálculo direto	19
4.3 Grandezas de cálculo aproximado	19
4.3.1 Volume operado	19
4.3.2 Vertimento operado	20
4.4 Energia gerada	21
5 MODELAGEM DAS CURVAS DE PRODUTIBILIDADE E PERDAS POR UM MODELO ADITIVO GENERALIZADO (GAM)	23
5.1 Modelo Aditivo Generalizado (GAM)	23
5.2 Aplicação do modelo GAM para as curvas de produtividade específica	23
5.3 Aplicação do modelo GAM para as curvas de perdas nos condutos	24
6 AVALIAÇÃO DA ACURÁCIA DAS GRADES DE PRODUTIBILIDADE E PERDAS VARIÁVEIS NO CÁLCULO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA (FPH)	25
6.1 Dados históricos diretos	25
6.1.1 Função de produção hidrelétrica (FPH) histórica utilizando grid (GH_{grid}^{direto})	26
6.1.2 Função de produção hidrelétrica (FPH) histórica utilizando valores constantes (GH_{cte}^{direto})	26

6.2 Dados históricos aplicados à transformação VQS	28
6.2.1 Função de produção hidrelétrica (FPH) VQS utilizando grade (GH_{grid}^{VQS})	28
6.2.2 Função de produção hidrelétrica (FPH) VQS utilizando valores constantes (GH_{cte}^{VQS})	29
6.3 Avaliação do impacto dos erros associados a transformação VQS na metodologia de produtibilidade e perdas variáveis	31
7 AVALIAÇÃO DA ACURÁCIA DA FPHA COM PRODUTIBILIDADES E PERDAS VARIÁVEIS NOS RESULTADOS DO MODELO DECOMP	35
8 AVALIAÇÃO DAS SITUAÇÕES ONDE HOUE PERDA DE QUALIDADE DA FPHA DO USO DA GRADE DE PRODUTIBILIDADE E PERDAS	38
9 CONCLUSÕES	42
REFERÊNCIAS	44

SUMÁRIO EXECUTIVO

Esse relatório descreve a metodologia desenvolvida com intuito de melhorar a representação e a acurácia da função de produção hidrelétrica nos modelos de otimização energética do Cepel. Em particular, procura-se aprimorar a representação da produtividade específica da usina, assim como das perdas nos condutos, considerando valores variáveis para esses parâmetros, em função do ponto de operação das usinas, ao invés de valores constantes. Adicionalmente, apresenta-se a avaliação da metodologia proposta em comparação com a metodologia atualmente vigente nos modelos, mostrando as vantagens em termos de redução dos desvios e aprimoramento dos resultados da operação, sem incorrer em acréscimo relevante no tempo computacional.

Motivação: Em um sistema energético onde a matriz de geração é predominantemente hídrica, é de extrema importância modelar de forma precisa o processo de conversão do turbinamento em energia elétrica nas usinas hidrelétricas. Assim, a versão oficial dos modelos DECOMP e DESSEM, assim como o NEWAVE individualizado, consideram a variação não linear da produtividade das usinas com as alturas de queda de montante e jusante, através da chamada função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA), porém considerando um valor médio para o rendimento específico do conjunto turbina-gerador, assim como um valor médio de perdas nos condutos, que constam nos dados cadastrais disponibilizados historicamente pelo ONS. Entretanto, sabe-se que as eficiências da turbina e gerador dependem tanto da altura de queda como da vazão turbinada, e que as perdas nos condutos de água são proporcionais à vazão turbinada. Em um trabalho recente do ONS [1], foram disponibilizados dados mais acurados da operação das usinas ao longo de 10 anos de observações, tornando possível modelar de forma mais acurada o comportamento destas grandezas, melhorando sua representação nos modelos.

Objetivos: O objetivo deste relatório é descrever a metodologia proposta para tratamento de dados de medições históricas e obtenção de curvas que representam a variação da produtividade específica das usinas hidrelétricas em função da queda líquida e turbinamento, assim como das perdas nos condutos em função do turbinamento. O relatório também apresenta uma avaliação da acurácia tanto da função de produção hidrelétrica exata (FPH) como da FPHA do modelo DECOMP, ao incorporar as curvas de produtibilidades específicas e perdas nos condutos. Desta forma, visa-se confirmar e quantificar a melhoria na representação da função de produção hidrelétrica com a consideração dessas funções. Ressalta-se que, como o desenvolvimento da FPHA foi realizado no ambiente Libs, este aprimoramento estará disponível nos demais modelos de planejamento da operação (DESSEM e NEWAVE individualizado)

Metodologia: Primeiramente propõe-se um tratamento dos dados históricos em relação à discretização temporal, para que melhor se adequem às características temporais dos modelos de otimização, evitando que se incorra em um otimismo na representação das curvas. Na sequência, os dados tratados são ajustados por um modelo aditivo generalizado (GAM), que é composto por uma soma de splines não lineares. Em seguida, realiza-se um processo de avaliação de desempenho das curvas obtidas que envolve: avaliação dos resultados aferidos em valores históricos observados; aferição das expressões que representam o cálculo (não linear) da geração hidrelétrica em função do volume, turbinamento e vertimento de uma usina; e, finalmente, a avaliação do desempenho do uso destas curvas na modelagem linear por partes da FPHA, considerada no modelo de planejamento de curto prazo (DECOMP).

Resultados: A análise mostrou que, de forma geral, os resultados da modelagem da FPHA melhoram significativamente ao considerar perdas nos condutos e produtividade específicas variáveis, tanto em relação aos dados históricos como em relação à aplicação ao planejamento da operação, quando comparados aos resultados da modelagem atual da FPHA utilizada oficialmente, onde se consideram valores médios para essas grandezas. Desta forma, o CEPEL recomenda a aplicação da metodologia proposta para os processos de programação mensal da operação (PMO) e preço de liquidação de diferenças (PLD), visto os ganhos significativos obtidos para a grande maioria das usinas. No entanto, em algumas usinas, foi observado um comportamento fortemente não convexo na função exata ao se utilizar as grades de produtividade e perdas, o que fez com que o modelo linear por partes da FPHA para aproximar essa FPH mais acurada apresentasse desvios maiores do que o modelo linear por partes da FPHA baseada na função exata com produtividade e perdas constantes, ambos em comparação com a função exata com produtividade e perdas variáveis. Portanto, o Cepel propõe a aplicação de uma abordagem "híbrida" - já disponível na versão vigente do modelo, avaliada pela CPAMP e validada pela FT-DECOMP - onde se pode manter a metodologia vigente para algumas usinas, realizando-se uma investigação mais aprofundada, no futuro, das questões que levaram a um pior desempenho da metodologia proposta para estas usinas.

1 INTRODUÇÃO

Os modelos da cadeia de otimização energética [2] desenvolvida pelo CEPEL, na qual se incluem os programas NEWAVE [3], DECOMP [4] e DESSEM [5], são utilizados como ferramentas de apoio para o planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. Em particular, são executados de forma integrada no processo do Programa Mensal da Operação Energética (PMO) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e no processo de determinação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Estes modelos possuem diferentes características dependendo do horizonte de tempo e nível de discretização considerados, e os aspectos modelados também variam conforme às respostas desejadas para os modelos. Outras ferramentas desenvolvidas pelo CEPEL integram-se a esses modelos, como: o modelo GEVAZP [6], para geração de cenários de vazão para os modelos NEWAVE e DECOMP; PREVIVAZ [7], para previsões semanais de vazões para os modelos DECOMP e DESSEM; PrevCargaPMO [8], para a previsão de carga semanal/mensal para o modelo DECOMP; PrevCargaDESSEM [9], para a previsão da carga diária para o modelo DESSEM; os modelos OPCHEN e OPCHEND [10], para estabelecimento de volumes de espera mensais, semanais e até diárias, que são utilizados nos modelos DECOMP e DESSEM para restrições de controle de cheias. A Figura 1 ilustra os modelos utilizados nos processos de PMO e PLD que contam com desenvolvimentos do CEPEL.

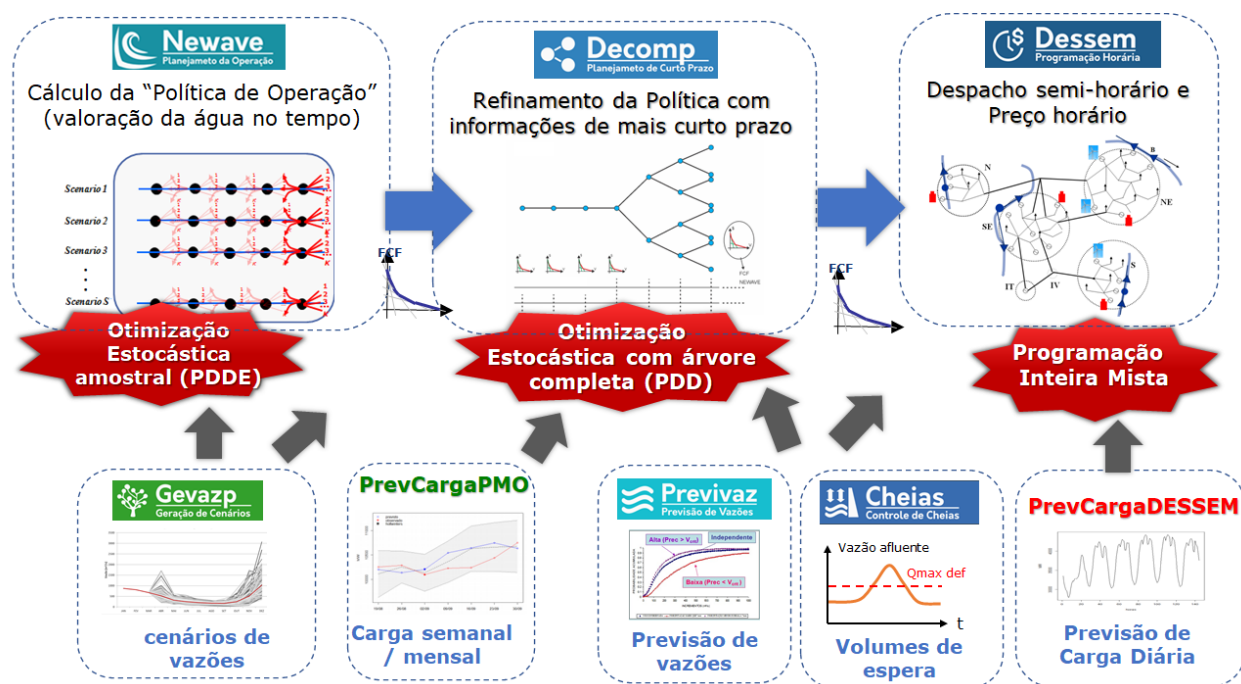


Figura 1: Esquema ilustrativo do uso encadeado dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

O modelo de mais curto prazo (DESSEM) [5], [11] tem o objetivo de calcular o despacho de menor custo e o preço horário para o dia seguinte, possuindo discretização semi-horária no primeiro dia e um horizonte de até duas semanas¹, considerando de forma individualizada as unidades geradoras, restrições de unit commitment das usinas térmicas, restrições de segurança da rede elétrica (com modelagem linear DC), e diversos aspectos detalhados da operação das usinas hidrelétricas e reservatórios. O modelo de médio prazo, DECOMP [12], que calcula o despacho ótimo semanal e a função de custo futuro para o modelo DESSEM, possui discretização semanal e mensal, em três patamares de carga, e horizonte de até um ano², considerando incertezas nas vazões afluentes das usinas a partir do segundo mês, e representando as usinas hidrelétricas também de forma individualizada, além de diversas restrições hidráulicas e elétricas

¹No uso oficial do DESSEM para o processo de preço horário, o horizonte é de até 1 semana.

²Atualmente, os casos oficiais utilizam um horizonte de 2 meses.

especiais. O modelo de mais longo prazo, NEWAVE, calcula a política operativa ótima tendo em vista um horizonte de 5 a 10 anos com discretização mensal, gerando uma função de custo a ser utilizada nos demais modelos [3]. O modelo NEWAVE considera de maneira mais detalhada as incertezas nas vazões afluentes às usinas hidroelétricas, e as usinas hidroelétricas podem ser modeladas de forma agregada, em reservatórios equivalentes, ou individualizada.

A conversão do turbinamento de uma usina hidrelétrica em geração, conhecida como “função de produção hidrelétrica” (FPH), é complexa e envolve diversas não linearidades referentes à variação das cotas de montante e jusante das usinas com volume e vazões defluentes operadas, os quais afetam a altura de queda e, conseqüentemente, a produtividade da usina. Em todos os modelos do CEPEL onde as usinas hidrelétricas são consideradas de forma individualizada, esta variação não linear da geração com a altura de queda, expressa pela FPH, é aproximada por uma função linear por partes do volume armazenado, da vazão turbinada e do vertimento, sendo referenciada neste documento como “Função de Produção Hidrelétrica Aproximada” (FPHA) [13]. A versão atual oficial do modelo DECOMP considera, no cálculo da FPHA, a variação da produção com as alturas de queda de montante e jusante, porém adotando um valor médio para o rendimento específico do conjunto turbina-gerador, assim como um valor médio de perdas nos condutos, que são os dados cadastrais disponibilizados historicamente pelo ONS. Entretanto, sabe-se que as eficiências da turbina e gerador dependem tanto da altura de queda como da vazão turbinada, e que as perdas nos condutos de água são proporcionais à vazão turbinada [14], [15]. Em um trabalho recente do Grupo de Trabalho para Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade (GTPD), do ONS [1], foram obtidos valores mais acurados da operação das usinas, através de dados históricos. A partir destes dados, CEPEL, ONS e CCEE realizaram um trabalho conjunto de modelagem de curvas de produtividade específica e perdas nos condutos, descrita em [16], que foram posteriormente introduzidas no modelo DECOMP e validadas em força tarefa realizada pelas instituições, com participação dos agentes.

Esse relatório tem como objetivo descrever a metodologia de obtenção de curvas que descrevem a variação da produtividade específica das usinas em função de seu turbinamento e queda líquida, como também as curvas de perdas nos condutos em função do turbinamento. Tais curvas são baseadas em dados históricos processados das usinas de forma a melhor representar tais características nos modelos. O processamento dos dados históricos envolve não só filtragens e extrapolações, como também adequações conforme as características do modelo onde as curvas serão aplicadas. Após obtenção das curvas, as mesmas podem ser aplicadas tanto para aprimorar a expressão teórica de referência para obtenção da função “exata” (FPH), como também para obtenção de sua aproximação (FPHA) nos modelos de otimização.

Ressalta-se que um passo importante, tanto na construção da FPHA como na avaliação do desempenho de sua aplicação nos modelos, é avaliar estatisticamente os desvios entre FPHA e FPH, assim como os impactos na operação resultante do modelo. Neste sentido, o relatório também descreve a análise realizada pelo CEPEL da acurácia da FPH e da FPHA com as considerações das curvas de produtividade e de perdas nos condutos. Apresentam-se resultados da FPH e da FPHA calculadas com as curvas de produtividade específica variáveis e perdas nos condutos variáveis, em comparação com os resultados obtidos com o uso de valores médios para essas grandezas.

Ressalta-se que, apesar de ambas as abordagens com valores médios serem utilizadas atualmente de forma oficial nos modelos energéticos, produzindo bons resultados, a representação destas grandezas de forma variável aproxima ainda mais o modelo matemático da realidade.

2 CONCEITUAÇÃO TEÓRICA

De acordo com os conceitos de energia potencial da água, a potência de um gerador de usina hidrelétrica gh (MW) é obtida pelo produto da vazão turbinada na unidade geradora q (m^3/s), a queda líquida h_{liq} (m), as eficiências do gerador η_g e da turbina η_t , ambas em p.u., a aceleração da gravidade³ ($g = 9.81m/s^2$) e a densidade da água ($\gamma = 1000kg/m^3$), levando à seguinte expressão:

$$gh = \gamma \times g \times q \times h_{liq} \times \eta_g \times \eta_t \times 10^{-6}. \tag{1}$$

A altura líquida, por sua vez, consiste na diferença entre a cota de montante h_{mon} (m) do reservatório, que pode ser descrita em função do volume da usina V (hm^3), e a cota de jusante h_{jus} (m), que varia em função do turbinamento total da usina Q e, dependendo da configuração da usina, também do vertimento⁴ S (m^3/s). Deve-se subtrair ainda as perdas associadas à atritos nos condutos h_{perd} (m), o que leva à expressão (2).

$$h_{liq} = h_{mon}(V) - h_{jus}(Q, S) - h_{perd}. \tag{2}$$

Além da bilinearidade entre as variáveis presentes em (1), há não linearidades relacionadas às expressões para obtenção das cotas de montante e jusante. A altura de montante é obtida a partir de um polinômio de quarto grau em função do armazenamento, e a cota de jusante é obtida por vários polinômios por partes (conforme o nível de montante da usina de jusante) de quarto grau em função da vazão que influencia o canal de fuga. A Figura 2 ilustra os aspectos que afetam a geração das usinas hidrelétricas e que são considerados na modelagem da FPH vigente nos modelos.

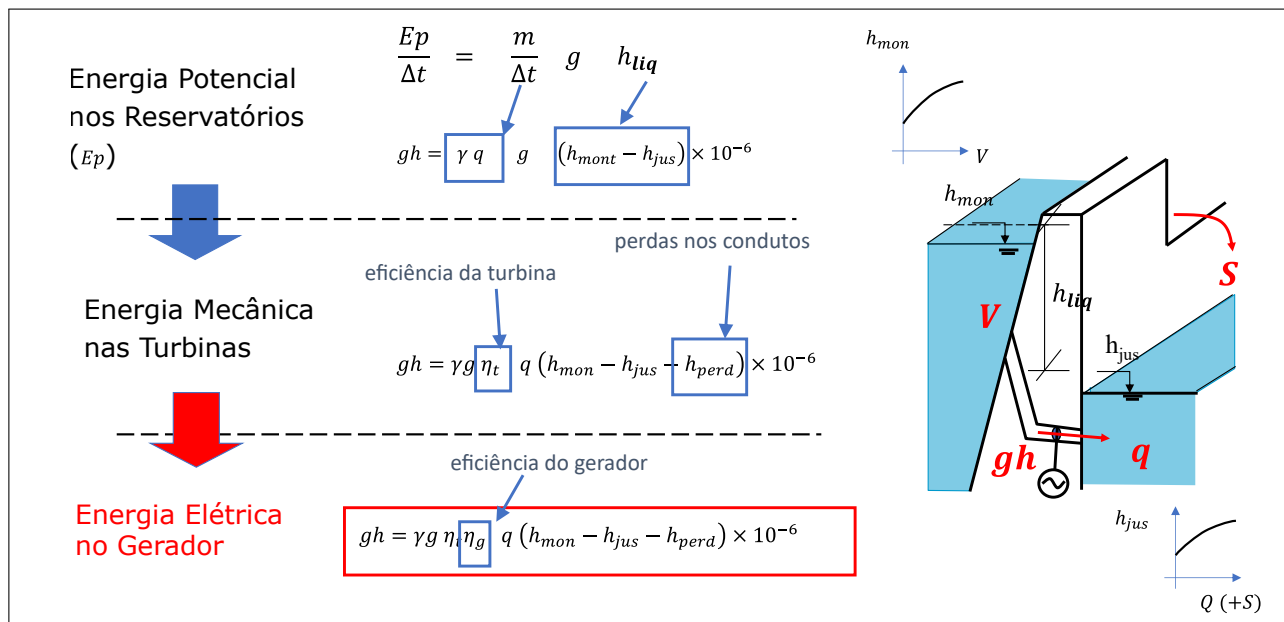


Figura 2: Aspectos que influenciam a função de produção hidrelétrica (FPH) de uma usina.

Neste contexto, esse relatório tem como objetivo descrever os avanços metodológicos realizados recentemente na modelagem da função de produção, de forma a representar:

³a rigor, a aceleração da gravidade depende da latitude e altitude de um ponto. O tratamento dessa variação é discutida em [1].

⁴a vazão natural lateral também pode ter influência na cota do canal de fuga. A generalização da modelagem da função de produção considerando esse aspecto é apresentada em [17].

- a eficiência das turbinas/geradores variável com a altura de queda líquida h_{liq} e com a vazão turbinada q ;
- as perdas nos condutos h_{perd} variáveis com a vazão turbinada q .

Na sequência, descreve-se com mais detalhes cada um dos aspectos que impactam a geração das usinas hidrelétricas.

2.1 Produtibilidade específica das usinas hidrelétricas

A eficiência η_t de uma turbina hidráulica é uma função não linear da vazão turbinada e da altura de queda líquida, expressa pela "curva-colina" dos geradores [14], ilustrada na Figura 3.

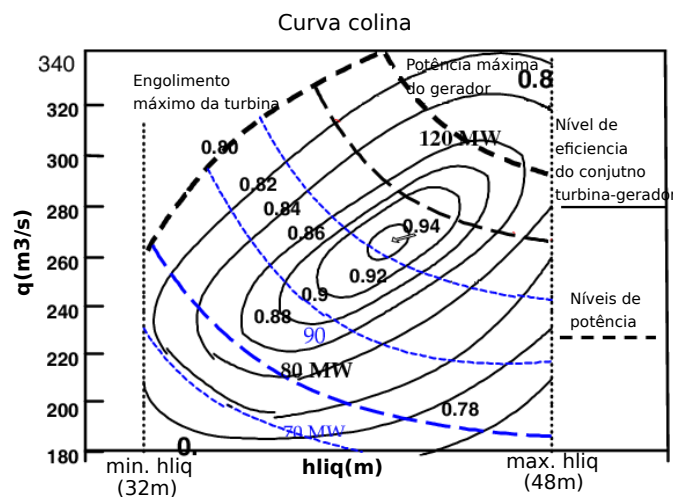


Figura 3: Ilustração da curva colina de uma unidade geradora hidrelétrica. (Fonte: adaptada de [18])

Já a eficiência η_g do gerador dependerá da sua própria geração, também de forma não linear. Em geral, expressa-se essa relação como uma função quadrática da geração bruta, como ilustrado na Figura 4.

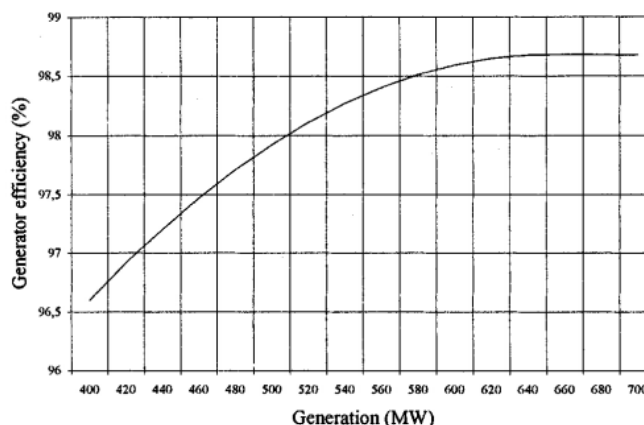


Figura 4: Curva típica de eficiência de um gerador. (Fonte: [19])

As curvas apresentadas acima aplicam-se a cada unidade geradora da usina, e dependem de seu ponto de operação. Portanto, considerando-se a ação combinada da turbina e do gerador, a geração de uma unidade geradora hidrelétrica pode ser escrita como:

$$gh = \rho_{esp}(h_{liq}, q) \times q \times h_{liq}, \quad (3)$$

onde o termo ρ_{esp} é a **produtibilidade específica** ($MW/((m^3/s).m)$) da usina, que expressa o quanto a usina pode gerar por unidade de vazão turbinada e unidade de queda líquida, e que é definida por:

$$\rho_{esp} = \gamma \times g \times \eta_g(gh) \times \eta_t(h_{liq}, q) \times 10^{-6}. \quad (4)$$

Observa-se que a aplicação de (4) em (3), estabelece uma relação recursiva, pois a geração depende da produtibilidade que, por sua vez, é influenciada pela eficiência do gerador, que depende da geração.

2.1.1 Consideração atual nos modelos de otimização energética

Historicamente, o ONS disponibiliza no cadastro das usinas hidrelétricas, para uso nos modelos de otimização, um valor constante de produtibilidade específica para a usina como um todo. Ou seja, conceitualmente, substituem-se os valores variáveis de eficiência da turbina e do gerador por um valor constante, associado a uma eficiência média de todos os conjuntos turbina-gerador da usina.

Este é o valor atualmente utilizado nas rodadas oficiais dos modelos de otimização energética (DECOMP e DESSEM), e que podem ser modificados pelo usuário, se necessário, através de alteração de dados de cadastro. Portanto, utilizando-se esse valor de "produtibilidade específica constante" (ρ_{esp}^{cte}), a geração exata considerada atualmente pelos modelos é dada por

$$gh = \rho_{esp}^{cte} \times q \times h_{liq}. \quad (5)$$

Portanto, a produtibilidade específica constante considerada nos modelos: ρ_{esp}^{cte} ($MW/((m^3/s).m)$) para uma usina hidrelétrica corresponde ao produto dos termos, conforme a equação (4), quando os valores de eficiência da turbina e do gerador são substituídos pelos seus valores médios.

Ressalta-se que, mesmo com essa aproximação (motivada pela disponibilidade dos dados de entrada) os modelos **ainda consideram a variação da geração da usina com a altura de queda**, pois a geração da usina é uma função da queda líquida e de seu turbinamento, como denotado em (5). Apenas a produtibilidade específica do conjunto turbina-gerador é considerada de forma constante.

2.2 Perdas nos condutos das usinas hidrelétricas

As perdas nos condutos por unidade geradora são proporcionais à vazão turbinada na unidade e/ou na usina, dependendo da topologia dos circuitos hidráulicos de adução. Para circuitos individuais de adução, considera-se em geral, na literatura, as perdas como proporcionais ao quadrado da vazão turbinada [15]:

$$h_{perd} = k \times q^2 \quad (6)$$

No entanto quando é necessário tratar usinas de forma agregada, ou seja, considerando o despacho da usina de forma única, essa relação não é tão bem comportada, uma vez que a perda total terá comportamento diferente conforme a quantidade de máquinas operando, o que irá afetar a vazão turbinada em cada uma delas. O efeito combinado das perdas nos condutos e de eficiência nas turbinas para a usina de Foz do Areia⁵ é ilustrado na Figura 5.

⁵observa-se que, na operação prática de uma usina, não é possível isolar apenas um dos efeitos.

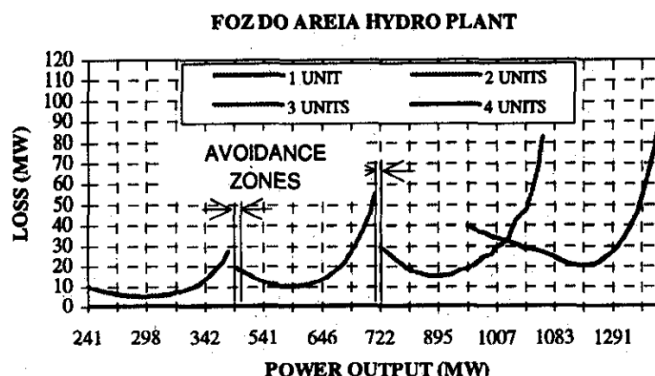


Figura 5: Efeito combinado das perdas nos condutos e de eficiência das turbinas, para a usina de Foz do Areia. (Fonte: [15])

Portanto, a expressão da queda líquida da usina se torna:

$$h_{liq} = h_{mon}(V) - h_{jus}(Q, S) - h_{perd}(Q). \quad (7)$$

2.2.1 Consideração atual nos modelos de otimização energética

Atualmente, nas rodadas oficiais dos modelos de otimização (DECOMP e DESSEM), a função de produção das usinas é considerada para a usina como um todo, sendo definido um único valor constante de perda (em metros) média h_{perd}^{cte} para toda usina, que é o dado que vinha sendo disponibilizado até então pelo ONS.

Portanto, a função considerada hoje nos modelos é da forma:

$$h_{liq} = h_{mon}(V) - h_{jus}(Q, S) - h_{perd}^{cte}. \quad (8)$$

2.3 Considerações

Neste relatório descreve-se a metodologia e procedimentos desenvolvidos, em conjunto com o ONS e a CCEE, para obter as funções $\rho_{esp}(h_{liq}, q)$ e $h_{perd}(Q)$ para algumas usinas hidrelétricas, com base em dados históricos de operação obtidos pelo ONS. Uma vez obtidas essas curvas e verificada a acurácia na sua modelagem, essas expressões podem substituir os valores constantes ρ_{esp}^{cte} e h_{perd}^{cte} , respectivamente, que constam nos dados de cadastro atuais das usinas. Ressalta-se que esses dados de cadastro permanecerão sendo lidos pelos modelos, porém sendo considerados, no cálculo da FPHA, apenas para as usinas que não dispuserem dos dados dessas curvas variáveis.

3 TRATAMENTO DOS DADOS HISTÓRICOS FORNECIDOS PELO ONS

O ONS estabeleceu um Grupo de Trabalho para Revisão dos Dados Cadastrais para Cálculo da Produtibilidade Hidrelétrica (GTDP), responsável por reunir e tratar dados históricos da operação das usinas hidrelétricas do sistema em base horária durante um período de 10 anos (de 2005 a 2014). Os dados históricos brutos obtidos pelo GTDP para um total de 90 usinas foram processados e extrapolados, para obtenção das grandezas de eficiências e perdas históricas das usinas. O objetivo principal do GTDP é melhorar a qualidade dos dados utilizados pelos modelos para a função de produção das usinas hidrelétricas, através da observação do histórico. Com isso, obtêm-se dados cadastrais mais condizentes com a realidade, e viabiliza-se a proposição de novas modelagens para representação das características relacionadas ao processo de conversão de energia de uma usina hidrelétrica. Para maior detalhes sobre o processo de obtenção dos dados, sugere-se a referência [1].

3.1 Dados horários fornecidos pelo ONS

Os dados processados pelo ONS e fornecidos em base horária contam com grandezas medidas diretamente pelos agentes e grandezas calculadas a posteriori pelo GTDP. O conjunto total dos dados compreende:

- queda líquida (h_{liq})
- vazão turbinada (Q)
- perda nos condutos, em metros (h_{perd})
- produtividade específica (ρ_{esp})
- cota de montante (h_{mon})

A Figura 6 mostra os pontos observados horários de produtividade específica em função da queda líquida e da vazão turbinada para uma usina hidrelétrica, onde é possível observar o comportamento da produtividade específica com a variação destes parâmetros. O perfil da curva ressalta a importância da representação da produtividade variável com a queda e vazão turbinada para as usinas hidrelétricas.

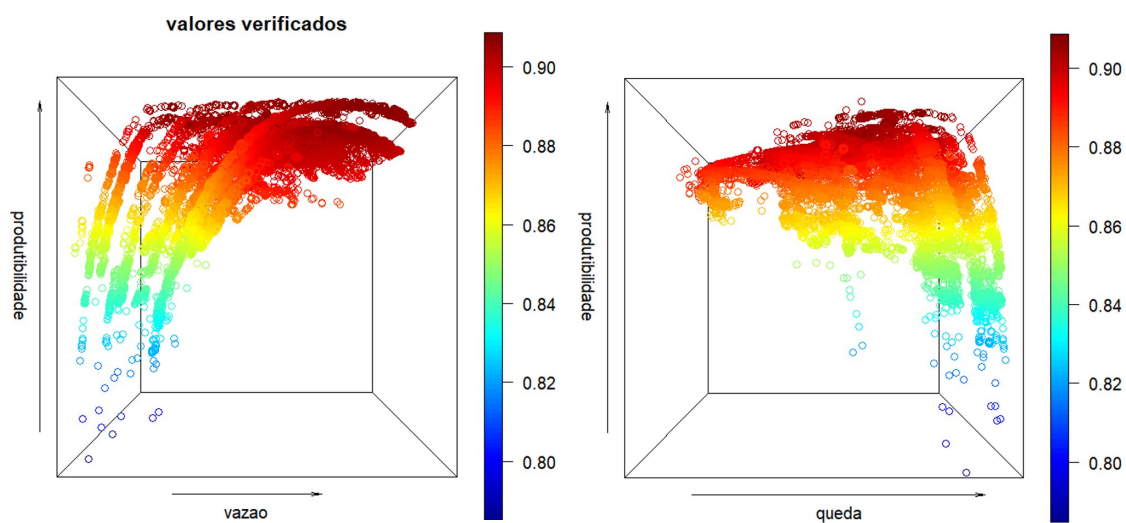


Figura 6: Valores verificados de produtividade específica em função da vazão turbinada (esquerda, para diferentes valores de queda) e da queda líquida (direita, para diferentes valores de vazão) para uma usina hidrelétrica.

A Figura 7 mostra os dados observados de perdas nos condutos em função da vazão turbinada pela usina. Estes dados brutos foram agrupados em cores conforme a quantidade de máquinas operando na usina, para cada ponto observado. É possível perceber facilmente que, fixada uma quantidade de máquinas acionadas, as perdas podem ser representadas através de uma função quadrática da vazão, como sugerem as expressões teóricas.

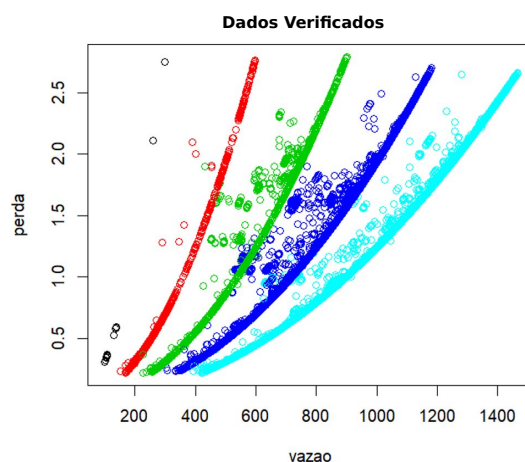


Figura 7: Perdas nos condutos em metros em função da vazão turbinada, onde as cores representam determinada quantidade de máquinas operando.

Antes da utilização dos dados históricos para a modelagem das curvas, descrita na seção 5, é necessário um tratamento na escala temporal dos dados. Isto é importante porque os modelos de otimização energética possuem características diferentes em relação à discretização temporal adotada. Por exemplo, o DESSEM possui discretização horária ou semi-horária, onde é importante obter características instantâneas dos elementos do sistema. Entretanto, os modelos DECOMP e NEWAVE, que são discretizados semanalmente ou mensalmente, embora considerem patamares de carga, representam valores médios obtidos em determinados intervalos de tempo. Essa diferenciação dos modelos sugere que os dados históricos também devem ser tratados de forma diferente, dependendo da sua aplicação.

Assim, foi feita uma análise qualitativa dos dados tanto na forma instantânea (dados originais) como em valores médios agrupados por semana ou mês, permitindo assim que cada modelo possa utilizar os dados da forma mais adequada às suas características. Foram computados valores médios das grandezas horárias do histórico: queda líquida, vazão, perda e produtividade, sendo que, para os dois primeiros, é considerada uma média simples e, para os dois últimos, uma média ponderada pela geração da usina. Para o cálculo da média foi considerado o mês civil, no caso da média mensal, e intervalos de 168 horas, no caso das médias semanais. Caso algum dos intervalos possuísse mais de 70% de suas horas faltosas, este seria desconsiderado.

3.2 Comparação entre perdas médias e instantâneas

Mostram-se a seguir gráficos comparativos entre os valores médios e instantâneos de perdas para algumas usinas. As Figuras 8, 9, 10, 11 e 12 mostram a comparação dos valores instantâneos (em azul) com os valores médios (em vermelho) das perdas em função da vazão para cinco diferentes usinas. Por questões de confidencialidade dos dados, nestes e nos próximos gráficos a seguir as usinas não serão identificadas.

Nestas figuras é possível perceber que, devido ao caráter convexo da curva instantânea, os valores médios das perdas são, em geral, maiores que os valores instantâneos. Isto comprova a importância de se utilizar como referência, nos modelos que possuem escala semanal/mensal, as curvas obtidas a partir de valores médios. Tais curvas médias, além de representarem melhor a operação nesse intervalo de maior escala, são mais conservadoras. Observa-se que a utilização da curva instantânea em um modelo de maior

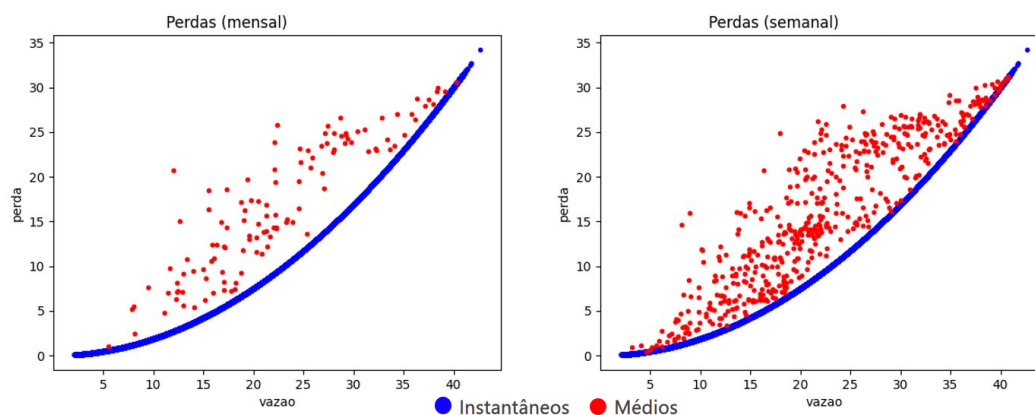


Figura 8: Comparação entre os valores de perdas históricas horários (instantâneos) com valores médios mensais (a esquerda) e valores médios semanais (a direita) - usina 1.

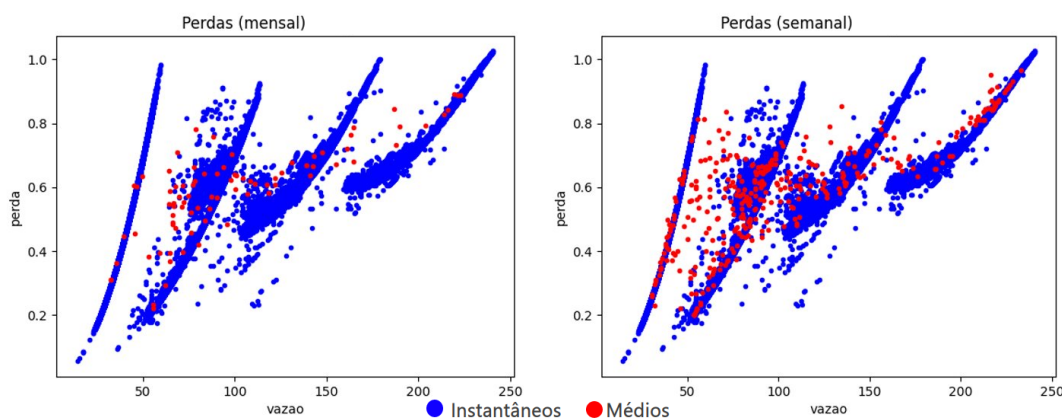


Figura 9: Comparação entre os valores de perdas históricas horários (instantâneos) com valores médios mensais (a esquerda) e valores médios semanais (a direita) - usina 2.

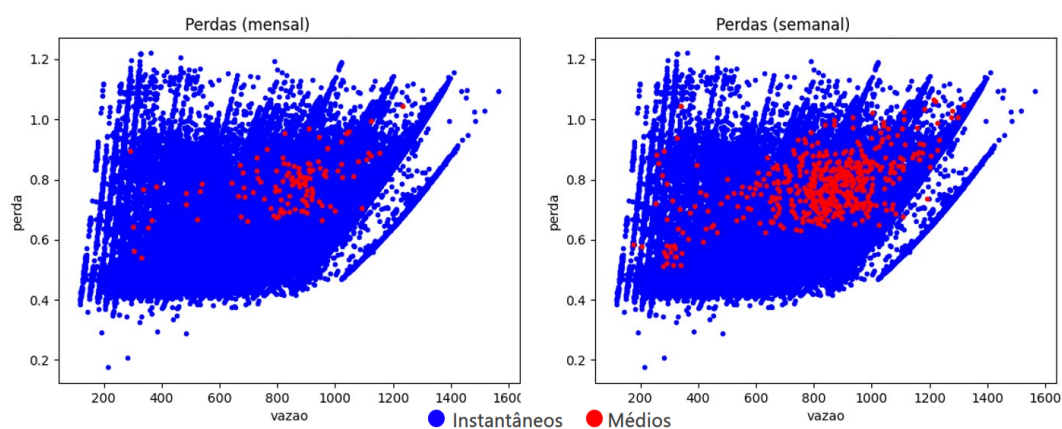


Figura 10: Comparação entre os valores de perdas históricas horários (instantâneos) com valores médios mensais (a esquerda) e valores médios semanais (a direita) - usina 3.

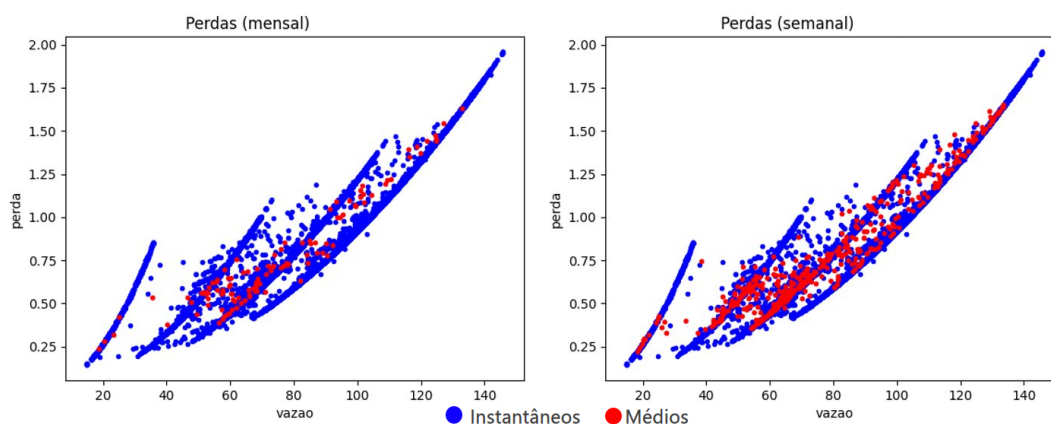


Figura 11: Comparação entre os valores de perdas históricos horários (instantâneos) com valores médios mensais (a esquerda) e valores médios semanais (a direita) - usina 4.

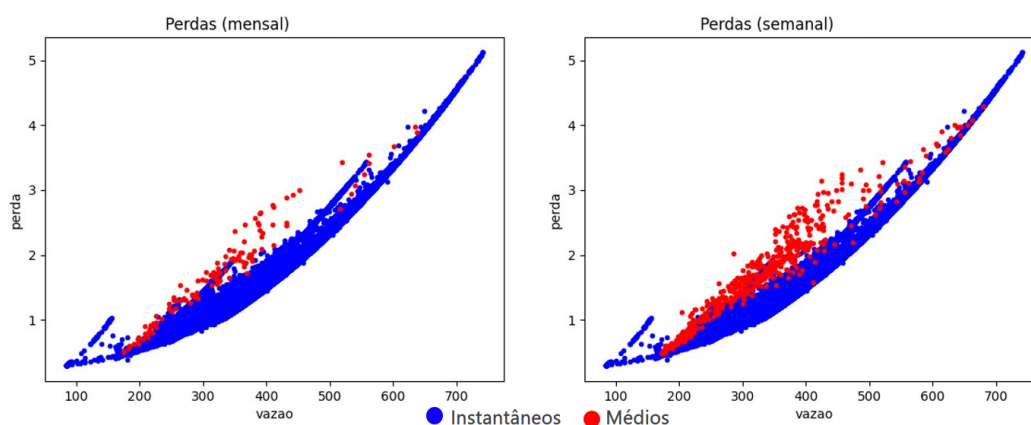


Figura 12: Comparação entre os valores de perdas históricos horários (instantâneos) com valores médios mensais (a esquerda) e valores médios semanais (a direita) - usina 5.

escala pressupõe, implicitamente, a hipótese de que a vazão é constante ao longo de todo o intervalo (semanal/mensal) considerado, o que não reflete os dados originais, levando a uma subestimação das perdas. Finalmente, observa-se que, se os dados originais de fato compreenderem operações constantes ao longo de cada semana (ou mês), variando apenas de uma semana (ou mês) para outra, os pontos em vermelho tenderão à curva original azul, o que confirma a validação da proposta de uso de dados semanais (mensais) mesmo que essa variabilidade intra-semanal (ou intra-mensal) não seja observada na prática.

Outra característica também observada é que os pontos médios (vermelhos) são mais difusos que os pontos instantâneos, onde é possível identificar as curvas quadráticas para cada quantidade de máquina. Neste caso, como uma única curva aproximativa é considerada nos modelos de otimização semanal ou mensal, o ajuste fica mais fácil, embora esta não tenha sido a motivação para essa agregação temporal dos dados. Ressalta-se que, nos modelos com maior escala temporal, pode não ser razoável modelar a quantidade específica de unidades ligadas, pois esse valor varia ao longo da semana ou mês, e a utilização de curvas médias parece mais adequada, pois já reflete a combinação das curvas para diferentes números de unidades.

3.3 Comparação entre perdas médias semanais e mensais

Uma investigação interessante é verificar se há diferenças significativas entre as curvas médias semanais e mensais. As Figuras 13, 14, 15, 16 e 17 mostram a comparação entre os pontos médios semanais e mensais, a partir das quais é possível perceber que ambas as curvas seguem uma mesma tendência. Essa constatação torna mais interessante o uso das médias semanais, mesmo para modelos com discretização mensal, pois isso resulta em uma quantidade maior de dados disponíveis para ajuste das curvas.

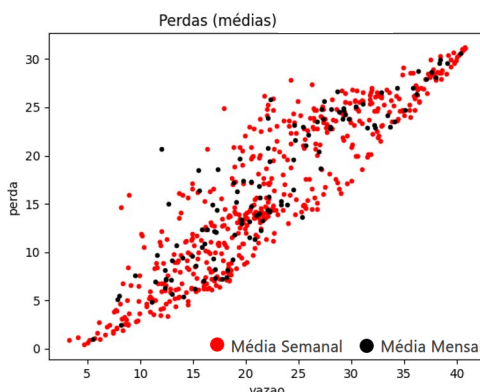


Figura 13: Comparação entre os valores médios de perdas agregados semanalmente (vermelho) e mensalmente (preto) - usina 1.

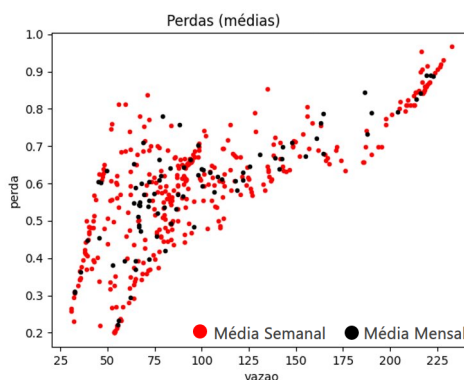


Figura 14: Comparação entre os valores médios de perdas agregados semanalmente (vermelho) e mensalmente (preto) - usina 2.

3.4 Comparação entre produtibilidades médias semanais, mensais e instantâneas

A mesma análise comparativa entre dados médios e instantâneos foi realizada para os dados obtidos de produtividade. Os valores de produtividade específica em função do turbinamento e queda líquida, instantâneos e médios, são mostrados nas Figuras 18, 19, 20, 21 e 22 para as mesmas cinco usinas mencionadas anteriormente. Através de uma análise qualitativa percebemos que, devido ao comportamento côncavo dos dados, os valores médios tendem a ser inferiores aos instantâneos, ou seja, considerar dados instantâneos em um modelo de discretização mensal/semanal superestima o valor de produtividade específica.

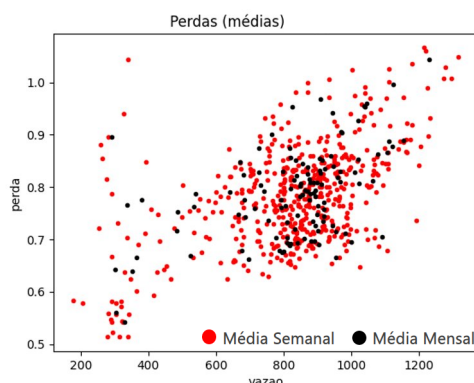


Figura 15: Comparação entre os valores médios de perdas agregados semanalmente (vermelho) e mensalmente (preto) - usina 3.

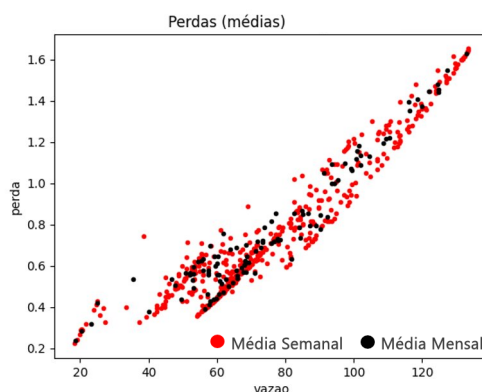


Figura 16: Comparação entre os valores médios de perdas agregados semanalmente (vermelho) e mensalmente (preto) - usina 4.

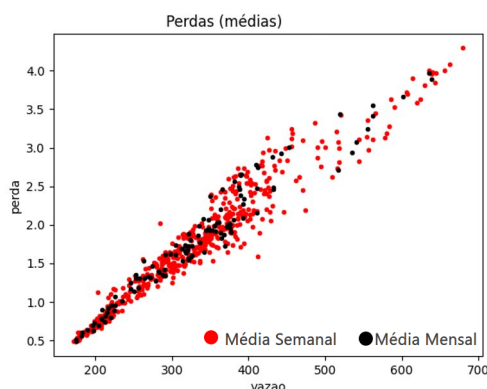


Figura 17: Comparação entre os valores médios de perdas agregados semanalmente (vermelho) e mensalmente (preto) - usina 5.

Portanto, chega-se à mesma conclusão para o caso das perdas nos condutos: o uso de dados médios é mais realístico para os modelos com maior escala temporal, por não adotar a hipótese (que não se verifica

nos dados de entrada) de que os valores de queda e turbinamento são constantes ao longo de todas as horas da semana ou mês (em cada patamar), que se mostra novamente otimista.

Além disso, da mesma forma que foi observado no caso das perdas nos condutos, as médias mensais e semanais seguem o mesmo comportamento, o que torna mais interessante o uso dos dados semanais, devido a presença de uma quantidade maior de dados.

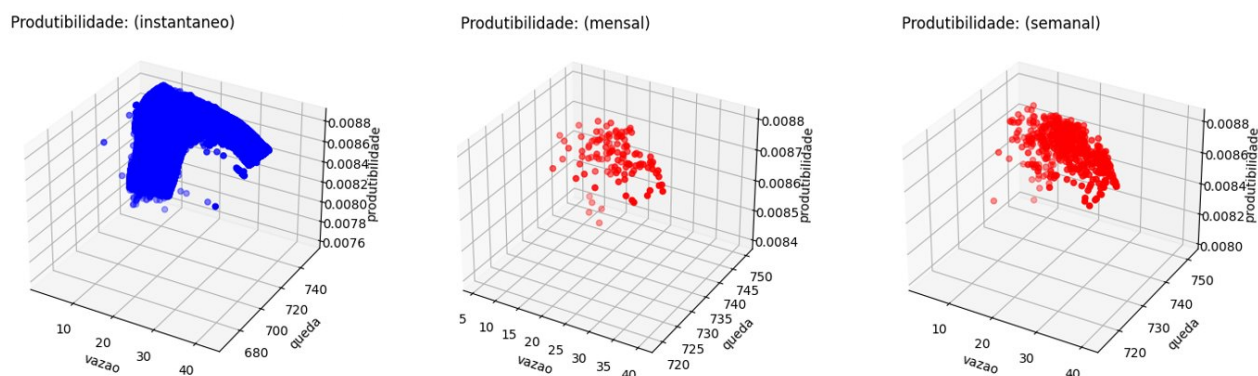


Figura 18: Comparação entre os valores instantâneos (em azul) e médios de produtividade específica agregados mensalmente (vermelho à esquerda) e semanalmente (vermelho à direita) - usina 1?

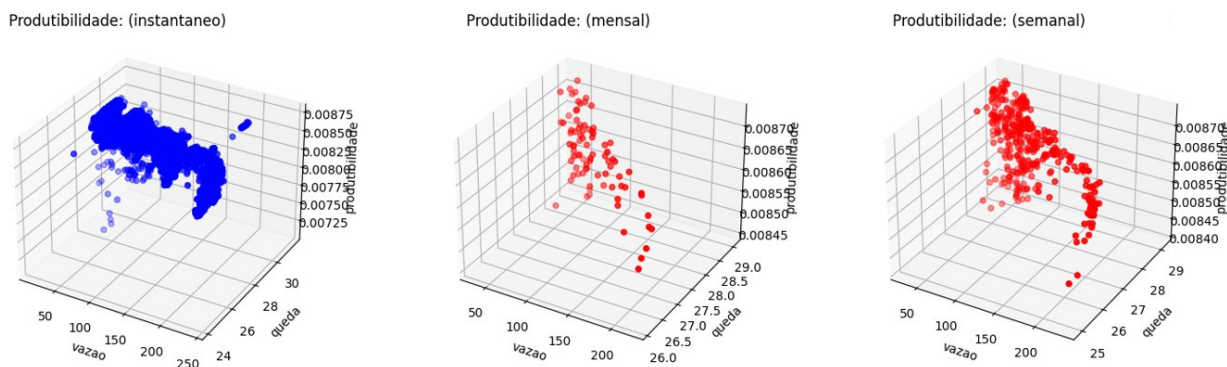


Figura 19: Comparação entre os valores instantâneos (em azul) e médios de produtividade específica agregados mensalmente (vermelho à esquerda) e semanalmente (vermelho à direita)

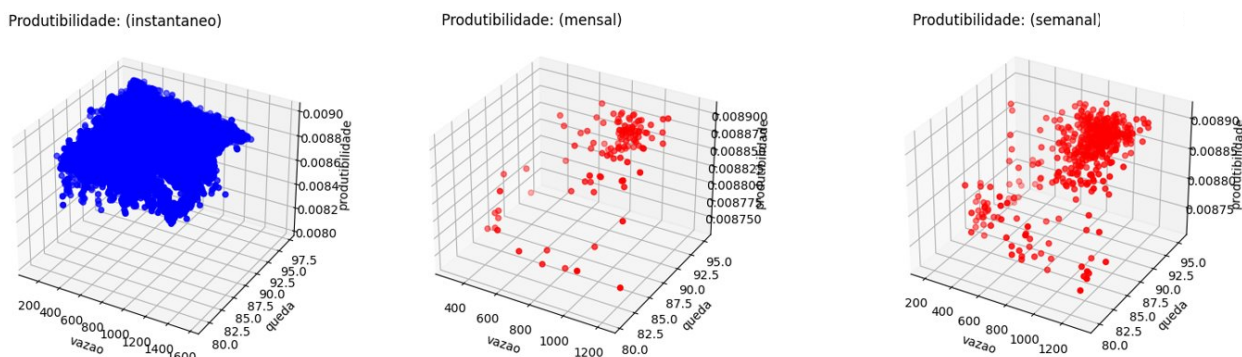


Figura 20: Comparação entre os valores instantâneos (em azul) e médios de produtividade específica agregados mensalmente (vermelho à esquerda) e semanalmente (vermelho à direita)

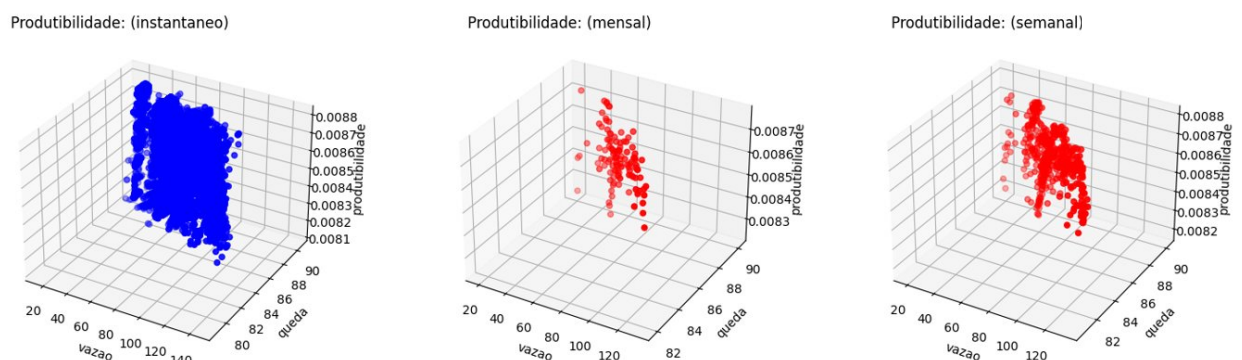


Figura 21: Comparação entre os valores instantâneos (em azul) e médios de produtividade específica agregados mensalmente (vermelho à esquerda) e semanalmente (vermelho à direita)

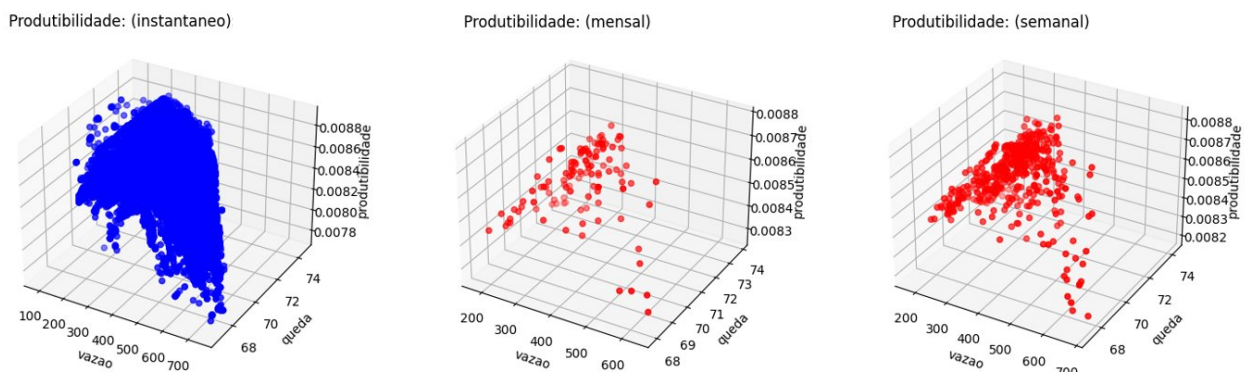


Figura 22: Comparação entre os valores instantâneos (em azul) e médios de produtividade específica agregados mensalmente (vermelho à esquerda) e semanalmente (vermelho à direita)

4 AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA A PARTIR DE DADOS HISTÓRICOS

Nesta seção descreve-se o procedimento realizado para calcular a geração das usinas hidrelétricas, a partir dos valores de turbinamento, vertimento e armazenamento, obtidos com os dados históricos disponibilizados pelo ONS e os dados cadastrais das usinas, como os polinômios de montante e jusante.

4.1 Grandezas obtidas do histórico

Os dados históricos médios semanais para 90 usinas do SIN, pré-processados e disponibilizados pelo ONS, possuem o seguinte conjunto de informações:

- Queda líquida (h_l)
- Turbinamento (Q)
- Perda, em metros (h_p)
- Produtibilidade específica (ρ)
- Cota de montante (h_m)

4.2 Grandezas de cálculo direto

A partir dos dados acima, foram obtidas as grandezas a seguir, a partir de cálculos diretos:

- Energia gerada (histórica): $GH_{hist}^{direto} = h_l \times Q \times \rho$
- Altura de queda bruta: $h_b = h_l + h_p$
- Cota de jusante: $h_j = h_m - h_l - h_p$

4.3 Grandezas de cálculo aproximado

Utilizando os dados cadastrais dos polinômios de montante das usinas hidrelétricas, pode-se obter valores aproximados para as grandezas descritas a seguir.

4.3.1 Volume operado

O volume operado foi calculado de forma indireta, através dos seguintes procedimentos:

- Para usinas com reservatório no DECOMP:

$$V = p_{mont}^{-1}(h_m)$$

onde p_{mont} é o polinômio cota \times volume da usina. Para encontrar o valor inverso do polinômio foi aplicado um algoritmo de busca binária em um intervalo com tolerância determinada.

- Para usinas a fio d'água no DECOMP:

o dado histórico de altura de montante foi ignorado e o valor de volume considerado foi o chamado "volume de referência":

$$V = V_{ref}$$

4.3.2 Vertimento operado

O vertimento operado S foi calculado considerando as seguintes hipóteses:

$$S = Def - Q;$$

$$Def = p_j^{-1}(h_j);$$

onde Def é a defluência da usina e p_j representa uma família de curvas para a cota de jusante (canal de fuga) do reservatório. A curva específica a ser utilizada depende da cota de montante da usina de jusante e cada curva é composta com polinômios por partes, onde cada polinômio é válido em uma faixa de valores de defluência.

Foi utilizado também um algoritmo de busca binária para encontrar o inverso do polinômio, dada uma tolerância e um intervalo. No entanto, ao se realizar este cálculo, foi observado que, para diversos pontos do histórico (semanais ou horários), não é possível encontrar um valor de vertimento (maior que zero) que reflita a altura de montante desejada.

Um exemplo que ilustra a dificuldade de determinação do vertimento a partir da altura de jusante e turbinamento é o da usina "2", que tem a curva de jusante conforme mostrada no gráfico da Figura 23.

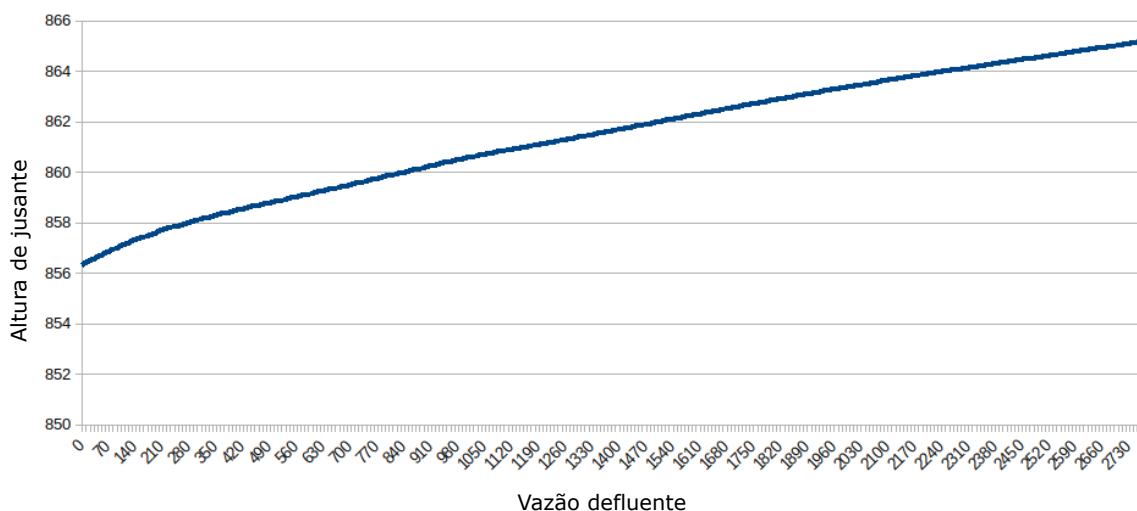


Figura 23: Polinômio de jusante da usina 2.

Nesta figura, o valor da cota de jusante para vazão defluente zero é 856.3117m. No entanto, observam-se dezenas de pontos históricos com altura de jusante menor do que esse valor, o que faz com que não seja possível utilizar os polinômios para determinar a vazão defluente da usina. Outra situação também encontrada são para pontos históricos conforme o exemplo na Tabela 1.

Tabela 1: Pontos de vazão defluente correspondentes às alturas de jusante obtidas através do polinômio.

Vazão turbinada (m^3/s)	Altura de jusante (m)	Vazão defluente correspondente (m^3/s)
67.562038	856.6	35
56.033308	856.4	10

Nestes casos mostrados na tabela, observa-se que a vazão defluente mostrada encontrada através do polinômio é muito inferior à vazão turbinada pela usina no dado histórico, o que leva a uma inconsistência entre estes dados. Assim, não foi possível aferir o vertimento das usinas utilizando os dados históricos e os polinômios disponíveis e, como consequência, foi feita uma aproximação mais simplista para o vertimento, considerando-o sempre nulo:

$$S = 0.$$

4.4 Energia gerada

A partir dos dados descritos anteriormente, é possível determinar a energia gerada nas usinas para cada ponto do histórico. Foram calculados dois valores de geração, um deles de forma direta e outro de forma indireta (utilizando as variáveis aproximativas), conforme o diagrama mostrado na Figura 24.

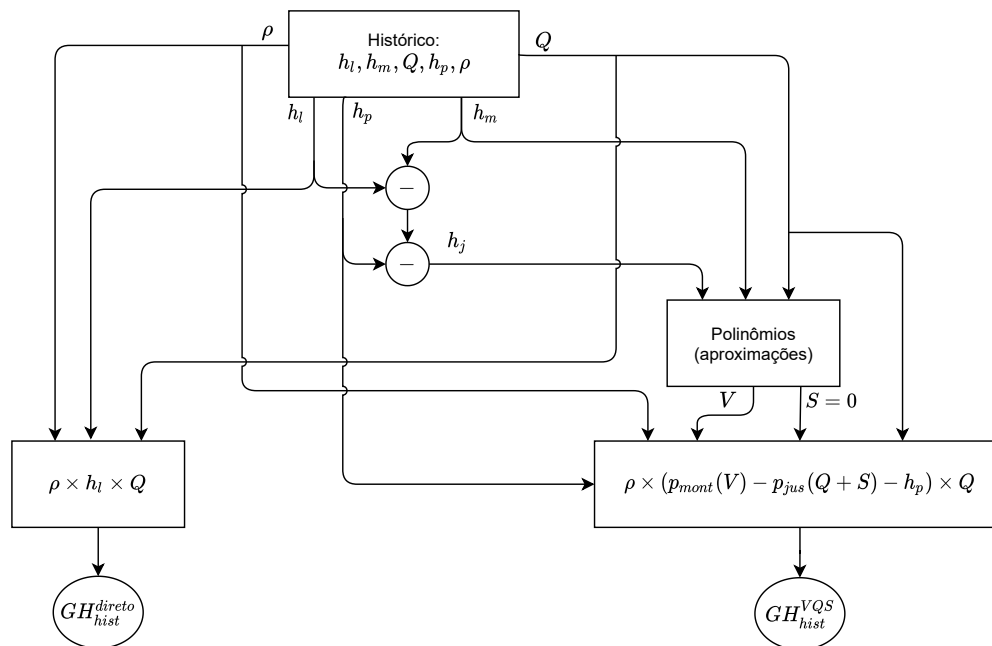


Figura 24: Diagrama de obtenção da geração direta e indireta.

Neste diagrama é mostrado o cálculo da energia gerada a partir dos dados do histórico de duas formas diferentes:

- Cálculo direto (GH_{hist}^{direto}): utilizando os dados do histórico diretamente
- Cálculo indireto (GH_{hist}^{VQS}): utilizando os cálculos de volume e vertimento que são processos aproximativos destes valores (feitos hoje através dos dados de cadastro do ONS), tornando possível aplicar a equação de cálculo da geração com uso dos polinômios das usinas.

A comparação entre as duas grandezas tem como objetivo avaliar a qualidade das conversões adotadas para estimação do volume, assim como a aderência dos polinômios das usinas aos dados observados. Os desvios encontrados em média e desvio padrão para cada usina estão mostrados no gráfico da Figura 25.

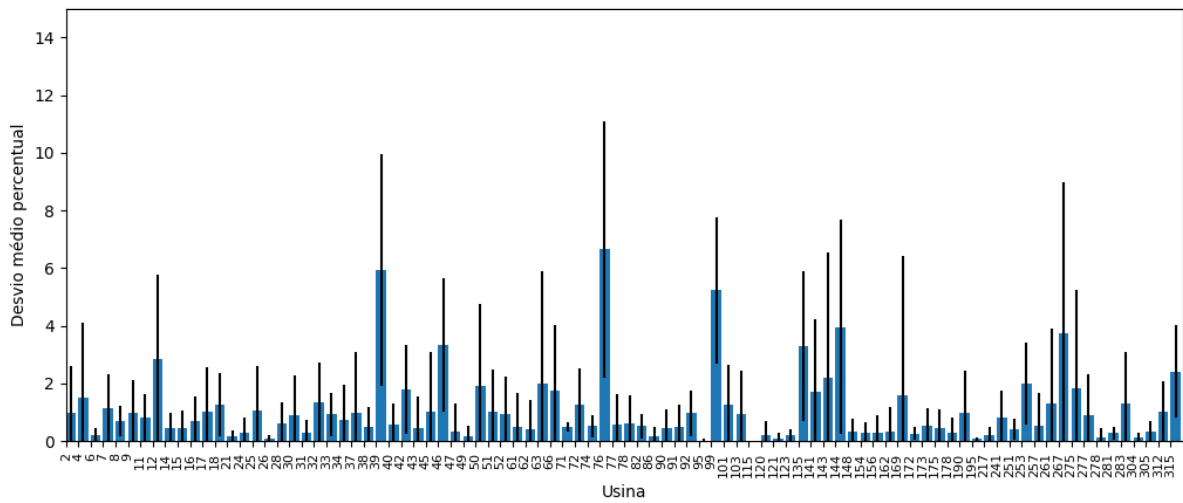


Figura 25: Desvios percentuais médios entre GH^{direto} e GH^{VQS} do histórico.

Neste gráfico, observa-se que os desvios causados pela transformação denominada "VQS" podem ser altos em algumas usinas, chegando em média (em azul) até 6% de desvio, ao mesmo tempo em que o desvio padrão (em preto) também é elevado. Para melhor observar a variabilidade destes desvios, o gráfico da Figura 26 mostra um *boxplot* considerando os dados históricos semanais em percentual.

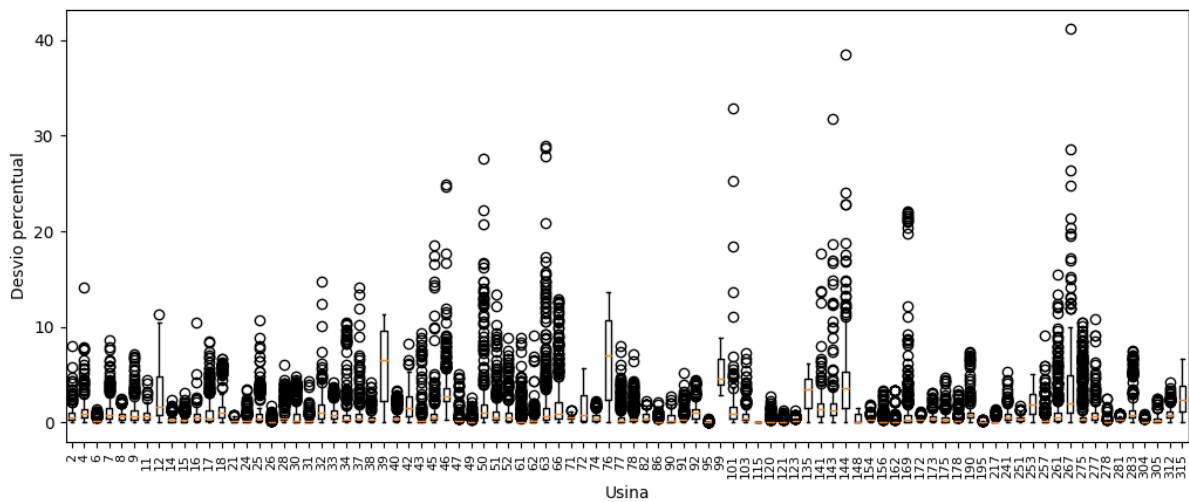


Figura 26: Boxplot dos desvios percentuais entre GH^{direto} e GH^{VQS} do histórico.

5 MODELAGEM DAS CURVAS DE PRODUTIBILIDADE E PERDAS POR UM MODELO ADITIVO GENERALIZADO (GAM)

Para extrair a característica de variação das produtividades específicas e perdas a partir dos dados históricos observados e tratados, é preciso ajustar curvas aos dados de forma a serem usadas nos modelos de otimização. Embora regressões lineares utilizando métricas tradicionais como mínimos quadrados possam ser uma alternativa para este ajuste, essa técnica não é muito adequada para dados com comportamento não linear contendo pontos ruidosos. Assim, uma regressão com modelos aditivos generalizados (GAM) foi adotada, onde a produtividade específica será modelada como uma função não linear de duas variáveis: turbinamento e queda líquida e as perdas serão modeladas como uma função do turbinamento.

5.1 Modelo Aditivo Generalizado (GAM)

Os modelos aditivos são modelos de regressão linear com um preditor envolvendo a soma de funções suaves das variáveis de interesse, tal que:

$$y_i = f_1(x_{1i}) + f_2(x_{2i}) + \epsilon_i \quad (9)$$

onde y é a variável dependente, x_1 e x_2 são variáveis de interesse, f_1 e f_2 são funções suaves e $\epsilon \sim N(0, \sigma^2)$ consistem em variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas. O índice i representa as observações das variáveis x_1 , x_2 e y .

5.2 Aplicação do modelo GAM para as curvas de produtividade específica

Para a curva de produtividade específica, representada pela variável y , as variáveis x_1 e x_2 representam o turbinamento e a queda líquida da usina. Para as funções suaves serão usadas funções *splines*:

$$f_j(x_j) = \delta_{j,1} + x_j \delta_{j,2} + \sum_{k=1}^{q_j-2} R_j(x_j, x_{j_k}^*) \delta_{j,k+2}, \quad (10)$$

onde δ_j são parâmetros (desconhecidos a priori) para as funções suaves, com dimensão q_j , e x^* são as localizações dos nós (pontos de controle) para as funções de base $R_j(x_j, x_{j_k}^*)$. A mesma quantidade de nós, espaçados uniformemente, é utilizada em cada função. Com o objetivo de evitar o problema de identificabilidade com o modelo aditivo, adotamos o valor $\delta_{2,1} = 0$.

O modelo aditivo pode ser escrito na estrutura linear $y_i = X_i \beta + \epsilon_i$, onde o vetor de parâmetros é $\beta = (\delta_{1,1}, \dots, \delta_{1,q_1}, \delta_{2,2}, \dots, \delta_{2,q_2})^T$ e cada linha X_i da chamada matriz de desenho é dada por:

$$X_i = (1, x_{1i}, R(x_{1i}, x_{1_1}^*), \dots, R(x_{1i}, x_{1_{q_1-2}}^*), x_{2i}, R(x_{2i}, x_{2_1}^*), \dots, R(x_{2i}, x_{2_{q_2-2}}^*)) \quad (11)$$

O ajuste do modelo é feito pelo critério de mínimos quadrados, ou seja, minimizando-se a seguinte função:

$$\|y - X\beta\|^2 + \lambda_1 \beta^T S_1 \beta + \lambda_2 \beta^T S_2 \beta \quad (12)$$

onde λ_1 e λ_2 são parâmetros que controlam o peso a ser dado para as funções f_1 e f_2 , e as matrizes S_1 e S_2 são nulas, exceto em $S_{1,i+2,j+2} = R(x_i^*, x_j^*)$, para $i, j = 1, \dots, q_1 - 2$, e $S_{2,i+q_1+1,j+q_1+1} = R(z_i^*, z_j^*)$, para $i, j = 1, \dots, q_2 - 2$.

Os valores ótimos dos parâmetros λ_1 e λ_2 podem ser obtidos pela minimização do critério de validação cruzada generalizada.

A partir dos pontos do histórico, conforme mostrado na Figura 6, as observações são agrupadas de acordo com o número de unidades operando. Em seguida, para cada conjunto de dados um modelo aditivo é ajustado usando funções suaves (f_1 e f_2) como soma de 10 funções *splines*, ou seja, $q_1 = 10$ e $q_2 = 10$. O resultado do modelo ajustado é mostrado na Figura 27, a esquerda.

5.3 Aplicação do modelo GAM para as curvas de perdas nos condutos

Na Figura 7, observa-se os dados históricos das perdas em função do turbinamento. Para este exemplo, percebe-se que existe um agrupamento claro destes dados por quantidade de máquinas operando na usina. Dessa forma ajusta-se um modelo aditivo para cada um deste conjunto de dados, sendo y a perda nos condutos e x a vazão turbinada. Assim, foram ajustadas 5 curvas conforme mostrado na Figura 27, à direita.

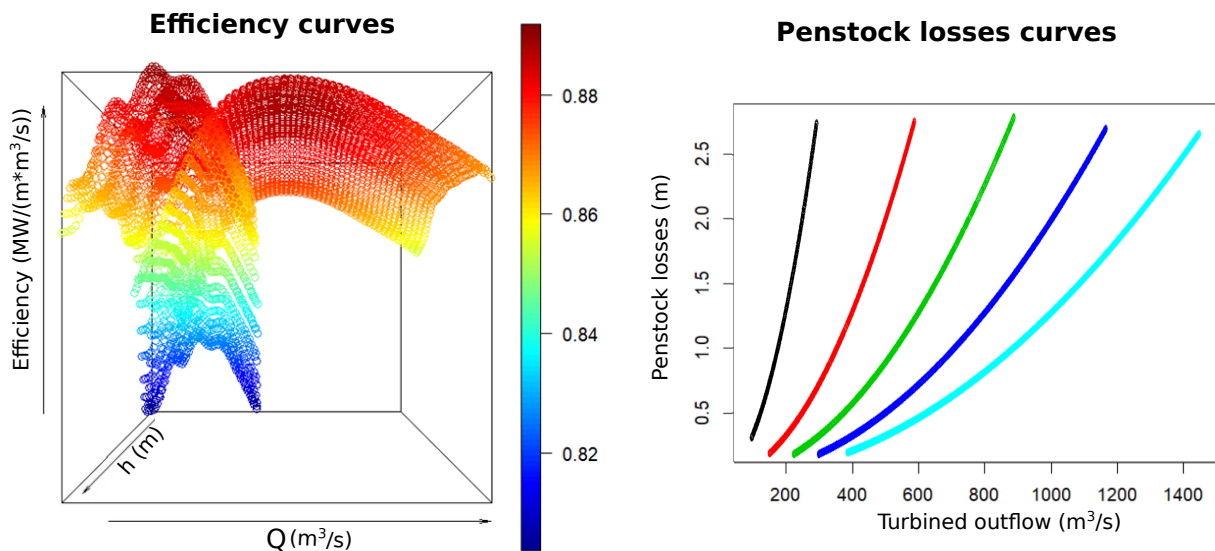


Figura 27: Curvas de eficiência (esquerda) e perdas (direita) ajustadas pelo modelo aditivo para cada quantidade de máquinas operando na usina.

Como ilustrado nessas figuras, o resultado da aplicação desses modelos são curvas contínuas, compostas por splines não lineares. A partir dessas curvas, pode-se construir uma grade discreta de pontos, que são lidos como dados de entrada no modelo DECOMP, na versão mais recente validada pela FT-DECOMP, em 2021. Ressalta-se que uma alternativa seria o modelo DECOMP ler as próprias expressões não lineares que definem essas curvas, mas essa opção não foi considerada em um primeiro momento pois restringe, de certa forma, a gama de modelos que podem vir a ser utilizados para a modelagem dessas curvas no futuro.

Os exemplos mostrados acima foram feitos para dados horários, e para as curvas específicas a cada quantidade de unidades acionadas. Para a utilização no DECOMP, o ajuste das curvas deve ser feito, em princípio, com os dados médios semanais e considerando duas hipóteses: (i) um ajuste único para todos os pontos; (ii) ajustes para cada quantidade de pontos e depois ponderando-se as curvas obtidas; (iii) escolha dos pontos para determinada quantidade de unidades, dependendo da condição operativa da usina no PMO a ser considerado. Seja qual for a curva escolhida, será um dado de entrada para o DECOMP.

6 AVALIAÇÃO DA ACURÁCIA DAS GRADES DE PRODUTIBILIDADE E PERDAS VARIÁVEIS NO CÁLCULO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA (FPH)

Essa seção tem como objetivo avaliar a acurácia das curvas de produtividade específica variáveis com a altura de queda e a vazão turbinada, assim como das curvas de perdas nos condutos variáveis com a altura de queda, construídas a partir dos dados históricos, para o cálculo da função de produção hidrelétrica exata (FPH) das usinas hidrelétricas. A comparação é feita em relação ao procedimento atual de cálculo da FPH na utilização oficial do DECOMP, no qual se utilizam valores médios constantes para essas grandezas. O diagrama da Figura 28 mostra o fluxograma de cálculo da FPH tanto com produtibilidades e perdas variáveis como com valores constantes em relação aos dados do histórico, de duas formas: com e sem a transformação VQS, descrita na seção 4.4.

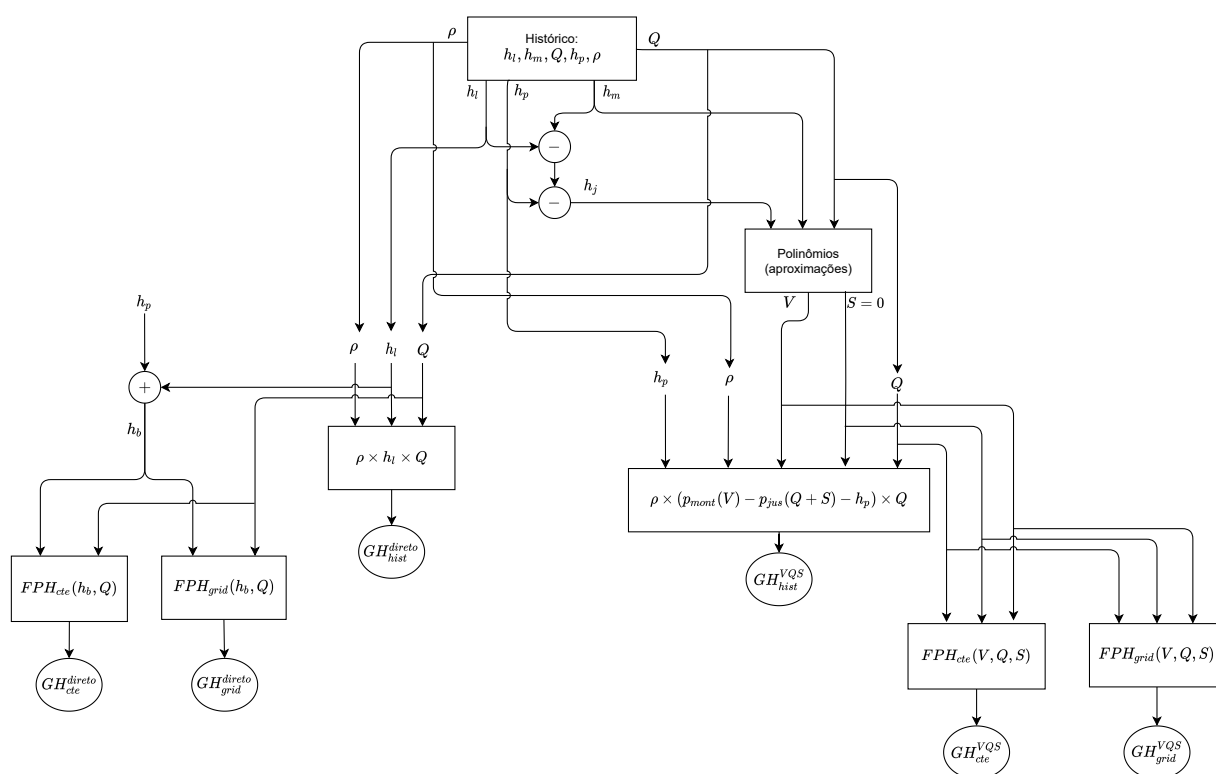


Figura 28: Diagrama de obtenção das gerações utilizando produtibilidades e perdas variáveis e constantes.

6.1 Dados históricos diretos

Primeiramente serão apresentados resultados obtidos com cálculos diretos a partir dos dados históricos. Para todos os pontos do histórico, é realizado o cálculo da função de produção hidrelétrica (FPH) considerando as produtibilidades e perdas de duas formas:

- (1) utilizando as curvas de produtividade específica e perdas em forma de grade de pontos, utilizando interpolação para valores intermediários;
- (2) utilizando os dados cadastrais considerados oficialmente hoje nos modelos, onde se utilizam valores médios constantes para essas grandezas.

6.1.1 Função de produção hidrelétrica (FPH) histórica utilizando grid (GH_{grid}^{direto})

A partir do turbinamento observado no histórico, consulta-se a curva de perdas nos condutos para determinar a perda (em metros) na queda ($h_p^{grid}(Q)$). Em seguida, aplica-se essa perda na queda bruta da usina (observada no histórico), obtendo-se um valor de queda líquida (h_l^{grid}):

$$h_l^{grid} = h_b - h_p^{grid}(Q).$$

Finalmente, consulta-se a curva de produtividade específica para a queda líquida obtida e o turbinamento observado, obtendo-se o valor de produtividade específica a ser utilizado no cálculo da geração:

$$GH_{grid}^{direto} = h_l^{grid} \times \rho^{grid}(h_l^{grid}, Q) \times Q$$

6.1.2 Função de produção hidrelétrica (FPH) histórica utilizando valores constantes (GH_{cte}^{direto})

Inicialmente, o valor de perda constante (h_p^{cte}) é utilizado para determinação da queda líquida, a partir da queda bruta observada no histórico. Em seguida, o cálculo da geração é realizado com o valor de produtividade específica constante (ρ^{cte}):

$$GH_{cte}^{direto} = (h_b - h_p^{cte}) \times \rho^{cte} \times Q.$$

Este cálculo é realizado para todos os pontos do histórico em base semanal e, para cada ponto, calcula-se um desvio da geração utilizando produtividade e perdas baseadas em curvas (GH_{grid}^{direto}) e da geração utilizando produtividade e perdas constantes (GH_{cte}^{direto}), em relação à geração do histórico (GH_{hist}^{direto}).

As Figuras 29 e 30 mostram em base absoluta e percentual, respectivamente, os desvios médios por usina utilizando as curvas (eixo vertical) e utilizando valores constantes (eixo horizontal). Nestas figuras, cada ponto representa o desvio médio de uma das 90 usinas avaliadas. Foi traçada também uma reta vermelha diagonal para destacar que:

- os pontos representando usinas abaixo da reta vermelha representam usinas com desvio médio maiores ao utilizar valores constantes em comparação aos desvios médios ao utilizar as curvas de produtividade e perdas;
- analogamente, os pontos acima da reta representam usinas que apresentaram desvio médio maiores utilizando as curvas em comparação aos desvios utilizando os valores constantes.

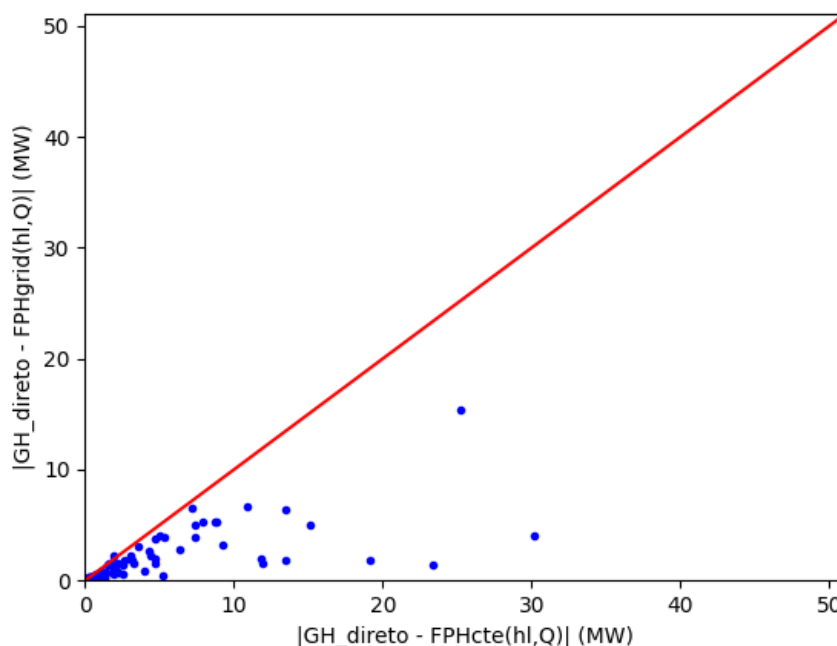


Figura 29: Comparação dos desvios médios de $FPH_{cte}(h_l, Q)$ e $FPH_{grid}(h_l, Q)$ com GH^{direto} em MW.

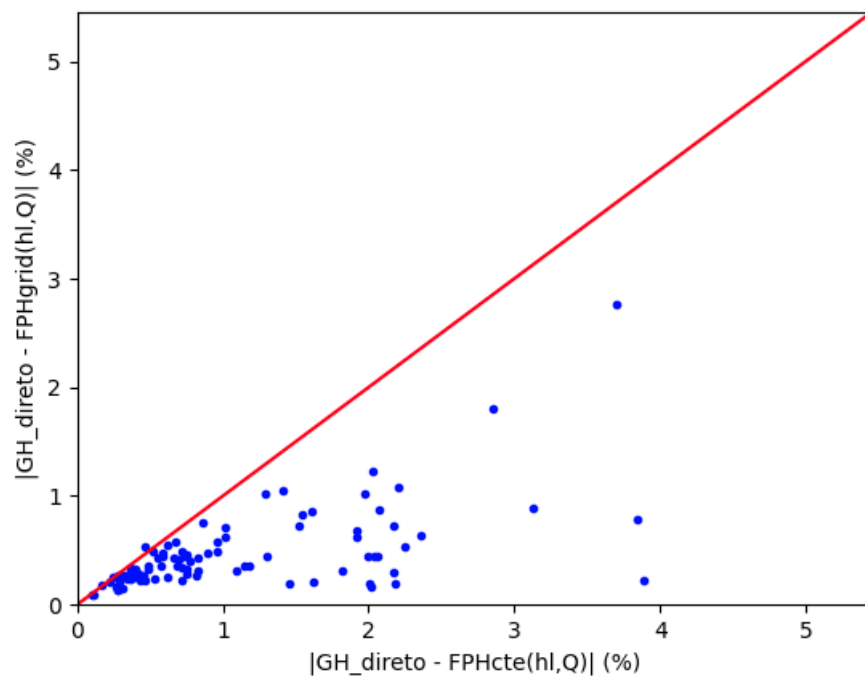


Figura 30: Comparação dos desvios médios de $FPH_{cte}(h_l, Q)$ e $FPH_{grid}(h_l, Q)$ com GH^{direto} em percentual.

Com base nesses gráficos, fazem-se as seguintes observações:

- No valor de geração GH calculado apenas com dados do histórico, obtém-se desvios menores (abaixo da reta vermelha) em 87 das 90 usinas quando se utiliza o grid. Este resultado é esperado, dado

que o grid foi construído a partir dos mesmo dados históricos. Já em 3 das 90 usinas onde o desvio com o grid ficou maior (ou seja, acima da reta vermelha), observou-se que essa diferença do desvio foi muito pequena.

- Com o uso das curvas foi possível observar uma redução importante dos desvios em relação aos valores constantes de perda: para a grande maioria das usinas estes desvios ficam inferiores a 1%, enquanto que, utilizando os valores constantes, observa-se várias usinas com desvios na ordem de 2%.

A Figura 31 destaca, para duas usinas, os desvios em cada ponto do histórico e o seu valor médio (ponto vermelho), onde se pode observar mais detalhadamente a distribuição destes desvios.

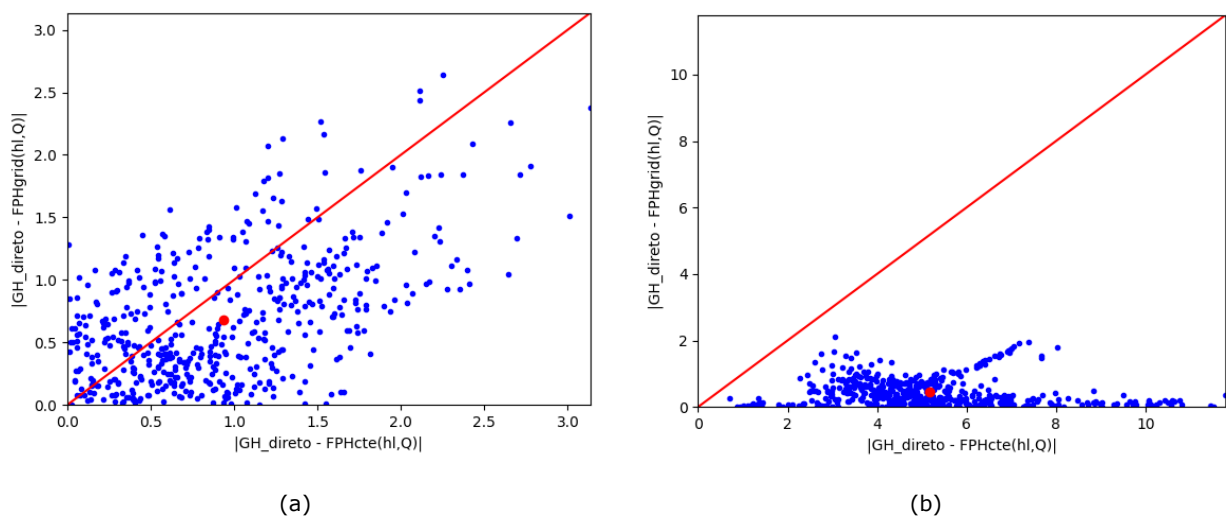


Figura 31: Todos os pontos do histórico: desvios entre $FPH_{cte}(h_l, Q)$ e $FPH_{grid}(h_l, Q)$ com GH^{direto} (a) para a usina 9 e (b) para a usina 12.

6.2 Dados históricos aplicados à transformação VQS

O objetivo desta seção é fazer a mesma análise da seção anterior, porém, ao invés de aplicar diretamente os dados históricos (altura bruta), será utilizada a transformação VQS (polinômios), de forma a avaliar o impacto do uso dos polinômios e das conversões. Primeiramente, são obtidos, para cada ponto do histórico, os valores para o volume e vertimento da usina conforme já descrito na seção 4.3. Em seguida, a geração do histórico GH_{hist}^{VQS} é calculada para todos os pontos e, finalmente, são calculados os valores de geração tanto para as curvas variáveis como para os valores médios constantes, como descrito nas seções seguintes.

6.2.1 Função de produção hidrelétrica (FPH) VQS utilizando grade (GH_{grid}^{VQS})

O cálculo é feito da seguinte forma:

$$h_{l_{grid}}^{VQS} = Pm(V) - Fj(hm_{jusante}, Q_{hist} + S) - perda_{grid}(Q_{hist})$$

$$GH_{grid}^{VQS} = h_{l_{grid}}^{VQS} \times \rho_{grid}(h_{l_{grid}}^{VQS}, Q_{hist}) \times Q_{hist}$$

onde $Pm(V)$ é o polinômio que fornece a cota de montante da usina, $Fj(hm_{jusante}, Q_{hist} + S)$ é a família de polinômios que fornecem a altura de jusante e $hm_{jusante}$ é a cota de montante da usina de jusante, baseada em valores iniciais do deck de DECOMP utilizado.

6.2.2 Função de produção hidrelétrica (FPH) VQS utilizando valores constantes (GH_{cte}^{VQS})

O cálculo é feito da seguinte forma:

$$GH_{cte}^{VQS} = (Pm(V) - Fj(hm_{jusante}, Q_{hist} + S) - perda_{cte}) \times \rho_{cte} \times Q_{hist}.$$

Da mesma forma que na seção anterior, os desvios médios por usina foram computados em termos absolutos e percentuais e são mostrados nas Figuras 32 e 33.

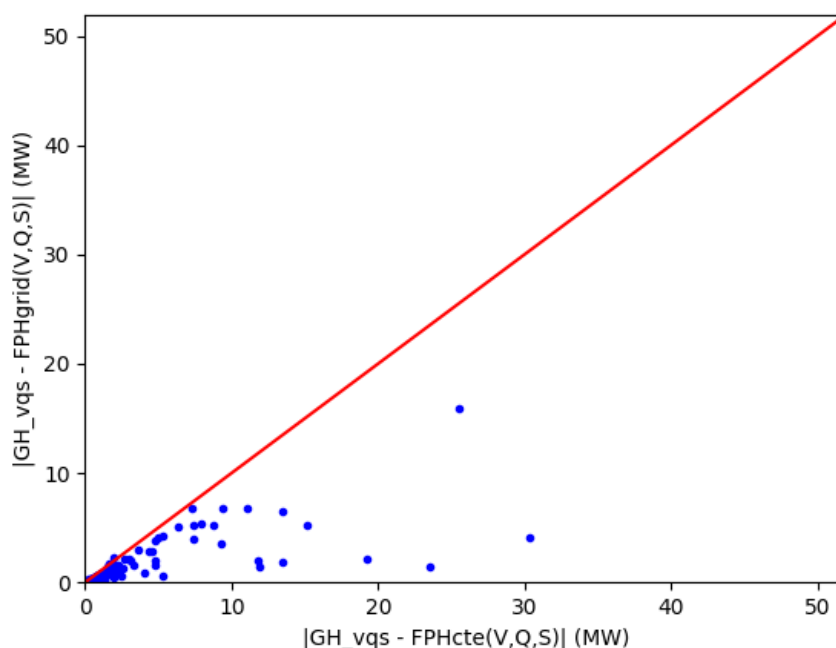


Figura 32: Comparação dos desvios médios de $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$ com GH^{VQS} em MW.

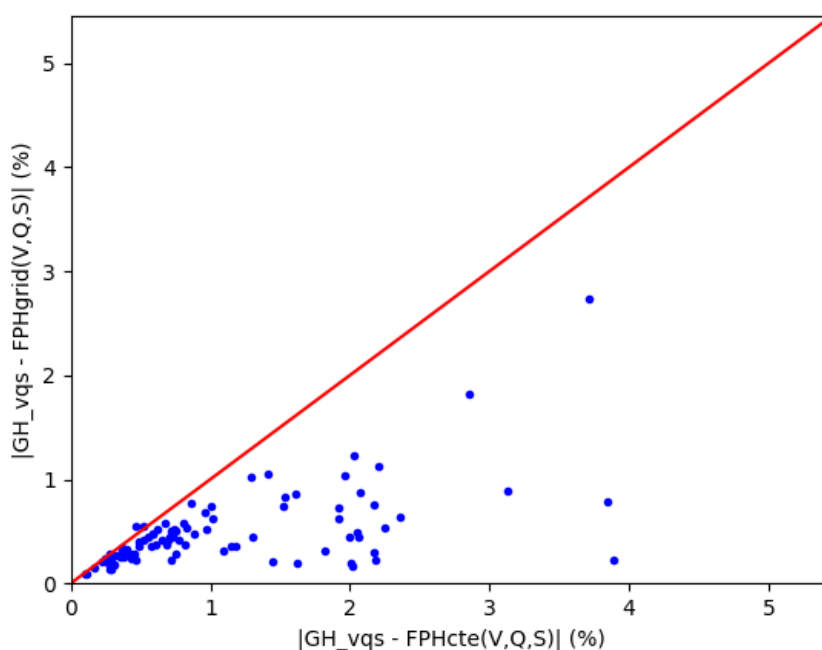


Figura 33: Comparação dos desvios médios de $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$ com GH^{VQS} em percentual.

Pode-se fazer também, neste caso, as seguintes observações:

- Ao se comparar os valores obtidos com os de GH_{hist}^{VQS} , obtém-se desvios menores em 86 das 90 usinas quando se utiliza o grid. Este resultado também é esperado, dado que o grid foi construído a partir dos mesmos dados históricos. Nas 4 usinas onde o desvio com o grid ficou maior (duas das quais também apresentam piora já na análise com dados diretos) a perda de acurácia com as curvas variáveis é muito pequena, enquanto para as outras 86 usinas o ganho obtido com essas curvas é considerável, em média.
- Esse resultado é muito parecido com o resultado obtido com os valores diretos, o que corrobora o fato de que a análise de dados diretos é equivalente à análise de dados VQS.

Gráficos com todos os pontos para duas usinas onde houve piora com o uso dos grids são mostrados na Figura 34.

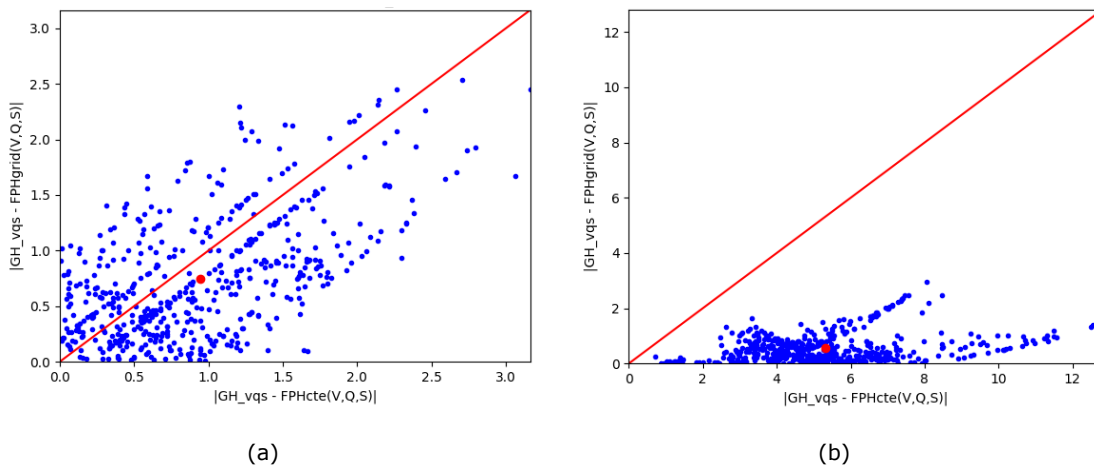


Figura 34: Todos os pontos do histórico: desvios entre $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$ com GH^{VQS} (a) para a usina 9 e (b) para a usina 12.

6.3 Avaliação do impacto dos erros associados a transformação VQS na metodologia de produtividade e perdas variáveis

Pode-se também avaliar o aumento dos desvios quando se comparam os valores $GH_{VQS}^{cte/grid}$ com GH_{hist}^{VQS} e GH_{hist}^{direto} . Essa comparação mostra o quanto as modelagens grid/cte são impactadas, em termos de desvios, pela aplicação da transformação VQS, através da seguinte relação:

$$Desvio_{cte/grid} = \frac{|FPH_{cte/grid}(V, Q, S) - GH_{hist}(h_l, Q)|}{|FPH_{cte/grid}(V, Q, S) - GH_{hist}(V, Q, S)|} \tag{13}$$

A Figura 35 mostra o impacto da transformação VQS no cálculo dos desvios ao se comparar com os dados históricos diretos, tanto para o modelo considerando as curvas variáveis (azul) como para o modelo com valores médios constantes (vermelho).

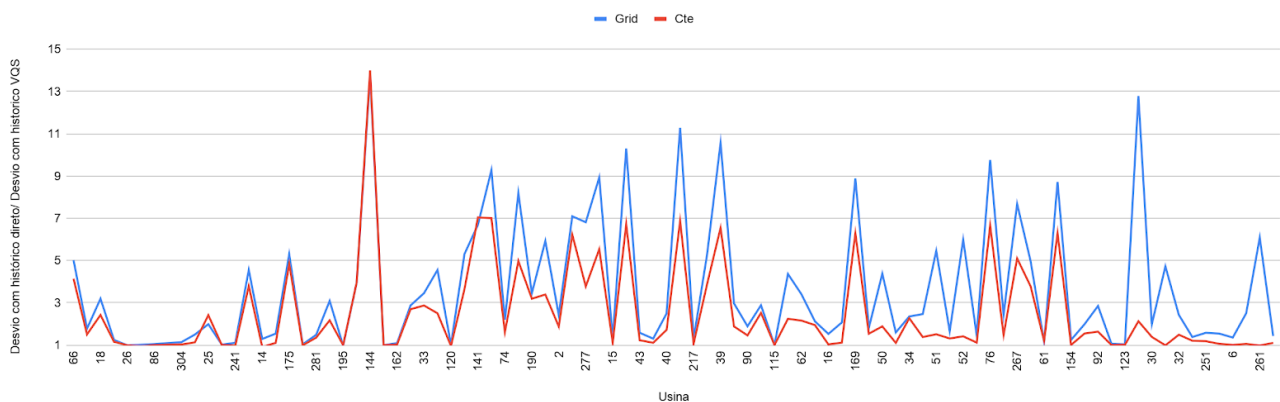


Figura 35: Aumento dos desvios devido às aproximações e aos polinômios, quando se adota a transformação VQS.

Observa-se que os desvios entre $FPH_{cte/grid}(V, Q, S)$ e $GH_{hist}(h_l, Q)$ são muito maiores (em média) que os desvios entre $FPH_{cte/grid}(V, Q, S)$ e $GH_{hist}(V, Q, S)$ para maioria das usinas, podendo ser até aproximadamente 13 vezes maior em alguns casos. Como a única diferença entre as premissas são as aproximações do processo de conversão dos dados diretos em V e S , entende-se que esse processo agrega um desvio considerável quando compara-se $GH_{hist}(h_l, Q)$ com dados que dependem de V e S . Além do mais, é possível notar que o impacto desse processo é maior no desvio das funções que usam o grid para todas as usinas, o que fica fácil de se observar no gráfico da Figura 36.

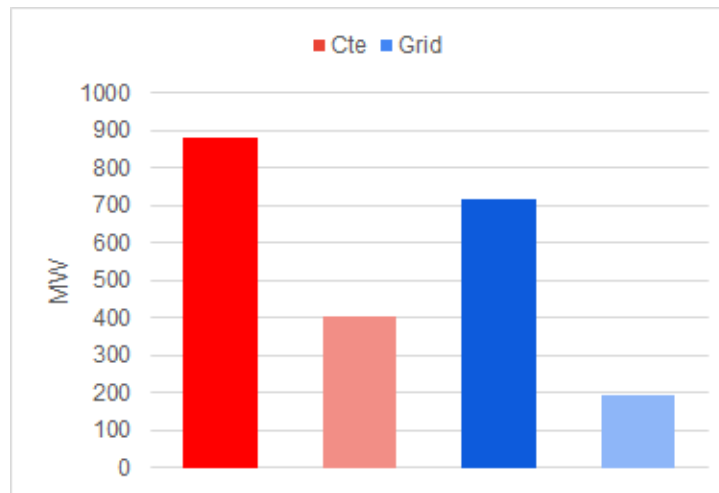


Figura 36: Soma dos desvios para todas as usinas entre $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $GH_{hist}(h_l, Q)$ (mostrado em vermelho escuro); entre $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $GH_{hist}(V, Q, S)$ (mostrado em vermelho claro); entre $FPH_{grid}(V, Q, S)$ e $GH_{hist}(h_l, Q)$ (mostrado em azul escuro); e entre $FPH_{grid}(V, Q, S)$ e $GH_{hist}(V, Q, S)$ (mostrado em azul claro).

Percebe-se que a relação entre a soma dos desvios obtidos para todas as usinas quando se compara $FPH_{cte}(V, Q, S)$ com $GH_{hist}(h_l, Q)$ e $FPH_{cte}(V, Q, S)$ com $GH_{hist}(V, Q, S)$ é menor do que a proporção entre os desvios obtidos nas comparações feitas entre $FPH_{grid}(V, Q, S)$ e $GH_{hist}(h_l, Q)$ e entre $FPH_{grid}(V, Q, S)$ e $GH_{hist}(V, Q, S)$. Isso indica que a transformação obtida através das aproximações dos polinômios possui um impacto proporcionalmente maior nos resultados que utilizam os valores variáveis de perda e produtividade variáveis. Esse fenômeno é esperado, uma vez que o acesso ao grid (determinação da produtividade) utiliza a queda líquida, que também é impactada com aproximações de V e S .

Pode-se confirmar a observação acima no gráfico das Figuras 37 e 38, onde são mostrados os desvios médios por usina da $GH_{VQS}^{cte/grid}$ com GH_{hist}^{direto} . Assim, é possível pontuar que:

- os desvios são muito maiores para algumas usinas, mas em geral o comportamento é semelhante.
- verifica-se que em 13 das 90 usinas para as quais a GH_{VQS}^{cte} têm desvios menores do que a GH_{VQS}^{grid} ambos desvios medidos pela distancia para o valor de GH_{hist}^{direto} (anteriormente, esse valor era 4).
- verifica-se que 77 das 90 usinas para as quais a GH_{VQS}^{grid} têm desvios menores do que a GH_{VQS}^{cte} ambos desvios computados como a distância para o valor GH_{hist}^{direto} (anteriormente eram 86).
- essas mudanças mostram de forma ainda mais evidente que, quando se avaliam os eventuais erros associado à transformação VQS, há um favorecimento à modelagem constante.

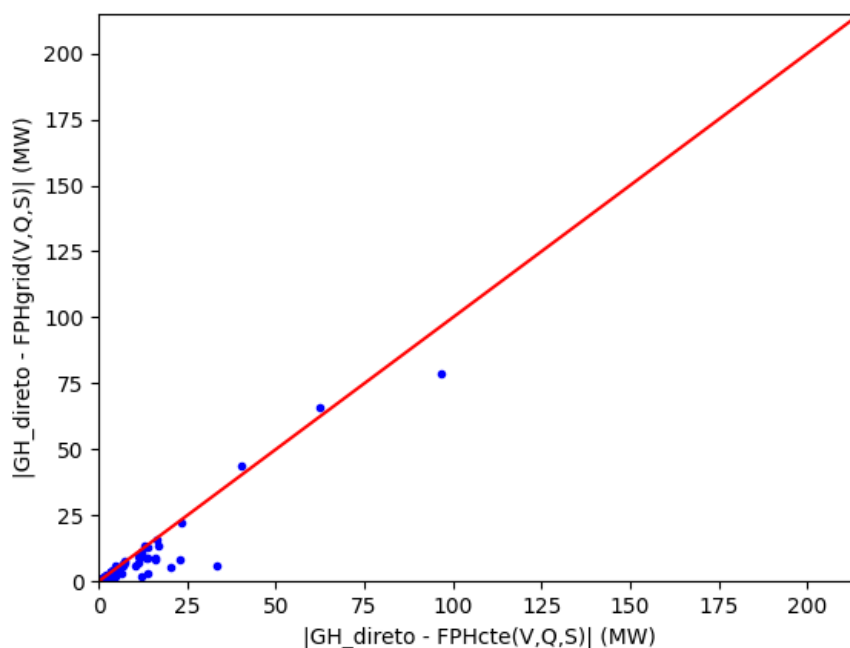


Figura 37: Comparação dos desvios médios de $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$ com GH^{direto} em MW.

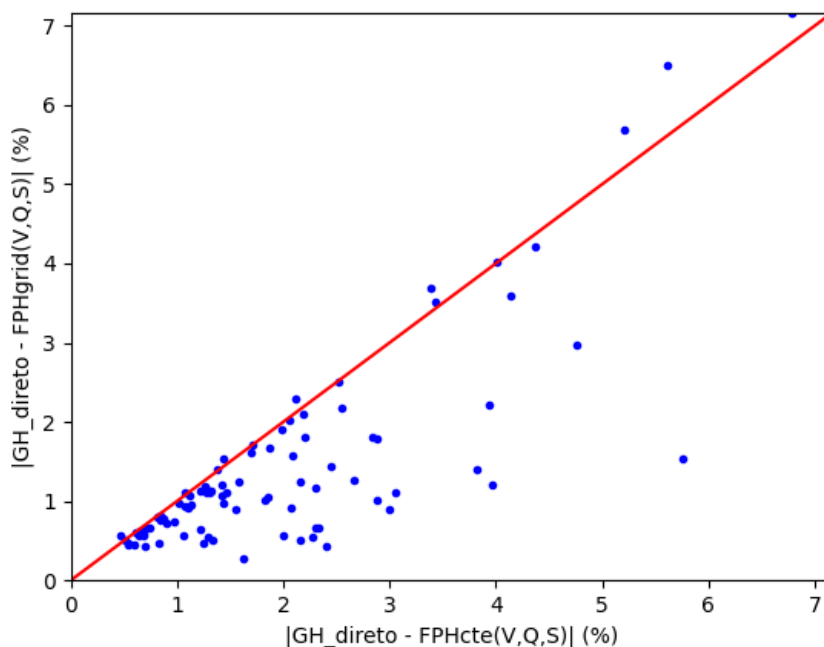


Figura 38: Comparação dos desvios médios de $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$ com GH^{direto} em percentual.

Para as usinas 9 e 12 observadas individualmente, esta nova comparação é mostrada na Figura 42.

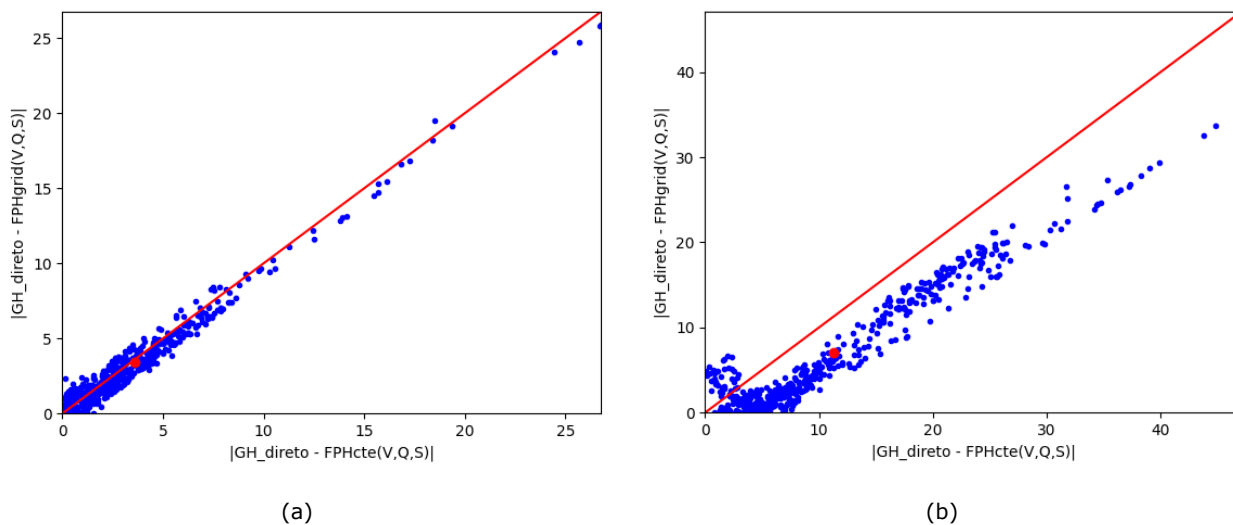


Figura 39: Todos os pontos do histórico: desvios entre $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$ com GH^{direto} (a) para a usina 9 e (b) para a usina 12.

7 AVALIAÇÃO DA ACURÁCIA DA FPHA COM PRODUTIBILIDADES E PERDAS VARIÁVEIS NOS RESULTADOS DO MODELO DECOMP

Para avaliar a acurácia da FPHA no modelo DECOMP considerando produtibilidades e perdas variáveis, foram construídos cortes utilizando o próprio modelo a partir das funções $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$, onde as seguintes premissas foram adotadas:

- **para usinas a fio d'água:** como a FPHA não depende do volume inicial, foi adotada a que foi construída no caso de estudo em questão (para o primeiro período) deck de janeiro de 2020, rv0.
- **para usinas com reservatório de regularização:** como a FPHA dependerá do volume inicial do estudo, foram construídas 11 FPHAs para cada usina, denominadas: $cortes_{grid}^0, cortes_{grid}^1, \dots, cortes_{grid}^{10}$, onde a FPHA de índice n corresponde a uma FPHA montada com a janela de volume centrada em $10 \times n \times V_{util}$ com variação de $10\%V_{util}$ para cada um dos lados (ou $\pm 10\%V_{util}$). Dessa forma, quando acessada por um dado do histórico V , será procurada a FPHA cujo ponto central mais se aproxime de V .

Dado isso, definem-se os seguintes valores de geração:

- **Geração FPHA(V,Q,S) utilizando grade (GH_{grid}^{FPHA}):**

$$GH_{grid}^{FPHA} = \min(cortes_{grid}^i(V, Q, S))$$

onde $cortes_{grid}^i$ são os cortes da FPHA calculada pelo DECOMP utilizando as grades de produtividade e perdas variáveis, com as janelas:

- Turbinamento: 0 a Q_{max} → 5 pontos
- Volume (para usinas com reservatório): $0.9V_{ref}$ a $1.1V_{ref}$ → 5 pontos, onde V_{ref} é o volume mais próximo de V , dentre as referências calculadas.

- **Geração FPHA(V,Q,S) utilizando valores constantes (GH_{cte}^{FPHA}):**

$$GH_{cte}^{FPHA} = \min(cortes_{cte}^i(V, Q, S))$$

onde $cortes_{cte}^i$ são os cortes da FPHA calculada pelo DECOMP utilizando valores constantes de produtividade e perdas com as mesmas janelas utilizadas anteriormente.

Em ambas as equações anteriores, a busca pelo valor mínimo indica que, dentre os vários cortes que compõem determinado $cortes_{grid}^i$, deseja-se obter o valor de GH para o corte ativo, que é o menor valor possível de GH para o ponto (V, Q, S) em análise.

Dessa forma, são calculados os desvios das gerações calculadas pela FPHA em relação à geração observada no histórico com a transformação VQS. Os gráficos das Figuras 40 e 41 mostram estes desvios em termos absolutos e percentuais.

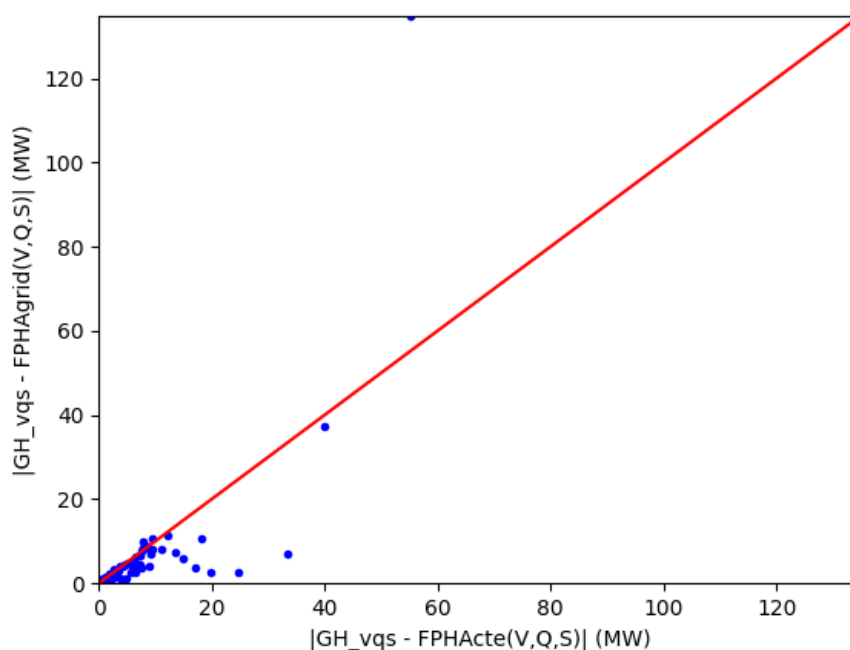


Figura 40: Comparação dos desvios médios de $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$ com GH^{VQS} em MW.

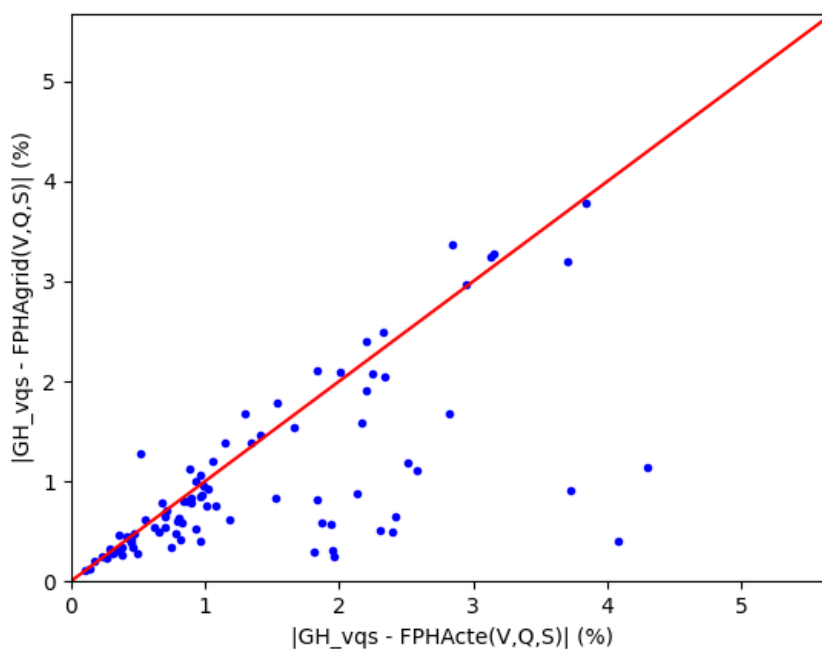


Figura 41: Comparação dos desvios médios de $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$ com GH^{VQS} em percentual.

Observações:

- Verifica-se que em 63 das 90 usinas há desvios menores quando se usa as grades, representando uma melhoria média de 158 MW.

- Em 27 das 90 usinas há piora no desvio médio quando se usam as grades, sendo que a magnitude de piora é de apenas 7MW em 26 usinas e 80MW na usina de Itaipu, totalizando 87MW.

Observando as usinas 9 e 12 de forma individualizada, os desvios são mostrados na Figura 42.

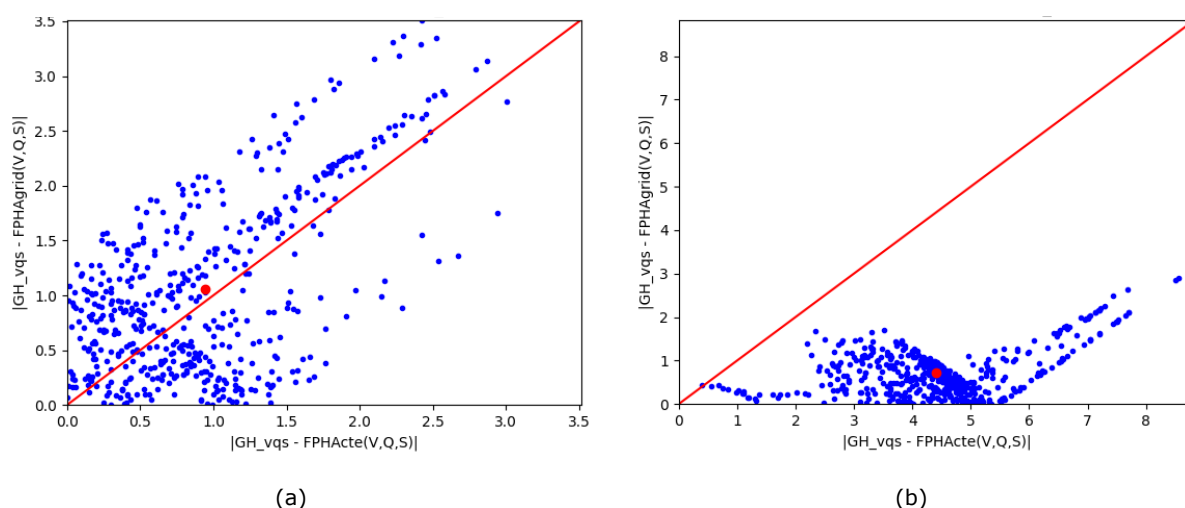


Figura 42: Todos os pontos do histórico: desvios entre $FPH_{cte}(V, Q, S)$ e $FPH_{grid}(V, Q, S)$ com GH^{VQS} (a) para a usina 9 e (b) para a usina 12.

Em conclusão, o uso das grades de produtividade e perdas tornam o cálculo da função de produção (exata) muito mais próximo dos dados históricos. Ao se construir a FPHA a partir desta função exata, também observa-se uma melhora na maior parte das usinas quando se utiliza a grade, embora essa melhora seja menos expressiva do que quando se observa a grade. Uma análise mais aprofundada do motivo pelo qual a FPHA teve ganhos um pouco menos expressivos do que a FPH está esboçada na sequência deste relatório.

8 AVALIAÇÃO DAS SITUAÇÕES ONDE HOUE PERDA DE QUALIDADE DA FPFA DO USO DA GRADE DE PRODUTIBILIDADE E PERDAS

Para melhor entender o motivo pelo qual algumas usinas obtiveram desvios médios maiores quando se utilizou a grade de produtividade e perdas, mesmo que as FPHs destas usinas apresentem desvios menores utilizando esta mesma grade, foi selecionada uma usina fio d'água para a qual esse efeito foi observado. Para a usina selecionada (178 - Xingo) foram constatados os seguintes desvios médios (todos eles em relação a GH_{hist}^{VQS}):

- Desvio do GH_{grid}^{VQS} : 5.43 MW
- Desvio do GH_{cte}^{VQS} : 7.89 MW
- Desvio do GH_{grid}^{FPFA} : 9.064691844 MW
- Desvio do GH_{cte}^{FPFA} : 8.646433157 MW

Ou seja, embora a FPH com grade seja melhor do que a constante, a FPFA com grade é pior do que a constante.

O primeiro ponto a ser observado são os cortes (hiperplanos construídos no processo de linearização por partes da FPH) da FPFA desta usina, mostrados nas tabelas a seguir.

Tabela 2: Cortes da $FPFA_{grid}$

Corte	α	RHS	dQ	dS
1	0.999712	0	-1.111288	0.003691
2	0.999712	38.073636	-1.059391	0.012871
3	0.999712	216.327728	-0.978399	0.018665

Tabela 3: Cortes da $FPFA_{cte}$

Corte	α	RHS	dQ	dS
1	1	0	-1.103801	0.003602
2	1	25.982747	-1.068385	0.009733
3	1	52.912735	-1.050031	0.013720
4	1	72.525904	-1.041119	0.017131

Inicialmente, observa-se a quantidade de cortes construídos: para a $FPFA_{grid}$ foram 3 cortes, enquanto que para a $FPFA_{cte}$ foram 4 cortes. Para entender melhor o que causou a diminuição no número de cortes, é necessário observar as funções FPH_{grid} e FPH_{cte} para essa usina, que são mostradas na Figura 43 de maneira ilustrativa (sem escalas reais).

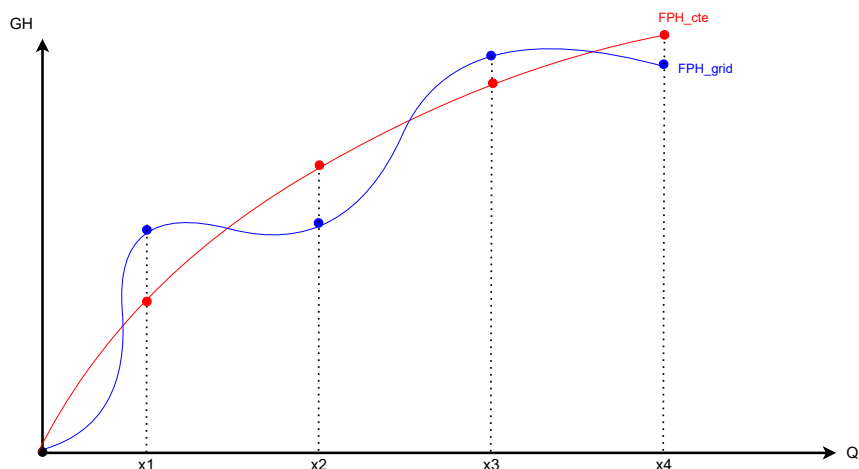


Figura 43: Função de produção hidrelétrica ilustrativa só com eixo de turbinamento.

No gráfico da Figura 43 estão destacados os pontos de discretização (5 pontos) que serão utilizados no cálculo da FPHA. Dessa forma, no desenho da Figura 44 estão mostrados os cortes equivalentes da FPHA para uma das funções.

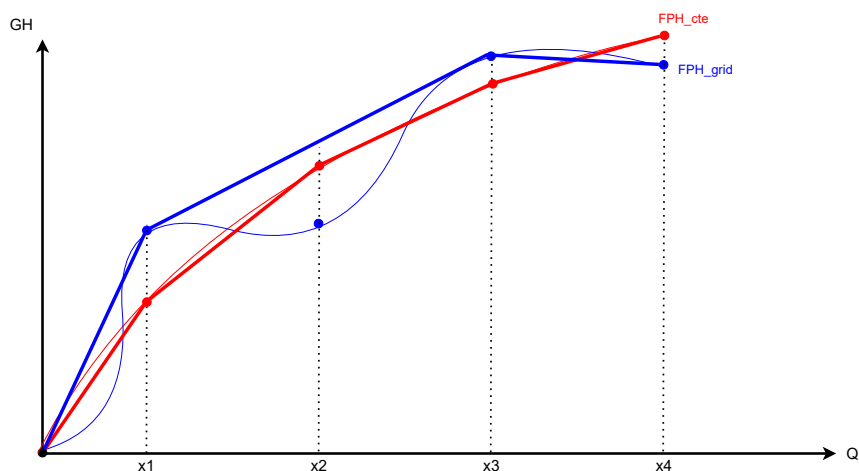


Figura 44: Função de produção hidrelétrica aproximada ilustrativa só com eixo de turbinamento.

Observa-se que a função com grade (azul) é altamente não côncava, o que faz com que um dos pontos da grade de discretização (x_2) fique fora da envoltória, explicando a construção de apenas 3 cortes para essa função. Já a função constante (vermelho) é côncava e todos os pontos da grade de discretização pertencem à envoltória convexa da função.

O gráfico da Figura 45 mostra as duas funções de fato com a devida escala.

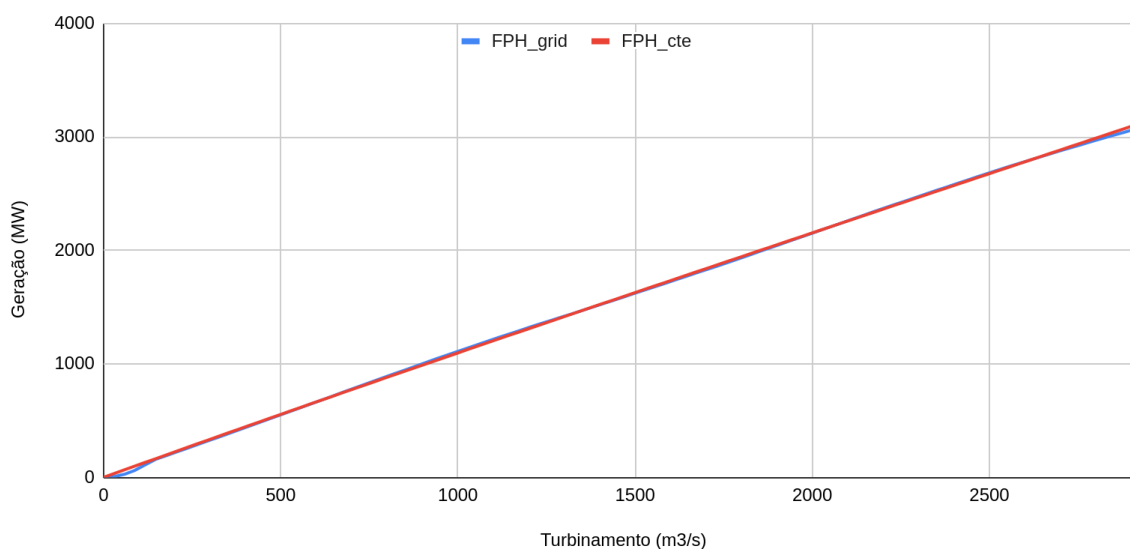


Figura 45: Função de produção hidrelétrica real da usina 178.

Apesar de ser difícil identificar a priori a diferença apontada anteriormente, analisando-se as derivadas primeira (Figura 46) e segunda (Figura 47) das duas funções é possível verificar facilmente o comportamento não monotônico da derivada primeira, assim como a alternância de sinal da derivada segunda, na FPH_{grid} , o que implica na não convexidade e alteração de concavidade da função.

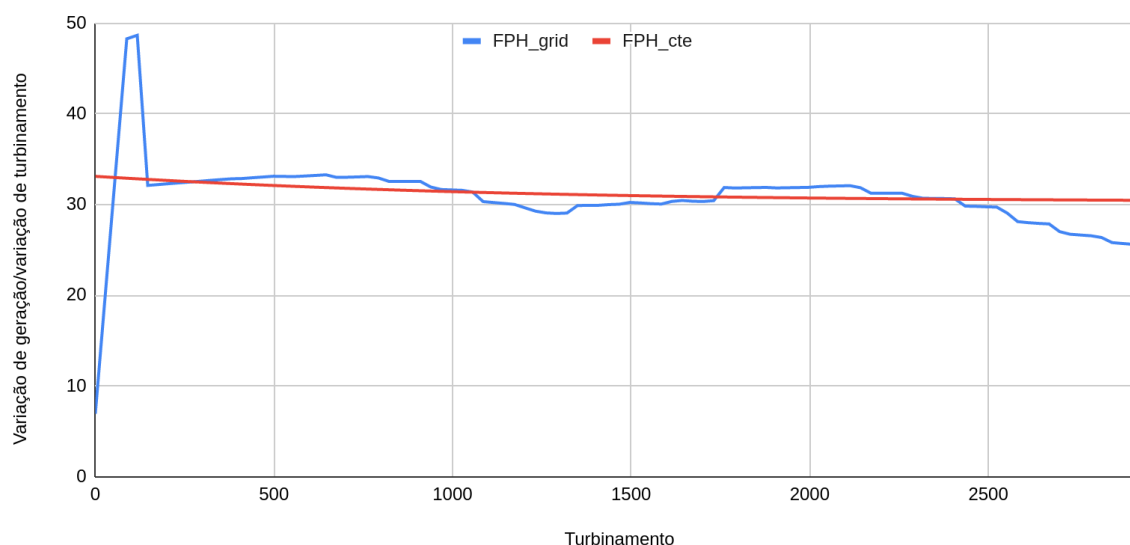


Figura 46: Derivada primeira das funções de produção hidrelétrica da usina 178.

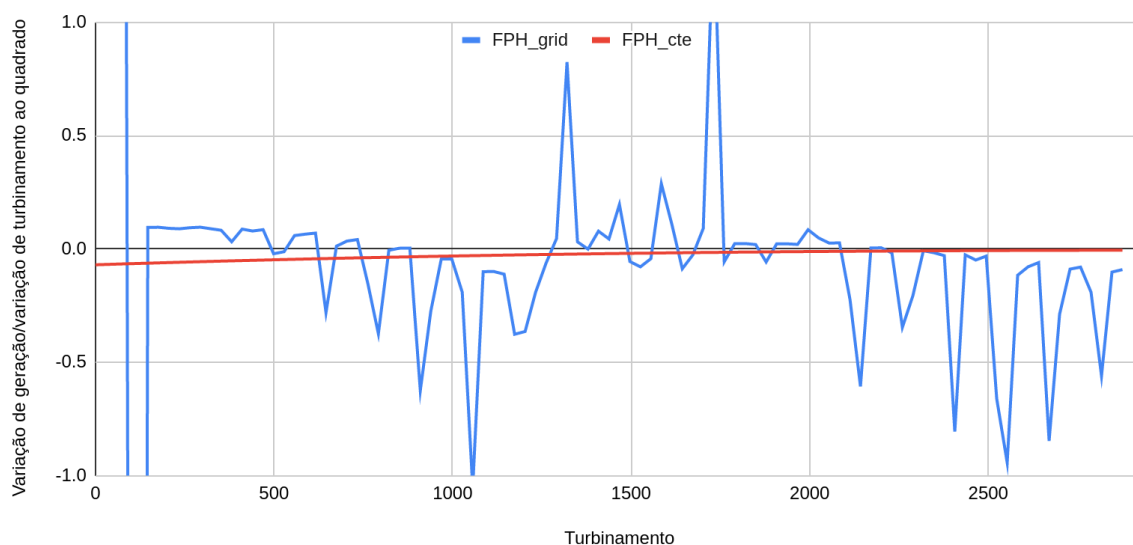


Figura 47: Derivada segunda das funções de produção hidrelétrica da usina 178.

Assim, constata-se que, ao perder um corte, a $FPHA_{grid}$ tem dificuldade de aproximar a FPH_{grid} , mesmo após o cálculo do fator de correção, de forma que o desvio da $FPHA_{cte}$ em relação a FPH_{grid} fica menor, conforme ilustrado na Figura 48.

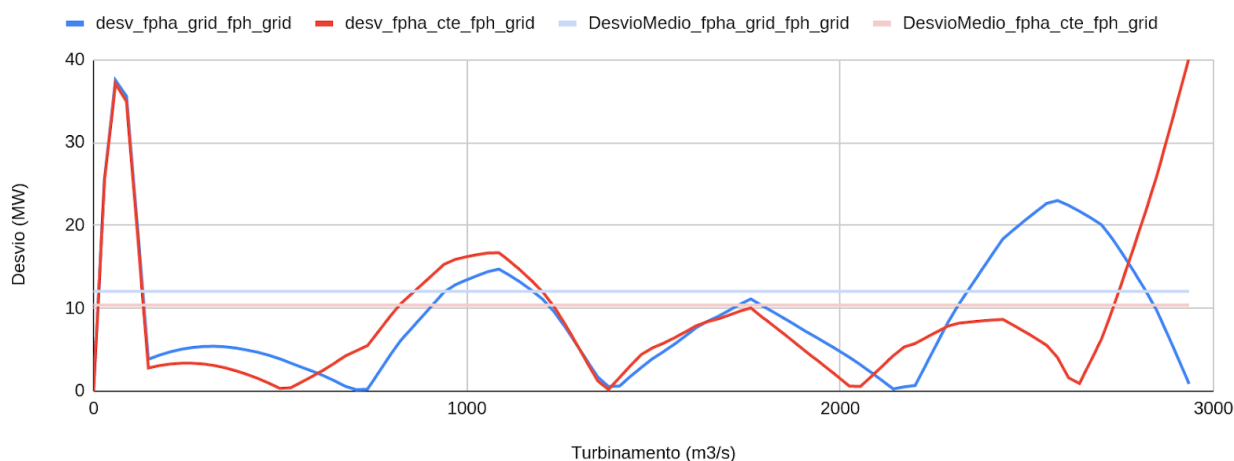


Figura 48: Desvios entre FPH_{grid} e $FPHA_{cte/grid}$

9 CONCLUSÕES

Este relatório apresentou a metodologia desenvolvida pelo CEPEL, em colaboração com ONS e CCEE, para modelagem das curvas de produtibilidade das turbinas/geradores variáveis com a altura de queda e vazão, assim como curvas de perdas nos condutos em função da vazão turbinada, para as usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional. A metodologia foi desenvolvida a partir de dados históricos de operação das usinas, providos pelo ONS, que foram processados utilizando os dados cadastrais dos polinômios de montante e jusante das mesmas.

Inicialmente, esses dados históricos, medidos em escala horária, foram tratados de acordo com a discretização temporal a ser aplicada no modelo de otimização. Como considerou-se um estudo de caso com o modelo DECOMP, trabalhou-se com curvas obtidas a partir de médias semanais, mesmo para os períodos mensais, pois verificou-se que os resultados são semelhantes aos obtidos para as curvas semanais. A utilização de curvas semanais é importante para evitar o otimismo causado pela utilização de dados instantâneos em modelos que trabalham com uma escala temporal maior, como o DECOMP e o NEWAVE. Além do tratamento acima, fez-se uma comparação entre os dados históricos de geração disponibilizados pelo ONS, e a geração obtida pela função de produção exata (FPH), calculada em função dos dados de produtibilidade e perdas, que foram reconstituídos a partir dos dados do histórico e dos polinômios de cadastro das usinas. Esta análise foi importante para identificar situações em que os próprios dados de entrada para cálculo da função de produção podem levar a uma inacurácia na modelagem da geração da usina.

Em seguida, aplicou-se um modelo aditivo generalizado (GAM) no espaço tri-dimensional para modelar as curvas de produtibilidade e no espaço bi-dimensional para as curvas de perdas nos condutos. O resultado da aplicação desses modelos são curvas contínuas, compostas por splines não lineares, a partir das quais pode se construir uma grade discreta de pontos, para serem introduzidos como dados de entrada nos modelos.

A avaliação da aplicação da metodologia iniciou-se com uma análise comparativa entre a geração obtida pela função exata FPH calculada considerando os pontos de grade de produtibilidade e perdas (gerados a partir do ajuste do modelo GAM), e os valores da função exata FPH calculada considerando valores médios constantes para as produtibilidades das turbinas e as perdas nos condutos. Os resultados mostraram ganhos significativos na grande maioria das situações, com perdas apenas em um número muito reduzido de usinas, o que justifica, em um primeiro momento, a utilização dos valores variáveis para essas grandezas.

Posteriormente, comparou-se a acurácia da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) calculada pelo modelo DECOMP com produtibilidade e perdas variáveis, em relação aos valores da FPHA calculada com produtibilidade e perdas constantes. Visto que a FPH com produtibilidade e perdas variáveis já apresentara vantagens quando comparada com a FPH com produtibilidade e perdas constantes, esperava-se o mesmo para a FPHA. Embora isso tenha sido confirmado na grande maioria das situações, houve um número muito reduzido de usinas onde houve ganho na FPH com produtibilidade e perdas variáveis, porém perda na FPHA utilizando-se essa mesma metodologia. A análise indicou que essa perda ocasional de desempenho da FPHA pode ter sido causada pelo fato de a FPH com produtibilidade e perdas ser "mais não convexa", quando comparada com a FPH com produtibilidade e perdas constantes.

Em virtude dos ganhos significativos do uso de produtibilidade e perdas constantes na grande maioria das situações, em comparação com o uso de parâmetros constantes, o CEPEL recomenda a utilização da metodologia proposta – que já foi avaliada previamente pela CPAMP e já passou por um processo de validação funcional na FT-DECOMP – para utilização nos processos de programação mensal da operação (PMO) e cálculo do preço de liquidação de diferenças (PLD). Entretanto, como sugestão para implementação inicial no DECOMP, o CEPEL sugere a adoção de uma abordagem "híbrida", onde se podem considerar valores médios ou variáveis para as produtibilidades e perdas, dependendo do comportamento observado para cada usina. Ressalta-se que a aplicação da metodologia já estava restrita às usinas onde se dispunham de dados de qualidade para a calibração das curvas, portanto este procedimento "híbrido" de adoção de curvas com parâmetros variáveis e constantes já seria aplicada de qualquer forma. Além disso, esse procedimento já pode ser feito de imediato, sem alteração da versão vigente do modelo DECOMP, já validada pela FT, bastando para tal que o usuário não informe os dados para as usinas onde se deseje utilizar os parâmetros constantes. De qualquer forma, uma pesquisa mais aprofundada deve ser realizada para melhorar ainda mais o ganho médio das funções variáveis em relação aos valores constantes,

e sobretudo para atenuar ou eliminar o desempenho inferior obtido para algumas usinas. Isto pode ser conseguido, talvez, com a adoção de grades de discretização não uniformes, e ajustáveis de acordo com as não convexidades da função.

Finalmente, ressaltamos que a metodologia foi implementada no modelo DECOMP como um módulo do novo ambiente computacional LIBs, que vem sendo desenvolvido pelo CEPEL para promover uma uniformização na codificação, entrada de dados e resultados de saída dos modelos de otimização energética. Assim, essa funcionalidade irá requerer um esforço muito menor para implementação e compatibilização com o cálculo da FPHA para os outros modelos da cadeia que utilizam uma representação individualizada das usinas, como o modelo DESSEM e os períodos individualizados do NEWAVE híbrido.

REFERÊNCIAS

- [1] Revisão dos dados cadastrais utilizados para o cálculo de produtividade de usinas hidroelétricas. Relatório Técnico 0103-2019 Preprint BUGHW-WRSWT 2003/1, Operador Nacional do Sistema, 2019.
- [2] M.E.P. Maceira and L.A. Terry and F.S. Costa and J.M. Damazio and A.C.G. Melo. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system. In *Proceedings of the power system computation conference - PSCC*, Sevilla, Spain, June 2002.
- [3] M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos, C.B. Cruz. Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil - main features and improvements on the new wave model. In *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*, Dublin, Ireland, June 2018.
- [4] A. L. Diniz, F. S. Costa, M. E. P. Maceira, T. N. Santos, L. C. Brandão, R. N. Cabral. Short/mid-term hydrothermal dispatch and spot pricing for large-scale systems - the case of brazil. In *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*, Dublin, Ireland, June 2018.
- [5] T. N. Santos, A. L. Diniz, C. H. Saboia, R.N. Cabral, L.F. Cerqueira. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: the dessem model. *Electric Power Systems Research*, 189:106709, 2020.
- [6] CEPEL. Gevazp - modelo de geração de séries sintéticas de energias e vazões - manual de referência. (http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm), February 2018.
- [7] CEPEL. Previvaz - modelo de previsão de vazões semanais afluentes aos aproveitamentos hidroelétricos do sistema brasileiro. (http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm), February 2015.
- [8] CEPEL-Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Manual do modelo de previsão de carga global para o pmo - prevcargapmo. (http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm), 2018.
- [9] J. F. M. Pessanha, V. A. Almeida, G. Gonçalves, M. H. T. Azevedo, D. L. Carmo, E. L. Mendes, and F. Bouissa. Manual de metodologia e uso do prevcargadessem, v.2.0. (http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm), 2021.
- [10] I. P. Raupp, F. S. Costa, J. M. Damazio, P. D. S. Chan, D. S. Kiryllos. Sistema spec - sistema para estudos de prevenção de cheias, manual de metodologia. Technical report, 2019. Relatório Técnico CEPEL 1319/2019 (http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm).
- [11] CEPEL. Modelo dessem = programação diária da operação e formação de preço horário de sistemas hidrotérmicos com representação detalhada das unidades geradoras, fontes intermitentes, consideração da rede elétrica e restrições de segurança - manual de metodologia. (http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm), February 2022.
- [12] CEPEL. Modelo decomp - manual de referência versão 28 - 2018. (http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm).
- [13] A. L. Diniz and M. E. P. Maceira. A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1298-1308, August 2008.
- [14] W. T. Alley. Hydroelectric plant capability curves. *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, 96(3):999-1003, 1977.
- [15] S. Soares and C. T. Salmazo. Minimum loss predispatch model for hydroelectric power system. *IEEE Trans. Power Systems*, 12(3):1220-1228, 1997.

-
- [16] L. C. Brandão, J. F. Pessanha, A. L. Diniz, L. S. Khenayfis, R. J. C. pereira, C. A. Araujo Jr . "A Data-Driven Representation of Aggregate Efficiency Curves of Hydro Units for the Mid-Term Hydrothermal Coordination Problem". In *Submitted to 22th PSCC - Power Systems Computation Conference*, Porto, Portugal, June 2022.
- [17] L. C. Brandão, A. L. Diniz, and P. T. M. Lira. Consideração da influência de vazões naturais às usinas hidroelétricas no cálculo da altura de jusante e função de produção. Relatório Técnico CEPEL no 1392/2021 Preprint BUGHW-WRSWT 2003/1, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Maio 2021.
- [18] A. L. Diniz, P. P. I. Esteves, and C. A. Sagastizabal. A mathematical model for the efficiency curves of hydroelectric units. In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pages 1–7, 2007.
- [19] A. Arce, T. Ohishi, and S. Soares. Optimal dispatch of generating units of the itaipu hydroelectric plant. *IEEE Trans. Power Systems*, 17(1):154–158, 2002.