



CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

PROJETO DESSEM

Proposta de modelagem das restrições de *unit commitment* hidráulico e curvas de eficiência para o modelo DESSEM

Março/2022

## SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO	6
1 Introdução	7
1.1 Motivação para as restrições de unit commitment hidráulico (UCH)	7
1.2 Hipóteses adotadas para a formulação proposta de UCH	8
1.3 Objetivo e Organização do Documento	8
2 O modelo DESSEM - visão geral	10
2.1 Modelagem dos Componentes do Sistema e Restrições Consideradas	11
2.2 Estratégia de solução	13
2.3 Resultados do modelo	14
3 Revisão bibliográfica sobre modelagem das curvas colinas e restrições de unit commitment hidráulico	16
3.1 O problema de <i>unit commitment</i> hidráulico (UCH)	16
3.1.1 Representação da potência mínima quando ligada das unidades geradoras hidrelétricas	16
3.1.2 Representação das curvas de eficiência individuais das turbinas /geradores	16
3.1.3 Custo de partida das unidades geradoras	17
3.1.4 Zonas proibidas de geração para as unidades geradoras	17
3.1.5 Outras restrições	17
3.2 Pesquisas realizadas pelo CEPEL para formulação e resolução do problema de PDO com restrições de UCH	18
3.2.1 Consideração das restrições de UCH no problema de PDO	18
3.2.2 Modelagem das curvas colinas	18
3.2.3 Consideração das curvas de eficiência dos geradores no cálculo da função de produção hidrelétrica da usina como um todo	19
3.3 Revisão bibliográfica da consideração da modelagem de UCH	20
3.3.1 Trabalhos realizados no sistema brasileiro	21
3.3.2 Análise comparativa dos diversos trabalhos	22
4 Status atual da geração hidrelétrica nos modelos de otimização energética do cepel	25
4.1 Representação das unidades geradoras de forma individual	25
4.2 Variação não linear da geração hidrelétrica com a altura de queda líquida	25
4.3 Engolimento máximo das usinas hidrelétricas	27
4.4 Considerações finais	28
5 FASE 1: Compatibilização com a FPHA já utilizada no DECOMP	30
5.1 Polinômios por partes para a cota do canal de fuga	30

---

5.2	Influência de vazões laterais na FPHA	31
5.3	Aprimoramentos no cálculo da FPHA	31
5.4	FPHA com produtibilidade e perdas variáveis	32
6	Fase 2: Representação da operação de cada unidade geradora no problema de otimização	33
6.1	Modelagem da alocação (ON/OFF) das unidades geradoras	33
6.1.1	Status das unidades geradoras	33
6.1.2	Acionamento de cada unidade geradora	34
6.1.3	Equação de composição de partida das unidades geradoras	34
6.2	Modelagem do turbinamento	34
6.2.1	Turbinamento da unidade geradora	34
6.2.2	Composição do turbinamento da usina	35
6.3	Modelagem da geração	35
6.3.1	Geração hidrelétrica por unidade	35
6.3.2	Composição da geração da usina	35
6.4	Restrições e custos de UCH	35
6.4.1	Restrição de turbinamento mínimo e máximo (se acionada)	35
6.4.2	Restrição de geração mínima e máxima (se acionada)	36
6.4.3	Custo de partida com variável de mudança de estado	36
6.4.4	Consumo de água na partida	37
6.4.5	Tempo mínimo ligado ( <i>TonH</i> ) e desligado ( <i>ToffH</i> )	37
6.4.6	Número máximo de mudanças de estado ao longo do horizonte	38
6.5	Consideração da FPHA por usina com turbinamento/geração por unidade geradora	38
6.6	Operação em síncrono	38
6.6.1	Consumo de carga na operação em síncrono	38
6.6.2	Tempo mínimo operando em síncrono	39
6.7	Operação em vazio	39
6.7.1	Consumo de carga na operação em vazio	39
6.7.2	Tempo mínimo operando em vazio	40
7	FASE 3: Formulação e Modelagem das restrições de reserva de potência	41
7.1	Valores de reserva de potência positiva e negativa para um conjunto de usinas	41
7.2	Quantidade mínima de unidades ligadas (gerando ou em vazio) para um conjunto de usinas	41
8	FASE 4: Modelagem da FPHA por quantidade de unidades geradoras ligadas	43
8.1	Obtenção e calibração dos dados para as curvas de produtibilidade e perdas	43
8.2	Construção da FPHA por quantidade de unidades ligadas	43

---

8.3	Inclusão no MILP/PL da FPHA por quantidade de unidades ligadas	43
8.3.1	Criação de flags indicativos para cada quantidade de unidades ligadas (Ilig)	44
8.3.2	Restrição de unicidade para essas variáveis	44
8.3.3	Restrição de ativação (ou não) das variáveis Ilig	44
8.3.4	Criação de variáveis contínuas de geração da usina, para cada quantidade de unidades ligadas	44
8.3.5	Equação de composição da geração da usina	44
8.3.6	Restrições da FPHA para cada quantidade de unidades acionadas	45
8.3.7	Restrições para tornar sem efeito as variáveis de geração associadas às quantidades de unidades ligadas diferentes da variável Ilig que foi ativada	45
8.3.8	Exemplo prático	45
8.4	Modelagem de zonas proibidas	47
9	Estratégia de solução	48
10	Conclusões e considerações finais	49
11	Referências	50

## SUMÁRIO EXECUTIVO

Este relatório apresenta uma proposta metodológica para modelagem das principais restrições de *unit commitment* hidráulico (UCH) no modelo DESSEM, no contexto de resolução do problema por programação linear inteira-mista;

**Motivação:** Uma das demandas recentes da CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico) e, em particular, do Operador Nacional do Sistema (ONS) é o aprimoramento de alguns aspectos referentes à operação das unidades geradoras hidrelétricas no modelo DESSEM. Em particular, o requisito de geração mínima enquanto ligada tem se mostrado crucial, uma vez que o DESSEM, na sua concepção atual, pode fornecer um despacho abaixo do mínimo para uma usina, que não possa ser realizada na prática. Isto torna necessária a realização do chamado “pós-DESSEM”, que é um procedimento operativo realizado pelo ONS para ajustar o ponto de operação do modelo, antes de obter o despacho final do sistema. Desta forma, no sentido de fornecer um despacho ainda mais realístico para as usinas, propõe-se a inclusão de restrições de UCH no DESSEM. Além disso, como essa implementação viabiliza, na modelagem do problema, o conhecimento da quantidade de unidades ligadas para cada ponto operativo, torna-se atraente também aprimorar ainda mais o cálculo da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) no modelo, para comportar essa informação, uma vez que o ONS dispõe de dados de produtividade e perdas das usinas hidrelétricas variável com a quantidade de unidades ligadas.

**Metodologia:** A metodologia proposta é dividida em 4 fases. Na fase 1, faz-se uma compatibilização da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) do DESSEM com funcionalidades já utilizadas oficialmente e validadas no DECOMP, tais como: (i) consideração de polinômios por partes para a cota do canal de fuga; consideração da influência de vazões laterais na FPHA; aprimoramentos adicionais na construção da função de produção; consideração das produtibilidades e perdas variáveis nas usinas hidrelétricas. Na fase 2, incluem-se variáveis de status “ligada” e “desligada” para cada unidade geradora, e restrições de alocação/operação por unidade geradora hidrelétrica, porém ainda com a FPHA por usina. Na fase 3, faz-se a inclusão das variáveis binárias de status das unidades nas restrições de reserva de potência. Finalmente, na fase 4, modelam-se diversas curvas para a FPHA, uma para cada quantidade de unidades geradoras acionadas, de forma que o problema de otimização utilize a curva correspondente à quantidade de unidades que está de fato ligada na solução do problema

**Resultados:** O Cepel considera que a metodologia proposta, embora bem embasada metodologicamente de acordo com a literatura científica no assunto, que foi revisada de forma detalhada neste documento, leva a um grau de complexidade bem maior para a resolução do problema, em virtude do elevado número de usinas hidrelétricas (162) e unidades geradoras (731) nos estudos de caso com o DESSEM. Portanto, para a implantação da metodologia, vislumbra-se a necessidade de: (i) aprimoramentos adicionais na estratégia de solução do problema, possivelmente através de processos iterativos de inclusão das restrições de UCH no DESSEM; (ii) proposta de abordagens alternativas para modelagem da FPHA ou dos status das unidades geradoras, de forma a se chegar a um *trade-off* adequado entre qualidade de resultados e custo computacional para resolução do problema. Ressalta-se que o conteúdo desse documento, que havia sido já parcialmente apresentado em reunião com as instituições da CPAMP (MME, ANEEL, ONS, CCEE e EPE) em setembro de 2021, consiste em uma primeira proposta, que pode ser aprimorada e receber contribuições não só das instituições, mas de agentes do setor e outros pesquisadores que têm experiência no assunto.

## 1 INTRODUÇÃO

O programa DESSEM é um modelo de otimização desenvolvido pelo Cepel, cujo principal objetivo é determinar a programação da operação de sistemas hidrotérmicos e o preço da energia para o dia seguinte, incluindo as fontes intermitentes, em um horizonte de até duas semanas e com discretização de até meia hora [1]. O modelo é utilizado oficialmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) desde janeiro de 2020 para a programação diária da operação do sistema brasileiro, e desde janeiro de 2021 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para a determinação do preço horário de energia para o dia seguinte. O modelo DESSEM é desenvolvido desde 1998 [2], tendo recebido uma série de aprimoramentos desde então, e contando com contribuições importantes do Operador Nacional do Sistema (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e demais instituições do setor, para validação de suas funcionalidades, seja no âmbito da CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico) ou forças tarefas dos modelos. A Figura 1.1 mostra um histórico dos principais marcos e funcionalidades incluídas no modelo ao longo do tempo.

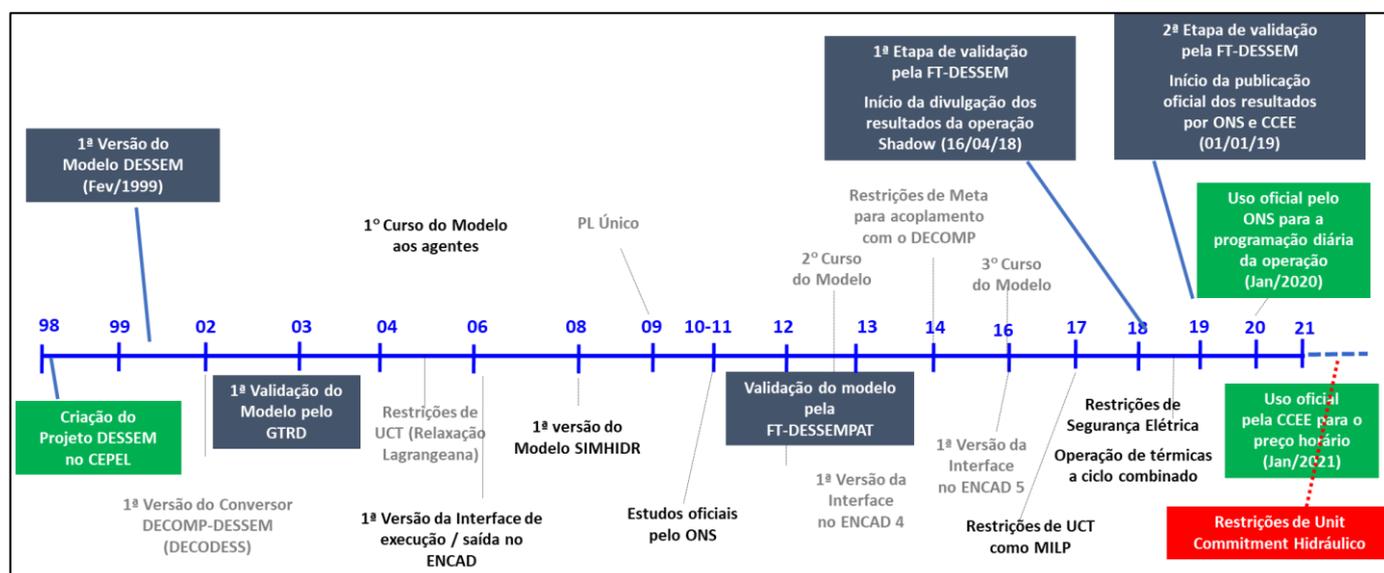


Figura 1.1 - Histórico de evolução do modelo DESSEM, desde sua criação em 1998.

Como observa-se na figura, a próxima funcionalidade de grande vulto a ser incorporada no modelo são as restrições de *unit commitment* hidráulico (UCH), tratadas neste documento. Tais restrições são conceitualmente análogas às restrições de alocação de unidades geradoras térmicas (*unit commitment* térmico - UCT), já existentes no DESSEM, porém associadas às unidades geradoras hidrelétricas.

### 1.1 Motivação para as restrições de unit commitment hidráulico (UCH)

A funcionalidade de *unit commitment* hidráulico tem sido demandada pelo ONS para reduzir os procedimentos do chamado “pós-DESSEM”, que é a etapa da programação diária da operação onde são feitos alguns ajustes no ponto operativo determinado pelo modelo, de forma a comportar requisitos que não são considerados atualmente nas rodadas oficiais. Além da eliminação da necessidade de tais ajustes, especialmente em relação à restrição de geração mínima (quando acionada) das unidades geradoras hidrelétricas, a incorporação das restrições de UCH explicitamente no modelo DESSEM permitirá uma melhor otimização do despacho do sistema, podendo impactar na estratégia de operação das usinas hidrelétricas – especialmente as de menor porte – e também no despacho das usinas térmicas. A atividade de UCH tem sido relacionada nos cronogramas da CPAMP como prioritária, o que motivou o Cepel a propor uma metodologia para modelar essas restrições, que será descrita neste documento.

## 1.2 Hipóteses adotadas para a formulação proposta de UCH

Devido ao elevado esforço computacional já envolvido na resolução do problema de programação diária da operação para o sistema elétrico real brasileiro, de grande porte, uma das premissas da metodologia proposta é atender às principais necessidades sinalizadas pelo ONS quanto às restrições de *unit commitment* hidráulico, especialmente em relação ao requisito de geração mínima e contribuição para a reserva de potência, porém sem onerar demasiadamente o modelo em termos de tempo computacional. Desta forma, busca-se uma representação da função de produção de forma mais agregada possível para as unidades de uma mesma usina, pelos seguintes motivos:

- uma metodologia baseada em curvas colinas individuais para cada unidade geradora, como proposto em alguns trabalhos da literatura, requereria dados muito específicos, que podem não estar disponíveis para todas as unidades de muitas usinas;
- uma metodologia baseada em curvas colinas individuais para cada unidade geradora, como proposto em alguns trabalhos da literatura, requereria dados muito específicos, que podem não estar disponíveis para todas as unidades de muitas usinas;
- esforços recentes empreendidos pelo Grupo de Trabalho para Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade (GTPD) do ONS [3] resultaram em uma obtenção de valores mais acurados para as produtibilidades das usinas, baseados em dados históricos. Muito embora esses dados estejam agregados por usina – segmentados de acordo com a quantidade de unidades geradoras acionadas – acredita-se que possam ser mais representativos do que dados individuais por turbina, obtidos por curvas teóricas ou de projeto, e que podem estar defasadas devido ao desgaste das unidades ao longo do tempo;
- uma função muito detalhada por unidade geradora pode fazer com que o problema fique computacionalmente intratável, e sua resolução seja inviável na prática, dado o curto tempo que ONS e CCCEE dispõem para as atividades diárias da programação da operação e formação do preço;

## 1.3 Objetivo e Organização do Documento

O objetivo deste documento é descrever a proposta metodológica, desenvolvida pelo Cepel, para modelagem das principais restrições de UCH no modelo DESSEM, que é dividida em quatro fases:

- **Fase 1:** compatibilização da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) do DESSEM com funcionalidades já utilizadas oficialmente e validadas no DECOMP, referente à consideração de polinômios por partes para a cota do canal de fuga, consideração da influência de vazões laterais na FPHA, aprimoramentos adicionais na construção da função, e consideração das produtibilidades e perdas variáveis nas usinas hidrelétricas, a partir de uma modelagem baseada em dados históricos. Este trabalho, realizado de forma conjunta com o ONS, está descrito em [4], [5];
- **Fase 2:** Inclusão de variáveis de status “ligada” / desligada para cada unidade geradora, além de restrições para alocação de cada unidade ao longo do tempo, porém com a função de produção hidrelétrica ainda por usina (incluindo os aprimoramentos da fase 1), conforme já considerado atualmente no modelo [6];
- **Fase 3:** Restrições de reserva de potência considerando os status das unidades geradoras;
- **Fase 4:** Modelagem da FPHA por quantidade de unidades geradoras acionadas, que corresponde ao aproveitamento, de forma mais completa, de todos os dados de produtividade e perdas coletados pelo GTPD.

---

Ressalta-se que o conteúdo desse documento, que havia sido já parcialmente apresentado em reunião com as instituições da CPAMP (MME, ANEEL, ONS, CCEE e EPE) em setembro de 2021, consiste em uma primeira proposta, que pode ser aprimorada e receber contribuições não só das instituições, mas de agentes do setor e outros pesquisadores que têm estudado e publicado trabalhos sobre esse assunto, conforme revisão bibliográfica apresentada na seção 3.

O documento está organizado da seguinte forma:

- na seção 2, faz-se uma revisão geral do modelo DESSEM, para que se entenda bem o contexto em que a metodologia proposta neste trabalho será aplicada;
- na seção 3, apresenta-se uma revisão bibliográfica da literatura da modelagem de restrições de UCH e curvas de eficiência das unidades geradoras no problema de programação diária da operação (PDO);
- na seção 4 apresenta-se o status atual e histórico de representação da geração hidrelétrica nos modelos de otimização energética desenvolvidos pelo Cepel;
- nas seções 5, 6, 7 e 8 descreve-se a metodologia que se propõe aplicar para as quatro fases da modelagem, mencionadas anteriormente;
- a seção 9 descreve como a estratégia de solução atualmente adotada no modelo DESSEM pode ser aproveitada e/ou adaptada para comportar as restrições de UCH, em conjunto com as restrições de UCT atualmente consideradas no modelo;
- finalmente, a seção 10 apresenta as conclusões e considerações finais da metodologia proposta e sua implementação no DESSEM no futuro.

## 2 O MODELO DESSEM - VISÃO GERAL

O principal objetivo do modelo de otimização DESSEM é determinar a programação da operação de sistemas hidrotérmicos e o preço da energia para o dia seguinte, incluindo as fontes intermitentes, em um horizonte determinístico de até duas semanas e com discretização de até meia hora [1]. O modelo apresenta uma representação bastante detalhada das restrições operativas dos reservatórios e cursos d'água, restrições de geração das usinas hidrelétricas, restrições operativas (*unit commitment*) das unidades geradoras termelétricas, e uma modelagem detalhada da rede elétrica. A Figura 2.1 mostra um esquema ilustrativo de modelagem do problema no modelo DESSEM.

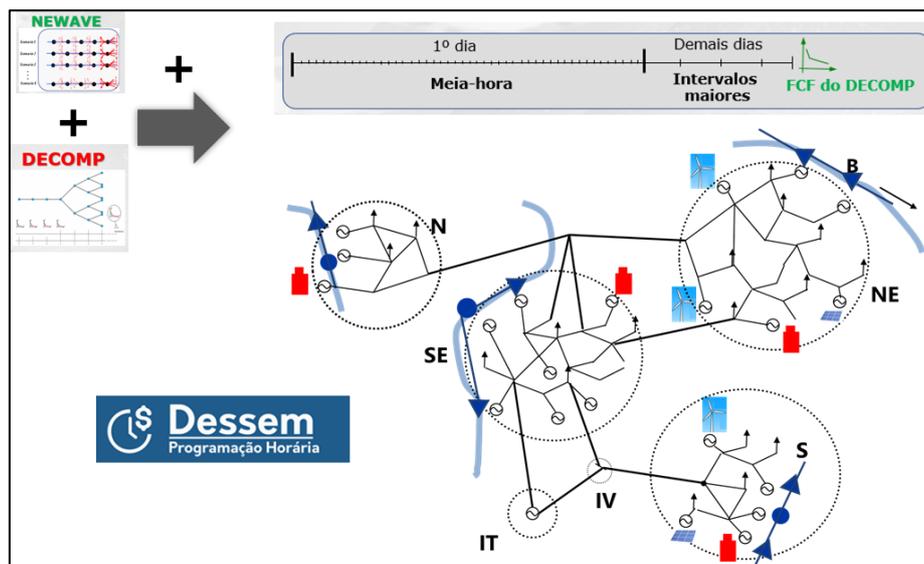


Figura 2.1 - Esquema ilustrativo da representação do sistema no modelo DESSEM.

De forma a promover o planejamento e programação da operação observando a otimização dos custos e a consideração adequada da aversão a risco em um horizonte mais longo, o modelo DESSEM atua de forma coordenada com os modelos DECOMP [7] e NEWAVE [8], já utilizados desde 2000 para o planejamento da operação e estabelecimento do preço semanal, em três patamares de carga.

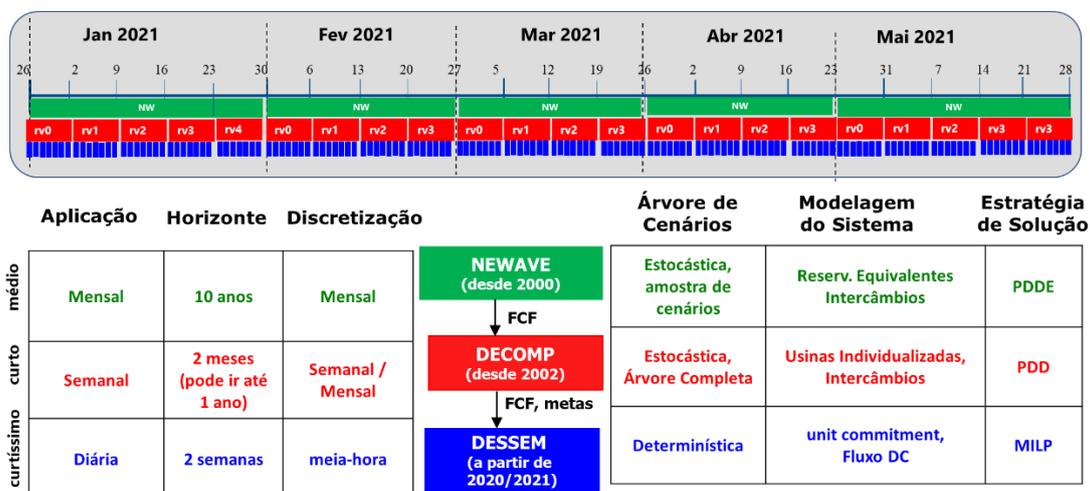


Figura 2.2 - Esquema ilustrativo da execução coordenada entre os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, para o planejamento da operação e formação de preço do SIN.

O modelo DESSEM tem passado por diversos aprimoramentos ao longo do tempo, com a incorporação de uma vasta gama de restrições e funcionalidades. Houve dois processos de validação pelo ONS e CCEE, em 2003 e 2014, antes da validação mais rigorosa ocorrida entre 2017 e 2020, para utilização oficial, a partir de 2020 e 2021, respectivamente, no processo de despacho diário e preço horário no Brasil.

## 2.1 Modelagem dos Componentes do Sistema e Restrições Consideradas

As usinas são representadas no nível de unidade geradora e considera-se o fluxo de potência na rede de transmissão por meio de uma modelagem DC, podendo levar em conta ou não as perdas nos circuitos. São reproduzidas diversas restrições da rede elétrica, como limites individuais de fluxo nas linhas, limites de somatório de fluxo (inequações) em um conjunto de linhas, além de restrições adicionais de segurança fornecidas por meio de tabela ou funções lineares por partes, como ilustrado a seguir na Figura 2.3.

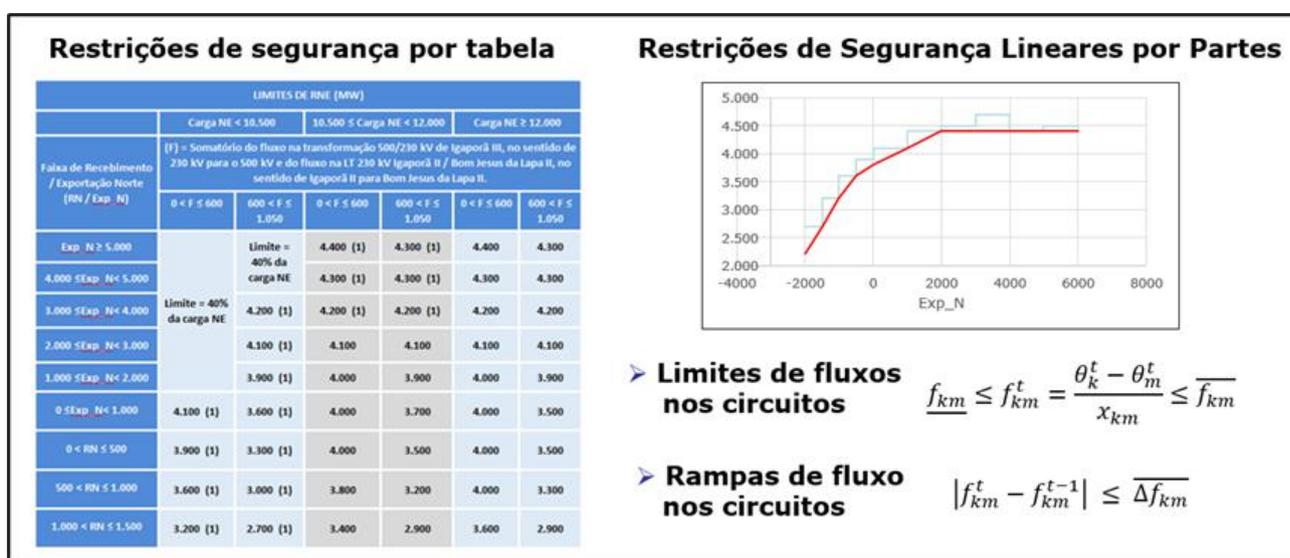


Figura 2.3 - Esquema ilustrativo das restrições de segurança consideradas no DESSEM.

Representam-se, também, as restrições de *unit commitment* das usinas termoelétricas, como custos de partida e parada, trajetórias de acionamento e desligamento, geração mínima (quando ligada), tempos mínimos ligada e desligada, restrições de rampa de variação horária na geração, além de outras restrições que estabelecem condições específicas para operação das unidades. Além disso, é retratada a operação de usinas térmicas a ciclo combinado, considerando-se custos de transição entre os seus diversos modos operativos. Estas restrições são ilustradas na Figura 2.4.

A variação não linear da produtividade das usinas hidrelétricas em função da altura de queda, cujos aprimoramentos serão discutidos ao longo desse relatório, é representada com detalhes, com o uso de uma modelagem linear por partes que leva em consideração o impacto de variação das cotas de montante e jusante, atentando-se também para a possibilidade de remanso nas usinas em cascata [6]. Além disso o modelo reproduz, de forma acurada, o balanço de água nos reservatórios e ao longo dos rios, por meio de tempos de viagem fixos ou curvas de propagação não lineares [9], e considera o efeito não linear da evaporação [10]. Usinas de bombeamento (reversíveis) e canais entre reservatórios também podem ser representados no problema. Um esquema das restrições hidráulicas consideradas no modelo é mostrado na Figura 2.5.

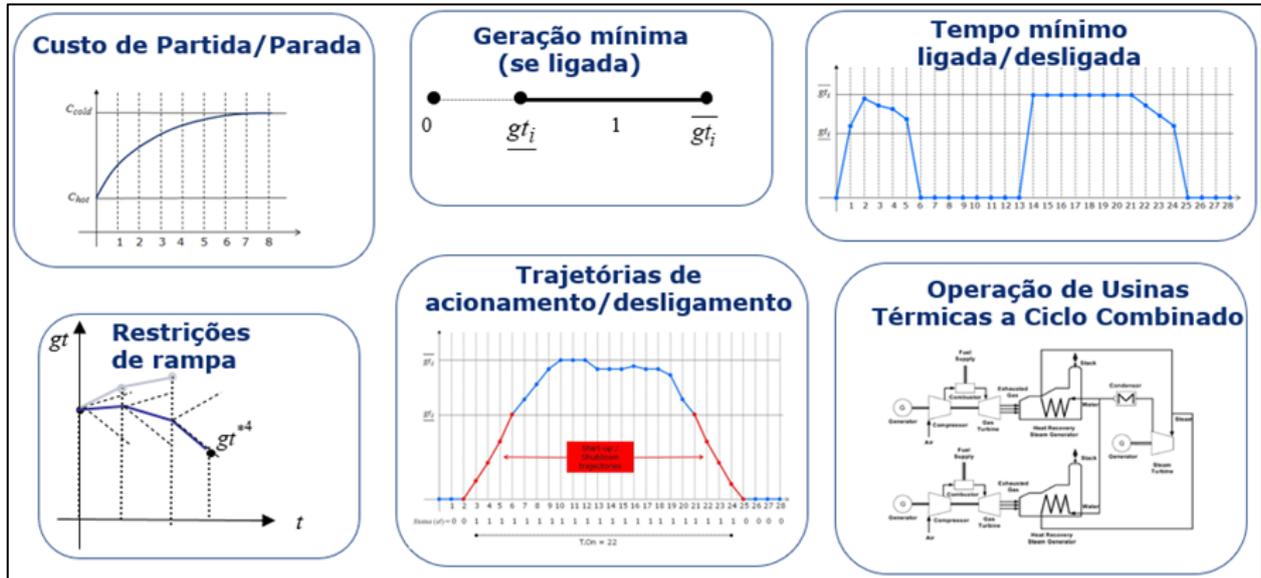


Figura 2.4 - Representação esquemática das restrições de unit commitment térmico (UCT) no modelo DESSEM.

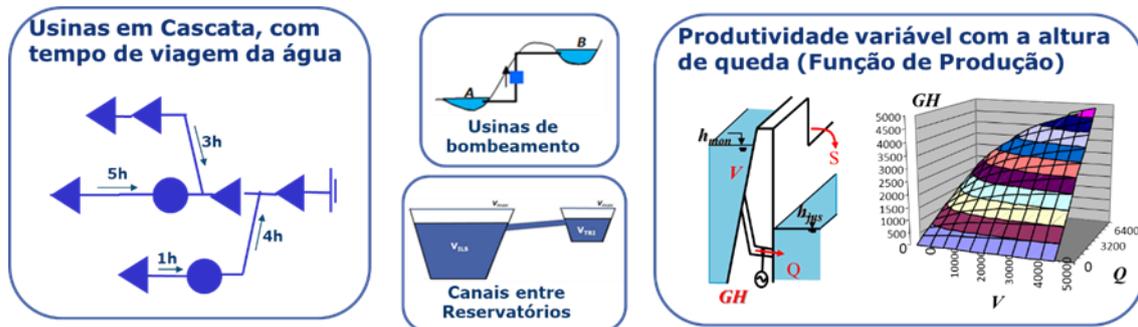


Figura 2.5 - Características físicas das usinas hidráulicas consideradas no DESSEM.

Fontes intermitentes de geração (eólica e solar) e unidades de armazenamento de energia (baterias) podem também ser representadas, além de mecanismos de resposta da demanda, cujo programa piloto vem sendo implantado pelo ONS e CCEE. Estudos considerando todos esses aspectos com o modelo DESSEM em casos reais do sistema brasileiro podem ser encontrados em [11], [12] e [13].

O modelo considera ainda diversas outras características e restrições operativas para as usinas hidrelétricas, como vazões mínimas operativas, evaporação nos reservatórios, usos múltiplos da água (irrigação, abastecimento), volumes de espera para controle de cheias, enchimento de volume morto, restrições de variações de nível em seções de rio [14], entre outras. Podem ser reproduzidas restrições de limite inferior e superior e de variação horária para todas as variáveis operativas do problema, como vazão defluente e cota dos reservatórios, como ilustrado na Figura 2.6.

O acoplamento com o planejamento a curto prazo é feito por meio de uma função de custo futuro, construída pelo modelo DECOMP, que sinaliza o valor da água em cada reservatório como uma função dos níveis de todos os reservatórios do sistema, como ilustrado na Figura 2.7. Podem ser estabelecidas, de forma complementar, metas semanais de intercâmbio ou geração térmica ao longo do horizonte do DESSEM.

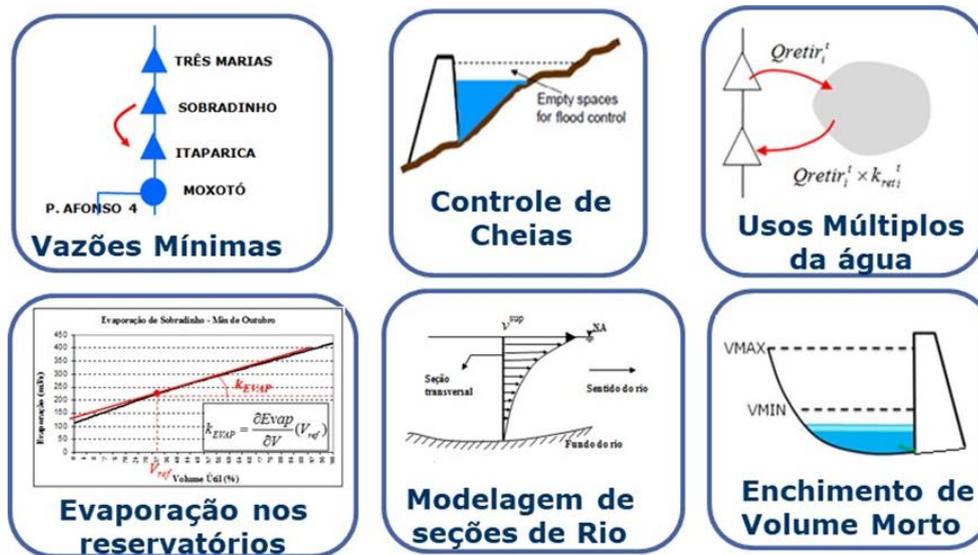


Figura 2.6 - Exemplos de restrições operativas hidráulicas consideradas no DESSEM.

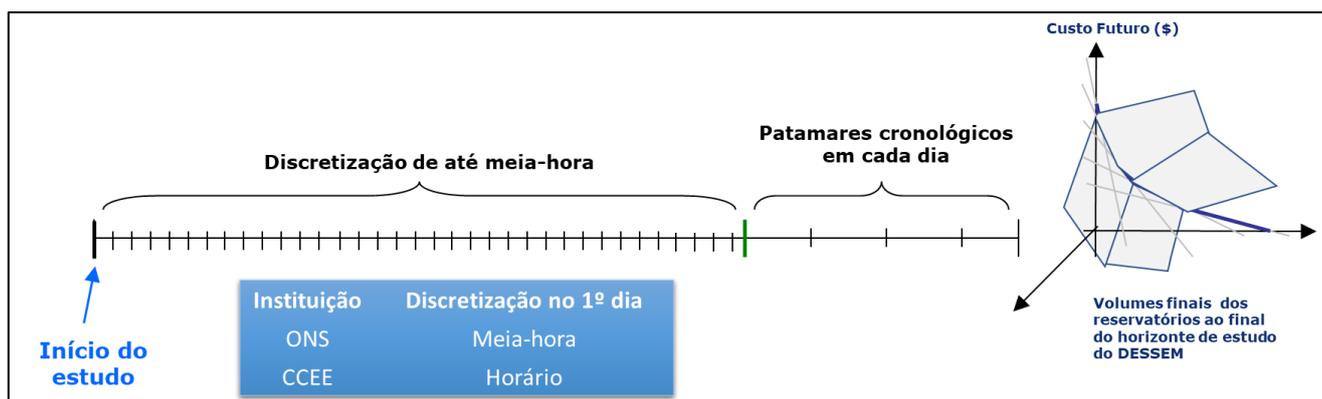
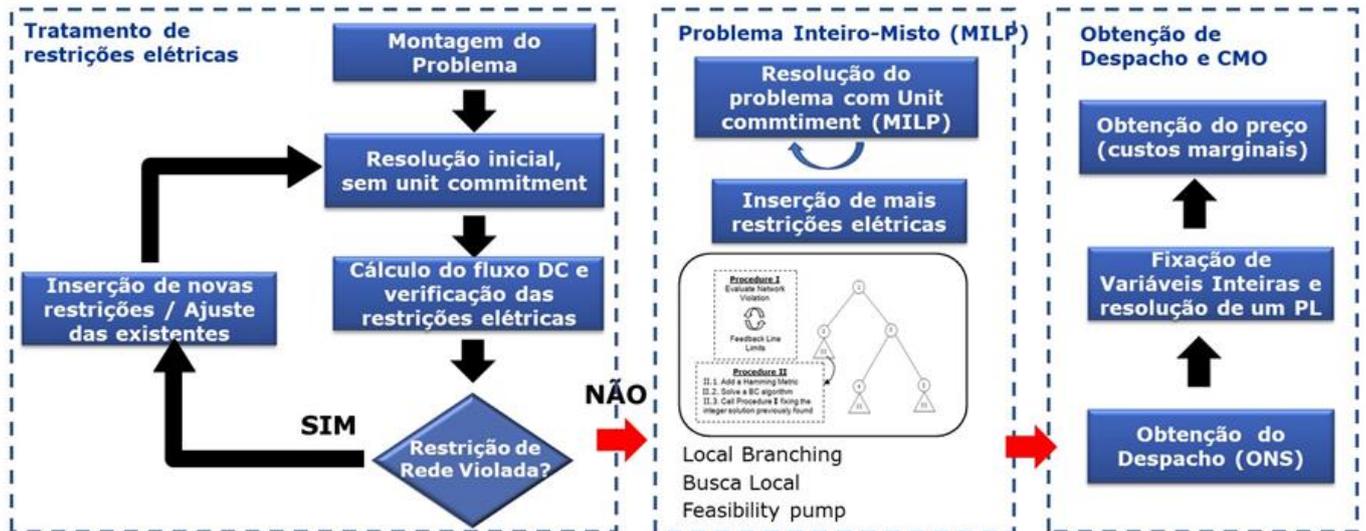


Figura 2.7 - Acoplamento do DESSEM com a Função de custo futuro do modelo DECOMP, ao final da semana.

## 2.2 Estratégia de solução

O problema de despacho é formulado por programação linear inteira-mista. Funções e restrições não lineares – como perdas quadráticas nos circuitos e restrições fornecidas por meio de tabelas - são tratadas por aproximações lineares sucessivas e/ou processos iterativos, nos quais são incluídas as expressões exatas das restrições de limite de fluxo de potência DC da rede elétrica, conforme detalhado em [15] e [16]. São aplicadas técnicas avançadas de programação inteira mista, como busca local (“local branching” [17] e “feasibility pump” [18], de forma a reduzir o tempo computacional para resolução do problema [19], permitindo sua aplicação para o despacho real de sistemas hidrotérmicos como o brasileiro, composto por cerca de 160 usinas hidrelétricas, 730 unidades geradoras hidrelétricas, 100 usinas térmicas, 400 unidades geradoras térmicas, 1.600 usinas eólicas/pequenos geradores, 8.000 barras e 12.000 linhas de transmissão. A estratégia de solução do problema é ilustrada na Figura 2.8.

**Avançadas técnicas de otimização inteira-mista + procedimentos eficientes para tratar o grande volume de restrições + técnicas heurísticas para restrições definidas por regras**



**Figura 2.8 - Fluxograma geral de resolução do problema de unit commitment hidrotérmico com restrições de segurança elétrica com o modelo DESSEM.**

### 2.3 Resultados do modelo

Dentre os resultados fornecidos pelo modelo DESSEM, podemos citar:

- custos marginais de energia em base de meia hora, por barra ou submercado;
- despacho de cada unidade geradora por meia hora no dia seguinte, com ou sem rede elétrica;
- despacho das usinas eólicas, com opção de corte de carga ("constrained-off");
- operação horária dos reservatórios, com destaque para os de regularização diária;
- fluxos nas linhas e injeções nas barras da rede elétrica, e status das restrições de segurança da rede elétrica.

O modelo emite diversos relatórios adicionais que permitem avaliar a qualidade da modelagem realizada pelo programa em comparação com a formulação exata (não linear e/ou não convexa) de alguns aspectos do problema, como:

- Função de produção não linear das usinas hidrelétricas;
- Evaporação não linear nos reservatórios;
- Engolimento máximo não linear nos reservatórios;
- Restrição não linear de nível em rios (exemplo: Régua 11 de Itaipu).

O programa também emite relatórios de monitoramento do status de atendimento às restrições do problema, tais como:

- Restrições elétricas e de segurança dinâmicas;

- Reserva de potência;
- Restrições operativas hidráulicas (RSARH).

Por resolver um problema de otimização inteiro-misto, a utilização do DESSEM requer uma licença de uso do pacote de otimização CPLEX®, que deve ser adquirida diretamente com um representante do software.

Uma descrição mais detalhada do modelo, do ponto de vista metodológico e funcional, pode ser encontrada nos manuais de Metodologia [20] e Usuário [21] do modelo.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE MODELAGEM DAS CURVAS COLINAS E RESTRIÇÕES DE UNIT COMMITMENT HIDRÁULICO

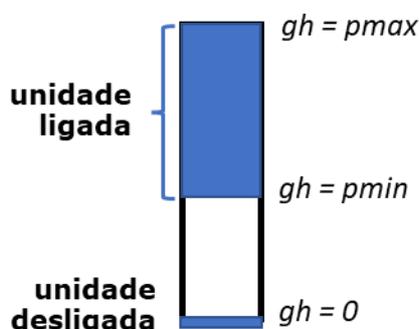
Nesta seção faz-se uma breve revisão bibliográfica da consideração do *unit commitment* hidráulico (UCH) na literatura especializada referente à programação diária da operação. Inicialmente, conceituam-se os aspectos que estão relacionados à modelagem do UCH, seguida de uma lista de artigos sobre o assunto na literatura geral. Em seguida faz-se uma descrição mais detalhada das pesquisas realizadas pelo Cepel nesse assunto e por pesquisadores/universidades brasileiras. Ao final, faz-se um resumo comparativo da modelagem realizada em trabalhos recentes na literatura.

#### 3.1 O problema de *unit commitment* hidráulico (UCH)

O problema de *unit commitment* hidráulico, em sua essência geral, é semelhante ao de *unit commitment* térmico (UCT), já considerado hoje no DESSEM, e corresponde à alocação das unidades geradoras hidrelétricas no tempo, levando em consideração os impactos, na modelagem do problema de programação diária do problema, do status ligada/desligada das unidades geradoras. Os aspectos que tradicionalmente são mais tratados na literatura de UCH são os descritos a seguir.

##### 3.1.1 Representação da potência mínima quando ligada das unidades geradoras hidrelétricas

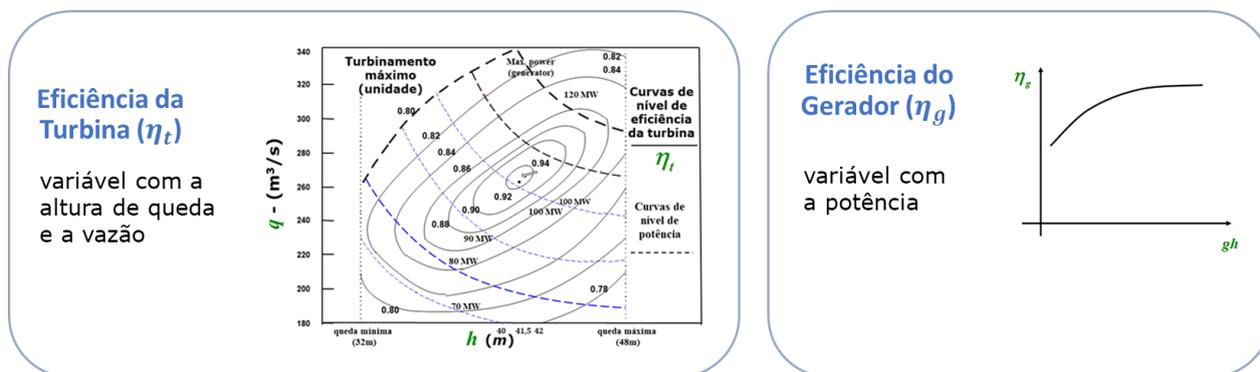
Assim como as unidades geradoras térmicas, as unidades hidráulicas não podem operar, uma vez acionadas, em qualquer valor de geração entre o valor zero e a sua potência máxima. Em particular, existe uma potência mínima que deve ser atendida pelas unidades enquanto acionadas, para evitar problemas de cavitação. Esta característica leva a uma não convexidade na região viável do problema, conforme ilustrado na Figura 3.1, e requer o uso de variáveis inteiras na formulação do problema.



**Figura 3.1 - Ilustração da região viável (em azul) para a operação de uma unidade geradora hidrelétrica, sujeita à restrição de potência mínima quando acionada.**

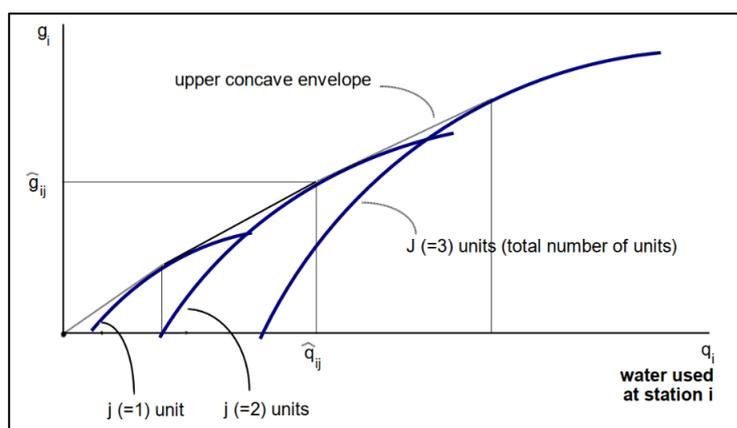
##### 3.1.2 Representação das curvas de eficiência individuais das turbinas / geradores

A eficiência de uma turbina é dada por uma curva não linear côncava, que depende da altura de queda líquida e da vazão turbinada na unidade, e que é denominada "curva colina" [22]. Modelos matemáticos para descrever essa curva tem sido propostos na literatura, como em [23], [24]. Já a eficiência do gerador também é dada por uma função não linear, porém em função da potência do gerador, como descrito em [25].



**Figura 3.2 - Variação não linear da eficiência da turbina com a altura de queda e a vazão, e da eficiência do gerador com a potência turbinada.**

Esses dois aspectos, ilustrados na Figura 3.2, levam a não lineares na formulação do problema. Além disso, o efeito da composição de várias curvas colinas leva a não convexidades na função de produção da usina como um todo, como ilustrado na Figura 3.3.



**Figura 3.3 - Efeito combinado das curvas de eficiência na não convexidade da função de produção da usina como um todo (fonte: [26]).**

### 3.1.3 Custo de partida das unidades geradoras

Acionamentos/desligamentos frequentes das unidades geradoras, embora possam ser viáveis do ponto de vista físico, tendem a ser evitadas, pois podem causar perda de eficiência e desgaste mecânico nos equipamentos, reduzindo a vida útil das unidades geradoras, e também perda de água nos processos de retomada da operação [27], [28]. Desta forma, pode-se considerar um “custo de partida” para as unidades geradoras [25], [29], cuja determinação é bastante complexa [27].

### 3.1.4 Zonas proibidas de geração para as unidades geradoras

Além da região situada abaixo da potência mínima do gerador, podem existir zonas proibidas em outros intervalos de geração, onde ocorrem os fenômenos de cavitação e vibrações mecânicas excessivas na turbina, que também podem reduzir a vida útil das unidades [30], [31].

### 3.1.5 Outras restrições

Assim como para as unidades térmicas, restrições de tempo mínimo ligada/desligada [32], [33] e rampas de geração [30] também podem ser aplicadas para as usinas hidrelétricas. Entretanto, como esses

aspectos não são tão restritivos para as unidades hidrelétricas, que possuem um tempo de resposta muito rápido, tais restrições são empregadas com bem menos frequência nos trabalhos estudados na literatura.

### 3.2 Pesquisas realizadas pelo CEPEL para formulação e resolução do problema de PDO com restrições de UCH

Nesta seção descrevem-se algumas pesquisas já realizadas pelo CEPEL no tema de *unit commitment* hidráulico, que resultaram em produtos que não foram disponibilizados para as instituições para validação ou utilização oficial no modelo DESSEM. Os principais aspectos analisados e conclusões desses estudos são relacionados a seguir.

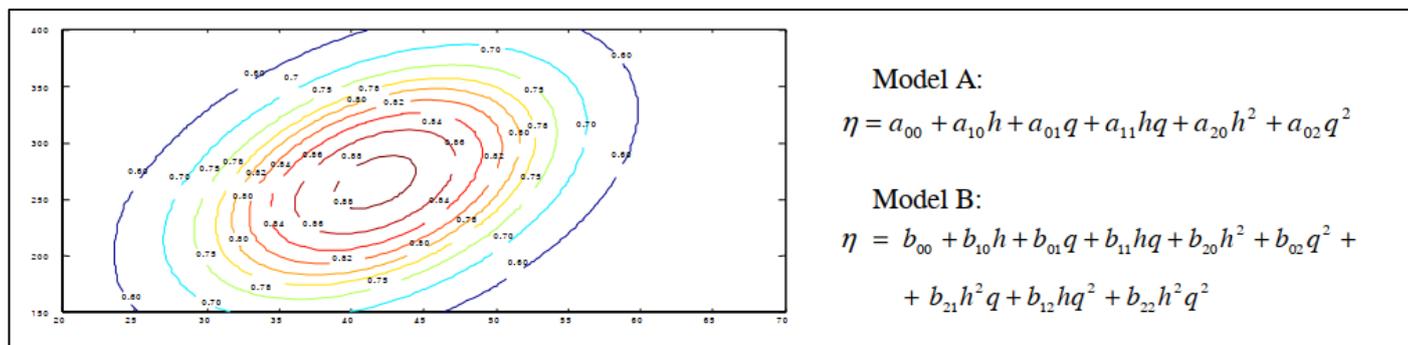
#### 3.2.1 Consideração das restrições de UCH no problema de PDO

Em 2003 o CEPEL desenvolveu, em colaboração com o IMPA, uma modelagem baseada em aplicação de relaxação Lagrangeana (RL) [34], conjugação com uma técnica de duplicação de variáveis [35], para tratar restrições de unit commitment térmico, no contexto do problema de programação diária da operação com restrições da rede elétrica e modelagem detalhada das restrições hidráulicas. A metodologia proposta foi descrita em [36], [37], onde foi apresentada uma aplicação de grande porte para sistema elétrico brasileiro, e resultou em uma versão do modelo DESSEM, que foi disponibilizada ao ONS para testes.

Esta metodologia foi posteriormente estendida para considerar restrições de *unit commitment* hidráulico, em um projeto de pesquisa com o IMPA e a UFSC, onde o procedimento de duplicação de variáveis foi estendido para as variáveis de geração hidráulica. Com isso, a metodologia de relaxação Lagrangeana, da forma como foi aplicada ao problema, é capaz de “isolar” as restrições de alocação de unidades hidráulicas em um subproblema específico de *unit commitment hidráulico*, que pode ser decomposto por usina hidrelétrica A proposta, apresentada em [38], leva em consideração as zonas proibidas e curvas colinas das unidades geradoras, porém sem apresentar ainda resultados. Na sequência a esse projeto, a IMPA e UFSC aprimoraram as pesquisas nesse assunto, dando origem a diversas publicações, com aplicações para o setor elétrico brasileiro [39], [40].

#### 3.2.2 Modelagem das curvas colinas

Outro desenvolvimento realizado pelo CEPEL ao longo da década de 2000 foi a proposição de um modelo bilinear/quadrático em duas dimensões (turbinamento e altura de queda), com até 9 parâmetros, para representação das curvas colinas das unidades geradoras, a partir de pontos obtidos em curvas de projeto dessas unidades [23]. Os modelos, cuja expressão é descrita na Figura 3.4, foram testados para uma curva exemplo de uma curva colina, mostrando bons resultados para o ajuste.

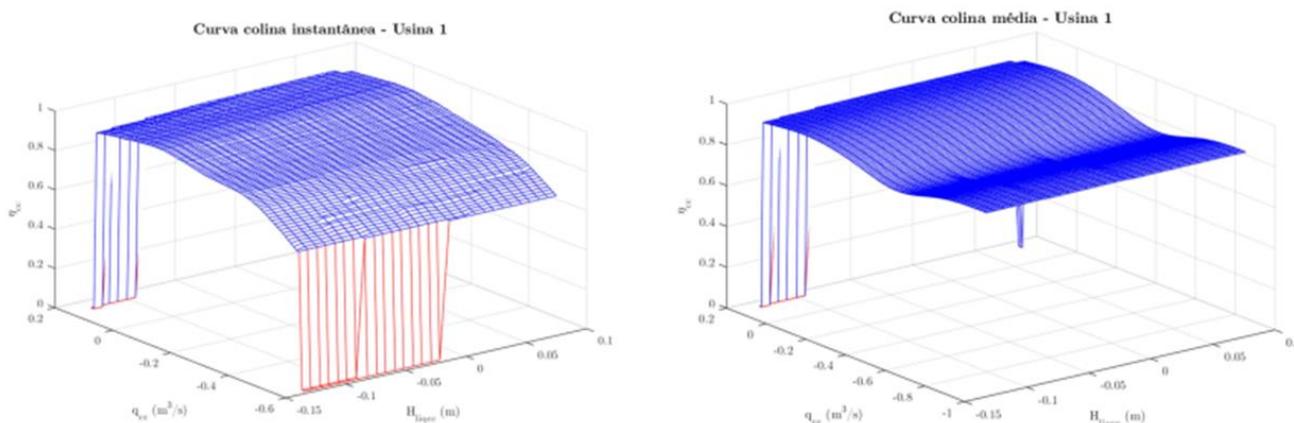


**Figura 3.4 - Exemplo do ajuste de um modelo bilinear/quadrático para modelagem das curvas colinas das turbinas.**

### 3.2.3 Consideração das curvas de eficiência dos geradores no cálculo da função de produção hidrelétrica da usina como um todo

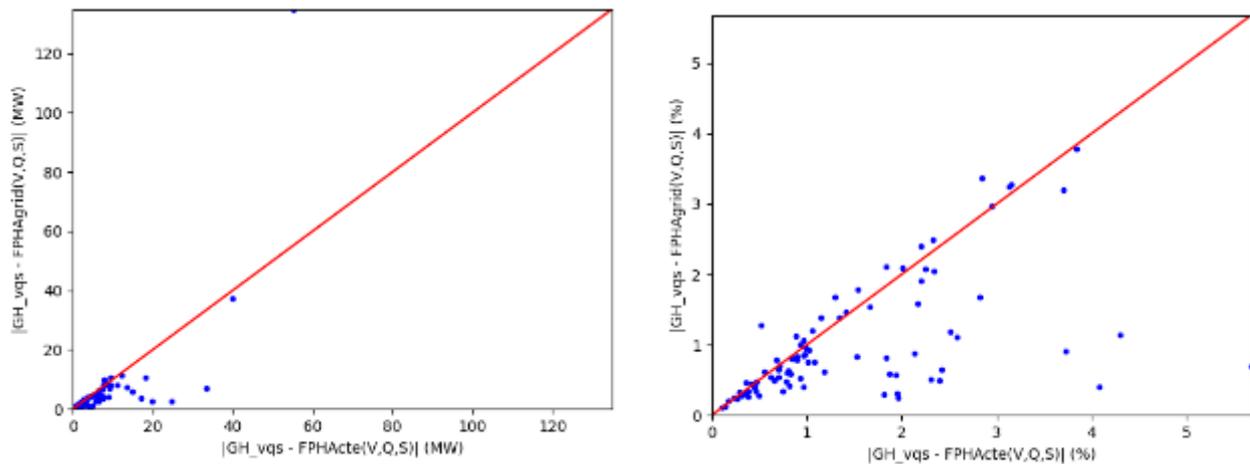
O CEPEL também tem feito pesquisas no sentido de representar, na função de produção de modelos de mais longo prazo, aspectos mais detalhados referentes à operação diária. Este assunto tem ganhado bastante importância com o crescimento na penetração das novas fontes renováveis com elevada variabilidade na geração (ex: usinas eólicas, solares). Neste contexto, tem se tornado necessário representar, nesses modelos de mais longo prazo, os custos de operação decorrentes da mitigação dessa variabilidade, como por exemplo o despacho de térmicas rápidas e de custo mais elevado.

Em [41], propõe-se construir uma função de produção hidrelétrica “média” para os períodos semanais/mensais. A ideia principal é que o uso da função de produção instantânea para determinar uma geração média semanal (ainda que em patamares) é otimista, pois, pelo comportamento aproximadamente côncavo da função, a avaliação da curva instantânea para um ponto de operação médio da usina leva a uma geração superior à que seria obtida calculando-se a média das consultas à função instantânea, para os diversos pontos operativos ocorridos ao longo da semana. Além disso, mesmo que uma unidade geradora tenha zonas proibidas de geração, o seu valor médio de operação semanal pode se situar nessa zona, já que a unidade pode estar desligada em algumas horas da semana e operando em outras. A obtenção dessa curva média da usina foi feita a partir de exemplos teóricos de curvas colinas para as unidades, e um dos algoritmos propostos procura otimizar a distribuição de geração entre as unidades. A metodologia proposta requer ainda uma distribuição de probabilidades da operação da usina ao longo da semana/mês, que pode ser obtida a partir de dados históricos. A Figura 3.5 ilustra, à direita, a construção dessa FPH média, onde se observa que os valores de geração não definidos para vazões médias muito baixas semanais (pontos em vermelho, no gráfico à esquerda) são “reconstituídos” ao construir-se uma curva média.



**Figura 3.5 - Exemplo de geração da usina obtida por curvas colinas (com zonas proibidas) instantâneas (esquerda) e média (direita) (Fonte: [41]).**

Já em outro trabalho mais recente, realizado em conjunto com o ONS e CCEE, publicado em [4] e mais bem detalhado no relatório técnico [5], utilizam-se dados históricos de operação de uma usina para construir, com o uso de um modelo aditivo generalizado (GAM), uma função de produção hidrelétrica para a usina como um todo considerando a variação das produtibilidades específicas das turbinas com a altura de queda e a vazão, e a variação das perdas nos condutos com a vazão, ao invés de utilizar valores médios para esses parâmetros. A metodologia foi aplicada no modelo DECOMP, apresentando ganhos significativos, em média tanto em valores absolutos (MW) como em %, quando comparada com a FPHA vigente no modelo DECOMP (vide Figura 3.6), a qual, apesar de já considerar a variação da produtividade das usinas de forma não linear com a altura de queda, considera valores constantes para a produtividade específica e perdas nos condutos, informadas no cadastro de usinas hidrelétricas fornecido pelo ONS.



**Figura 3.6 - Redução dos desvios da FPHA (pontos no triângulo inferior direito), com produtividade e perdas variáveis X constantes (Fonte: [5]).**

Esta metodologia está sendo estendida para o modelo DESSEM no escopo deste relatório técnico, conforme descrito na seção 8.1.

### 3.3 Revisão bibliográfica da consideração da modelagem de UCH

A literatura relacionada à consideração de restrições de *unit commitment* hidráulico é razoavelmente extensa. Para o leitor interessado, apresenta-se na Figura 3.7, uma lista de artigos sobre o assunto, varrendo trabalhos publicados desde os anos 1980. Como não é o objetivo deste relatório fazer uma revisão extensa de todos os trabalhos, comentam-se apenas algumas “tendências” verificadas em relação a esses trabalhos, e depois analisam-se mais a fundo os trabalhos mais recentes.

- A representação de curvas de eficiência das unidades é discutida desde antes dos anos 50 [42] [43];
- métodos heurísticos (ad-hoc) baseados em decomposição predominaram até os anos 80 [44] [45];
- a estratégia de resolução por relaxação Lagrangeana (RL), que visa decompor o problema para tratar melhor as não convexidades em subproblemas específicos de UCH, teve seu ápice nos anos 90 e 2000 [29] [46] [47] [30] [39] [40];
- técnicas de programação linear inteira começaram a ser aplicadas a partir dos anos 90 [26], [48]. Com o avanço nos *solvers* de programação linear inteira mista (MILP), a resolução por MILP passou a predominar a partir dos anos 2000 [32] [49] e tem se mostrado atualmente a técnica mais vantajosa para resolver problemas de grande porte envolvendo as restrições de UCH (vide lista de referências na Tabela 3.1);
- algumas técnicas de programação não linear inteira mista (MINLP) também já começam a ser empregadas [50] [51];
- algoritmos ad-hoc de decomposição ainda têm sido empregados, embora em menor frequência, combinando diferentes técnicas de resolução [52];
- alguns trabalhos são aplicados ao despacho individual (“self-scheduling”) de uma usina, como em [53] [52].

2020	C. Zhang and W. Yan, "Optimal Offering Strategy of a Price-Maker Hydro Producer Considering the Effects of Crossing the Forbidden Zones," in IEEE Access, vol. 8, pp. 10098-10109, 2020.	2008	Mariano, S.J.P.S., Catalão, J.P.S., Mendes, V.M., Ferreira, L.A.F.M., "Optimising power generation efficiency for head-sensitive cascaded reservoirs in a competitive electricity market", Int. Journ. Of Electrical Power and Energy Systems, v.30, n.2, pp. 125-133, 2008
2019	H. Skjelbred, J. Kong, "A comparison of linear interpolation and spline interpolation for turbine efficiency curves in short-term hydropower scheduling problems", IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2019	2008	Bisanovic, S., Hajro, M., Dlakic, M., "Hydrothermal self-scheduling problem in a day-ahead electricity market", Electric Power Systems Research, v.78, n.09, pp. 1579-1596, 2008
2019	J. Konga, H.I. Skjelbreda, O. B. Fosso, "An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem", Electric Power Systems Research, v.178, 2020	2008	Borghetti, A., D'Ambrosio, C., Lodi, A., Martello, S., "An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir", IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, n.3, pp. 1115-1124, Aug. 2008.
2017	A. Hamman, G. Hug, S. Rosinski, "Real-Time Optimization of the Mid-Columbia Hydropower System", IEEE Transactions on Power Systems, v.32, n.1, Jan. 2017	2004	Breton, M., Hachem, S., Hammada, A.G., "Accounting for losses in the optimization of production of hydroplants", IEEE Transactions on Energy Conversion, v.19, n.2, pp. 0346-0351, 2004
2016	T. Dal'Santo, A. S. Costa, "Hydroelectric unit commitment for power plants composed of distinct groups of generating units", Electric Power Systems Research, v.137, pp. 16-25, 2016	2002	Conejo, A.J., Arroyo, J.M., Contreras, J., Villamor, F.A., "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market", IEEE Transactions on Power Systems, v.17, n.4, pp. 1265-1272, 2002
2016	Séguin, S., Côté, P., Audet, C., "Self-Scheduling Short-Term Unit Commitment and Loading Problem", IEEE Transactions on Power Systems, v.31, n.01, pp. 0133-0142, 2016	2001	Siu, T.K., Nash, G.A., Shawwash, Z.K., "A practical hydro, dynamic unit commitment and loading model", IEEE Transactions on Power Systems, v.16, n.2, pp. 301-306, 2001
2016	Cheng, C., Wang, J., Wu, X., "Hydro unit commitment with a headsensitive reservoir and multiple vibration zones using MILP", IEEE Transactions on Power Systems, v.31, n.6, pp. 4842-4852, 2016	2001	Chang, G.W., Aganagic, M., Waight, J.G., et al, "Experiences with mixed-integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v.16, n.4, pp. 0743-0749, 2001
2014	X. Li, T. Li, J. Wei, G. Wang, W. W.-G. Yeh, "Hydro unit commitment via mixed integer linear programming: A case study of the three gorges project, China", IEEE Transactions on Power Systems, v. 29, n.3, pp. 1232, 1241, 2014	2001	J. Garcia-Gonzalez, G. A. Castro, "Short-term hydro scheduling with cascaded and head-dependent reservoirs based on mixed-integer linear programming", IEEE Power Tech Conference, Porto, Portugal, Sept. 2001
2014	Ansari, M., Amjadi, N., Vatani, B., "Stochastic security-constrained hydrothermal unit commitment considering uncertainty of load forecast, inflows to reservoirs and unavailability of units by a new hybrid decomposition strategy", IET Gener., Transm. & Distrib., v.08, n.12, pp. 1900-1915, 2014	2000	Philpott, A., Craddock, M., Waterer, H., "Hydro-electric unit commitment subject to uncertain demand ", European journal of operational research, v.125, n.2, pp. 0410-0424, 2000
2014	G. Hidalgo, D. G. Fontante, J. E. G. Lopes, J. G. P. Andrade, A. F. De Angelis, "Efficiency Curves for Hydroelectric Generating Units", Journal of Water Resources Planning and Management, v. 140, n.1, pp. 86-92, 2014	2000	Manzanedo, F., Castro, J.L., Péres-Donsón, M., "Application of evolutionary techniques to short-term optimization of hydrothermal systems", International Conference on Power Systems Technology - POWERCON, 2001
2013	Lima, R.M., Marcovecchio, M.G., Novais, A.Q., Grossman, I.E., "On the computational studies of deterministic global optimization of head dependent short-term hydro scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v.28, n.4, pp. 4336-4347, 2013	1998	Ponrajah, R.A., Witherspoon, J., Galiana, F.D., "Systems to optimize conversion efficiencies on Ontario Hydro's hydroelectric plants", IEEE Transactions on Power Systems, v.13, n.3, pp. 1044-1050, 1998
2013	B. Tong, Q. Zhai, X. Guan, "An MILP based formulation for short-term hydro generation scheduling with analysis of the linearization effects on solution feasibility", IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n.4, pp. 3588-3597, 2014	1997	Li, C., Hsu, E., Svoboda, A.J., et al, "Hydro unit commitment in hydro thermal optimization", IEEE Transactions on Power Systems, v.12, n.2, pp. 0764-0769, 1997
2012	C. Cheng, J. Shen, X. Wu, "Short-Term Scheduling for Large-Scale Cascaded Hydropower Systems with Multivibration Zones of High Head", Journal of Water Resources Planning and Management, 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000174, 2012	1997	Nilsson, O., Sjelvgren, D., "Variable splitting applied to modeling of start-up costs in hydro generation scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v.12, n.2, pp. 0770-0775, 1997
2011	Diaz, F.J., Contreras, J., Muñoz, J.I., Pozo, D., "Optimal scheduling of a price-taker cascaded reservoir system in a pool-based electricity market", IEEE Transactions on Power Systems, v.26, n.2, pp. 0604-0615, 2011	1996	George, J.A., Read, E.G., Kerr, A.L., Rosenthal, R.E., "Optimal scheduling of hydro stations: an integer Programming model", Technical Report, Energy Modelling Research Group Department of Management University of Carterbury, 1996
2011	J.C. Galvis, A. Padilha-Feltrin, J.M. Yusta Loyo, "Cost assessment of efficiency losses in hydroelectric plants", Electric Power Systems Research, v. 81, n.10, pp. 1886-1873, 2011	1996	Tufegdzic, N., Frowd, R.J., Standin, W.O., "A coordinated approach for real-time short-term hydro scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v.11, n.4, pp. 1698-1704, 1996
2011	I. Passos, "Metodologia de obtenção de curvas de colina usando redes neurais para geração hidrelétrica", Dissertação de Mestrado, Universidade do Pará, 2011	1994	Piekutowski, M.R., Litwinowicz, T., Frowd, R.J., "Optimal Short-term scheduling for a large-scale cascaded hydro system", IEEE Transactions on Power Systems, v.09, n.2, pp. 0805-0811, 1994
2010	Pérez-Díaz, J.I., Wilhelm, J.R., Sánchez-Fernández, J.A., "Short-term operation scheduling of a hydropower plant in the day-ahead electricity market", Electric Power Systems Research, v.80, n.12, pp. 1535-1542, 2010	1993	Rux, L.M., "An incremental economic dispatch method for cascaded hydroelectric power plants", IEEE Transactions on Power Systems, v.08, n.3, pp. 1266-1273, 1993
2010	J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, V. M. F. Mendes, "Scheduling of head-dependent cascaded reservoirs considering discharge, ramping constraints and start/stop of units", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v.32, n.8, pp. 904-910, Oct. 2010	1992	Ferreira, L.A.F.M., "Short-term scheduling of a pumped-storage power plant", IEE Proc., part C - Gen, Transm, Distr, v.139, n.06, pp. 0521-0528, 1992
2010	J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, V. M. F. Mendes, "Mixed-integer nonlinear approach for the optimal scheduling of a head-dependent hydro chain", Electric Power Systems Research, v.80, N.8, PP. 935-942, Aug. 2010	1988	Heinsson, E.B., "Optimal short term operation of a purely hydroelectric system", IEEE Transactions on Power Systems, v.3, n.3, pp.1072-1077, 1988
2010	Grace Hechme-Doukopoulos, Sandrine Brignol-Charoussel, Jérôme Malick, Claude Lemaréchal. The short-term electricity production management problem at EDF. Optima Newsletter – Mathematical Optimization Society, 84, pp. 2-6, 2010	1986	Allen, R.B., Bridgeman, S.G., "Dynamic programming in hydropower scheduling", Journal of Water Resources Planning and Management, v.112, n.3, pp. 0339-0353, 1986
2010	C. D'Ambrosio, A. Lodi, S. Martello, "Piecewise linear approximation of functions of two variables in MILP models", Operations Research Letters, v.28, pp. 39-46, 2010	1986	Nieva, R., Inda, A., Frausto, J., "CHT: A Digital Computer Package for Solving Short Term Hydro-Thermal Coordination and Unit Commitment Problems", IEEE Transactions on Power Systems, v.01, n.3, pp. 0168-0174, 1986
2009	Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M., Ferreira, L.A.F.M., "Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems: A nonlinear approach", IEEE Transactions on Power Systems, v.24, n.1, pp. 0337-0346, 2009	1986	El-Hawary, M.E., Kumar, M., "Optimal Parameter Estimation for Hydro-Plant Performance Models in Economic Operation Studies", IEEE Transactions on Power Systems, v.1, n.4, pp.126-131, 1986

Figura 3.7 - Subconjunto da literatura existente sobre modelagem de restrições de unit commitment hidráulico.

Uma revisão bibliográfica comparando as diferentes modelagens para alguns aspectos da função de produção, os tipos de problema considerados e métodos de solução empregados é apresentado na recente publicação [54], onde se verifica que a grande maioria dos trabalhos aplica MILP ou MINLP.

### 3.3.1 Trabalhos realizados no sistema brasileiro

Discutimos a seguir, em particular, alguns trabalhos envolvendo pesquisadores/universidades brasileiros, relacionados na ordem em que as primeiras contribuições surgiram na literatura (a lista não é exaustiva):

- trabalhos de professores do departamento de energia elétrica da UNICAMP, em conjunto com profissionais de empresas do setor elétrico brasileiro [55] [56] [25], onde se representam com detalhes as curvas colinas das unidades geradoras. Aspectos mais específicos da operação das unidades são representados, como custos de partida das unidades, e quantidade de acionamentos ao longo do dia. Alguns dos trabalhos são dedicados ao despacho "individual" das usinas, dada certa meta de geração ao longo do dia, onde se procura a distribuição da geração entre as unidades das usinas que leve a menores valores de perdas de geração. O trabalho mais recente [57] aplica programação semi-definida para um problema de despacho com modelagem AC da rede elétrica, porém com um problema de menor porte, com 3 usinas hidrelétricas e 57 barras;
- trabalhos com participação de professores do Labplan, da UFSC, detalhando algumas especificidades adicionais do UCH das usinas hidrelétricas, como as curvas colinas e zonas proibidas de operação. Inicialmente foram propostos trabalhos com aplicação de relaxação Lagrangeana para o despacho de

forma integrada [39] [40], e métodos de RL ou *Branch&Bound* para o “self-scheduling” de uma usina [53], [58]. Alguns trabalhos comparam diferentes formulações para a modelagem da função de produção, avaliando o custo-benefício de cada uma delas em termos de custo computacional x acurácia dos resultados [59], [60]. O trabalho [51] realiza uma comparação interessante entre as técnicas de solução por RL, MILP, MINLP para uma cascata com 8 usinas hidrelétricas e 29 unidades geradoras, concluindo que cada técnica tem suas vantagens e “nicho” de aplicação em condições específicas:

- ✓ a técnica de RL é a que tem o desempenho menos sensível à complexidade do problema, mas requer uma expertise elevada dos programadores para modelar e resolver o problema;
  - ✓ dentre os métodos que levam ao uso de pacotes, a técnica de MILP escala melhor do que a MINLP em relação ao tamanho do problema, e tem melhor controle sobre a otimalidade da solução;
  - ✓ a técnica de MINLP é a que melhor representa as restrições do problema, porém é a mais cara computacionalmente e requer boas soluções iniciais para achar a solução ótima.
- trabalhos recentes de aplicação de MILP, por outros pesquisadores da UFMG [61] e da UFSC [33], envolvendo usinas dos rios Araguari, Madeira e Rio Grande.

### 3.3.2 Análise comparativa dos diversos trabalhos

Finalmente, apresenta-se na Tabela 3.1 uma tabela comparativa dos tipos de modelagem da função de produção, principais aspectos considerados na formulação do problema, tamanhos dos problemas resolvidos e pacotes empregados, para diversos trabalhos que aplicaram MILP e MINLP para a resolução do problema<sup>1</sup>. Esta comparação é importante, pois a viabilidade de consideração determinada forma de modelagem ou estratégia de solução depende muito do problema a ser resolvido. Algumas observações sobre os trabalhos são feitas a seguir:

- alguns trabalhos têm adotado modelagens que aplicam diferentes funções de produção para a usina, em função da quantidade de unidades ligadas [33], [52], o que está em linha com o que está sendo proposto neste trabalho;
- apesar de representar a curva colina, diversos trabalhos não modelam o requisito de engolimento máximo de uma turbina hidrelétrica em função da altura de queda (vide seção 4.3), que é um importante aspecto solicitado pelo ONS para inclusão nos modelos, desde 2015 [62];
- a grande maioria dos trabalhos é aplicado a problemas com um número muito reduzido de usinas, com um tempo computacional reduzido. Assim, não é possível avaliar ainda a complexidade da inclusão de uma modelagem inteira para representação do número de unidades ligadas na modelagem da FPHA (vide seção 8) no problema resolvido pelo DESSEM, por ter outra ordem de grandeza em relação ao porte. De qualquer forma, a ausência de artigos com aplicações para sistemas de grande porte sugere que haja dificuldades grandes em resolver um problema de grande porte com tais restrições;
- o trabalho de maior porte [59] considerou um problema com 15 usinas hidrelétricas em um sistema de 118 barras, apresentando tempos que variaram de menos de 1 minuto até 10 minutos, dependendo da formulação adotada. Estes resultados sugerem que seja interessante buscar formulações que melhor balanceiem o custo-benefício entre qualidade dos resultados e tempo computacional.

<sup>1</sup> os autores esforçaram-se ao máximo para serem acurados nessa avaliação, porém determinados aspectos podem ter passados despercebidos em nossa leitura dos trabalhos.

**Tabela 3.1 - Comparação entre as metodologias aplicadas em alguns trabalhos que aplicam MILP ou MINLP para resolver problemas envolvendo unit commitment hidráulico.**

Ref	Tipo FPH	$h_{mon}$	$h_{jus}$	$h_{perd}$	$Q_{max}$	curv col	zonas $p_{min}$	NH / nh	Discr. Temp .	Método Sol. (Pacote)
(Santos, Finardi, 2022) [59]	LPPI(V,Q)/usi	NL	NL	NL(Q)	-	NL (h,q)	zonas	15 / nd	24 x 1h	MILP (GUROBI)
(Zhang, Yan, 2020) [63]	LPPI(h,q)/uni	L	quad	-	-	NL (h,q)	zonas	1 / 26	24 x 1h	MILP (CPLEX)
(Gued, Maia, Lisb, 2017) [61]	NL(V,Q)/usi	NL	NL	Quad (Q)	$f(V)$	tabela	zonas	4 / nd	24 x 1h	MILP (GUROBI)
(Hamm, Hug, Rosink, 2017) [64]	LPP(h,q)/usi	fixo	L	-	-	nd	-		48 x 5min	QP (minos)
(Dal' Santo, Costa, 2016) [33]	NL(V,Q)/#uni	fixo	NL	Quad (Q)	-	NL (h,q)	-	3 / 34	24 x 1h	MINLP (DICOPT)
(Seguin, Cote, Audet, 2016) [52]	NL(V,Q)/#uni	NL	NL	NL (Q)	-	NL (Q)	-	2 / 10	168 x 1h	MINLP (Ipopt + XpressMP)
(Cheng, Wang, Wu, 2016) [31]	LPP(V,Q)/uni	NL	NL	Quad (Q)	$f(V)$	-	zonas	1 / 5	24 x 1h	MILP (LINGO)
(Li, Li, Wen, Wang, Yeh, 2014) [28]	LPPI(h,q)/uni	NL	NL	NL (Q)	-	NL (h,q)	-	1 / 32	24 x 1h	MILP (LINGO)
(Lima, Marcov, Novais, 2013) [50]	BL(h,q)/usi	L	L	-	-	Cte	qmin	6 / 44	24 x 1h	MINLP (ad hoc)
(Finardi, Scuzziato, 2013) [58]	NL(V,Q,S)/uni	NL	NL	NL (Q,GH)	$f(V,Q,S)$	NL (h,q)	zonas	1 / 14	24 x 1h	RL (ad-hoc)

Uma explicação das colunas da tabela e símbolos utilizados nessa comparação é apresentada a seguir.

**Tabela 3.2 - Explicação da terminologia utilizada na Tabela 3.1.**

<p><b>“Tipo FPH”:</b> tipo de modelagem para a função de produção (o espaço * correspondem aos tipos de função e argumentos, descritos posteriormente)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ “*/ usi”: função para a usina como um todo;</li> <li>✓ “*/ #uni”: função para a usina como um todo, porém para cada número de quantidades ligadas;</li> <li>✓ “*/ uni”: função por unidade geradora.</li> </ul> <p><math>h_{mon}</math>, <math>h_{jus}</math>: funções relacionadas às cotas de montante e jusante do reservatório;</p> <p><math>h_{perd}</math>: função de perdas nos condutos;</p> <p><math>Q_{max}</math>: função para o engolimento máximo das turbinas</p> <p><b>“curvcol”:</b> forma de representação da curva de eficiência (curva-colina) das turbinas;</p> <p><b>“Zonas/pmin”:</b> representação de zonas proibidas genéricas ou só para a potência mínima;</p> <p><b>NH / nh:</b> número de usinas / número de unidades geradoras</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**Discr. Temp:** discretização temporal ( $n \times \Delta t$ ): número de períodos x duração de cada período

**Método Sol (Pacote):** método de solução e pacote empregado.

Expressões das funções ao longo das colunas

- ✓ "fixo" ou "cte": aplicação de um valor fixo ou constante;
- ✓ "L": linear;
- ✓ "LPP": linear por partes (com variáveis contínuas);
- ✓ "LPPI": linear por partes com variáveis inteiras;
- ✓ "NL": não linear;
- ✓ "Quad": quadrática;
- ✓ "BL": bilinear.

Argumentos nas funções

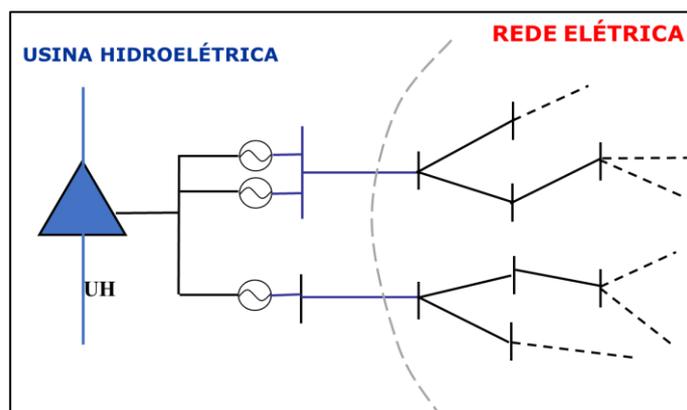
- ✓ "h": altura de queda;
- ✓ "q": vazão turbinada;
- ✓ "V": volume armazenado;
- ✓ "S": vertimento;
- ✓ "GH": geração hidrelétrica (para função de perdas).

## 4 STATUS ATUAL DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NOS MODELOS DE OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA DO CEPEL

Neste capítulo descreve-se como a geração das usinas hidrelétricas é atualmente representada nos modelos de otimização energética que consideram uma modelagem individualizada das usinas hidrelétricas (DESSEM, DECOMP e NEWAVE híbrido), para que se possa ter uma maior clareza dos aspectos novos que estão sendo propostos neste relatório.

### 4.1 Representação das unidades geradoras de forma individual

A versão atual do DESSEM, em uso oficial pelas instituições, representa a usina hidrelétrica como um todo, não considerando as restrições operativas de *unit commitment* de cada uma de suas unidades geradoras, como a potência mínima enquanto ligada, tempos mínimos acionada ou desligada, contribuição da reserva apenas pelas unidades acionadas, cuja proposta de implementação será discutida a partir da seção 6 desse relatório. Entretanto, nas situações em que existem unidades de uma mesma usina conectadas em barras diferentes da rede elétrica, o modelo representa individualmente os grupos de unidades geradoras que estão conectados em uma mesma barra, como indicado na Figura 4.1.



**Figura 4.1 - Diferenciação da geração de unidades geradoras de uma mesma usina que estejam conectadas em barras diferentes da rede elétrica.**

Finalmente, como a modelagem por um fluxo de potência DC para as restrições de limite de fluxo e de segurança da rede elétrica resulta na aplicação de restrições com coeficientes de injeção por barra, na situação mencionada acima eventuais gargalos na rede elétrica podem impor restrições implícitas à injeção de uma das barras as quais a usina está conectada, resultando em limitações de geração mínima ou máxima implícitas para a usina como um todo, que serão automaticamente consideradas no despacho realizado pelo DESSEM.

Ressalta-se ainda que a versão atual do modelo DESSEM considera a possibilidade de saída de unidades geradoras ao longo do horizonte de estudo, devido a eventuais manutenções programadas, e que resultam em reduções na geração da usina como um todo, de forma discreta conforme a capacidade de geração da usina.

### 4.2 Variação não linear da geração hidrelétrica com a altura de queda líquida

Atualmente, os dados cadastrados fornecidos pelo ONS para serem utilizados nos modelos de otimização energética consideram um único valor médio  $\eta = \eta_t \eta_g$  para a eficiência dos conjuntos turbina-gerador da usina como um todo, o que resulta, após multiplicação por um fator que leva em consideração a densidade da água e a aceleração da gravidade, em uma produtividade específica  $\rho_i$  para cada usina  $i$ .

Desta forma, com os dados que se têm disponíveis<sup>2</sup>, o cálculo da geração hidrelétrica é feito para a usina como um todo ( $GH_i$ ), cuja expressão exata (ou seja, obtida diretamente através dos dados cadastrais, previamente à modelagem do problema) é denominada de  $FPH_i$  e expressa a seguir, em função do volume  $V$ , vazão turbinada  $Q$  e vazão vertida  $S$  da usina.

$$FPH_i(V_i, Q_i, S_i) = \sum_{j=1}^{nh_i} gh_{i,j}(q_{i,j}, V_i, Q_i, S_i) = \sum_{j=1}^{nh_i} \rho_i \cdot q_{i,j} [h_{mon_i}(V_i) - h_{jus_i}(Q_i, S_i) - h_{perdas_i}]$$

$$= \rho_i Q [h_{mon_i}(V_i) - h_{jus_i}(Q_i, S_i) - h_{perdas_i}]$$

onde  $q_{i,j}$  é o turbinamento de cada unidade  $j$  dentre as  $nh_i$  unidades da usina (e, portanto,  $Q = \sum_{j=1}^{nh_i} q_{i,j}$ ). Se a perda de queda for dada sob a forma de um fator, temos que:

$$FPH_i(V, Q, S) = \rho_i Q [h_{mon_i}(V) - h_{jus_i}(Q, S)] k_{perdas_i}$$

A Figura 4.2 apresenta o gráfico da função de produção exata de uma usina real do sistema brasileiro. À esquerda, mostra-se o comportamento da curva quando a usina não apresenta vertimento e, à direita, o impacto do vertimento na geração, para valores fixos de turbinamento e volume armazenado.

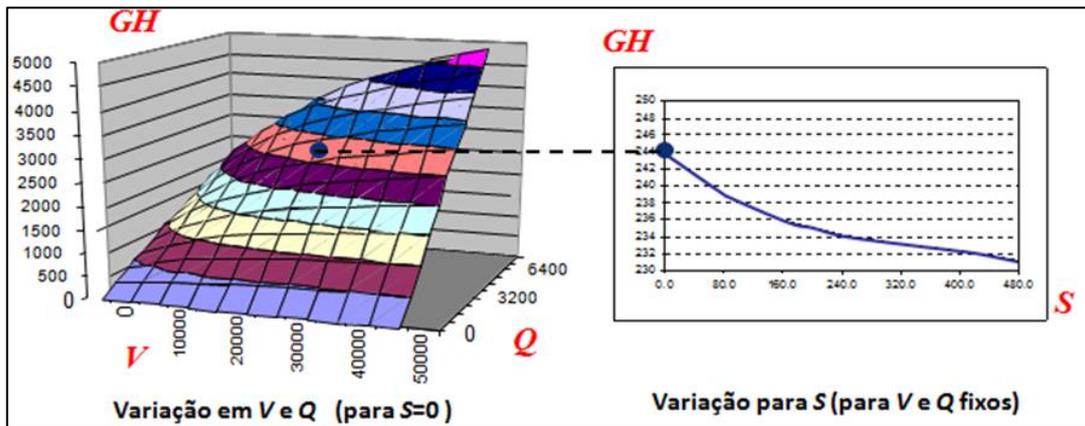


Figura 4.2 - Exemplo da função de produção hidrelétrica  $FPH_i$  de uma usina hidrelétrica

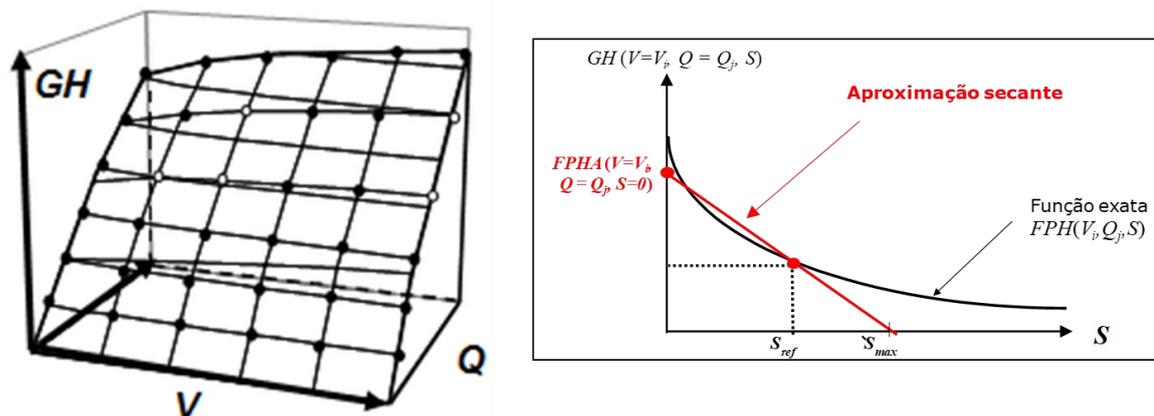
Como a expressão da  $FPH_i$  é não linear, faz-se necessário um tratamento que permita a aplicação em um problema de programação linear, e que ao mesmo tempo preserve uma representação acurada da não linearidade da função. Esta modelagem, proposta em [6] e inspirada em [65], cujos procedimentos estão mais bem detalhados no Manual de Metodologia do DESSEM [20], resulta em um modelo linear por partes em 4 dimensões.

A expressão final da aproximação linear por partes da função de produção hidrelétrica da usina  $i$ , denotada por  $FPHA_i$ , é dada por:

$$(FPHA_i) \quad \begin{cases} GH_i^t \leq \gamma_0^k + \gamma_V^k V_i^t + \gamma_Q^k Q_i^t + \gamma_S^k S_i^t \\ t = 1, \dots, T, k = 1, \dots, NPF_i, \end{cases}$$

<sup>2</sup> o CEPEL desconhece a existência, até o momento, de dados oficiais para as eficiências das turbinas (curvas colinas) e dos geradores de cada unidade geradora das usinas hidrelétricas do SIN, individualmente.

onde  $\gamma_{0_i}^k$ ,  $\gamma_{V_i}^k$ ,  $\gamma_{Q_i}^k$  e  $\gamma_{S_i}^k$  correspondem, respectivamente, ao termo independente e aos coeficientes relacionados às variáveis  $V$ ,  $Q$  e  $S$  na função para cada corte  $k$ , e  $NPF_i$  é o número de pontos da função de produção para a usina  $i$ . A Figura 4.3 ilustra um esquema dessa função.



**Figura 4.3 - Exemplo esquemático da aproximação linear por partes da função de produção hidrelétrica das usinas hidrelétricas, denominada de FPFA.**

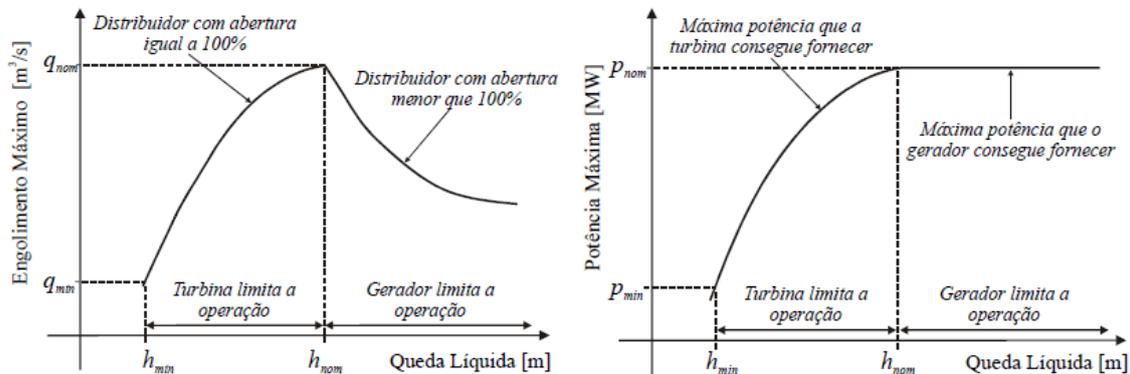
Ressalta-se que a modelagem da *FPFA* descrita nesta seção é utilizada tanto para a construção da função de produção das usinas hidrelétricas considerando os aprimoramentos previstos nessa fase 1 da implementação do UCH, para compatibilização com o DECOMP (descrita na seção 5), como para a construção da função de produção hidrelétrica da usina em função da quantidade de unidades geradoras acionadas, prevista na etapa 4 da implementação do UCH e descrita na seção 8.

### 4.3 Engolimento máximo das usinas hidrelétricas

Um aspecto relevante para ser considerado no despacho das usinas hidrelétricas é o engolimento máximo de suas turbinas, que corresponde à vazão máxima que pode ser absorvida pelas unidades geradoras. Este engolimento pode ser limitado de duas formas:

- pela capacidade de engolimento d’água pela própria turbina, em função de alturas de queda líquida muito baixas do reservatório. Nesta situação, o gerador está “folgado”, mas não há “pressão” suficiente para atingir a vazão máxima suportada pela turbina. Neste caso, diz-se que a geração da usina foi limitada pela capacidade de engolimento da turbina (ou seja, a turbina limita a operação);
- pela capacidade de potência que pode ser entregue pelo gerador, que ocorre em alturas de queda muito elevadas. Nesta situação, o máximo de vazão que a turbina pode engolir levaria a uma potência superior à capacidade do próprio gerador. Neste caso, diz-se que houve limitação de geração da usina devido à capacidade do gerador (ou seja, o gerador limita a operação).

Essa questão é ilustrada na Figura 4.4 que mostra, à esquerda e direita, respectivamente, o engolimento máximo da turbina e a potência máxima do gerador em função da altura de queda da usina. Ambos os valores são crescentes até o ponto em que se atinge a potência nominal ( $h_{nom}$ ) do gerador, sendo a geração da usina nesse intervalo limitada pela capacidade da turbina. A limitação pelo gerador ocorre apenas acima desse valor  $h_{nom}$ , quando é necessário reduzir o turbinamento da unidade geradora, pois a geração que seria obtida com o engolimento máximo da turbina seria maior que a capacidade do gerador.



**Figura 4.4 - Engolimento máximo e potência máxima de um conjunto turbina/gerador em função da altura de queda líquida.**

O engolimento máximo total do conjunto de turbinas de uma usina hidrelétrica, dada uma determinada vazão defluente  $q_{def}$ , pode ser obtido pela seguinte expressão, que é a efetivamente empregada no DESSEM:

$$q_{max_T} = \left( \frac{h_l(q_{def})}{h_{ef}} \right)^\alpha \cdot q_{ef}$$

onde:

$h_l$ : altura de queda líquida da usina;

$h_{ef}$ : altura de queda efetiva da usina, dada pela média das alturas efetivas (de cadastro) dos conjuntos de unidades geradoras da usina, ponderadas pelo número de unidades em cada conjunto;

$q_{ef}$ : vazão efetiva da usina, que corresponde à soma das vazões efetivas de cadastro de suas unidades geradoras. Esta vazão consta do cadastro das usinas hidrelétricas e é considerada como sendo a vazão "nominal" da usina;

$\alpha$ : fator que depende do tipo das turbinas da usina: para as turbinas Francis e Peltron adota-se o fator 0,5 e para as turbinas Kaplan adota-se o fator 0,2.

Como se observa na expressão acima, para a determinação de  $q_{max_T}$  é necessário conhecer o valor de altura de queda líquida, que por sua vez depende do volume do reservatório e da vazão defluente, que são variáveis de decisão do problema DESSEM. Entretanto, o cálculo desse turbinamento máximo deve ser realizado *a priori*, antes de se resolver o problema de otimização do modelo DESSEM. Para contornar este problema, o cálculo do engolimento máximo é feito de forma iterativa, como descrito no Manual de Metodologia do modelo.

#### 4.4 Considerações finais

Conforme descrito nas seções anteriores deste capítulo, observa-se que, embora o modelo DESSEM não represente ainda explicitamente o *unit commitment* hidráulico e as eficiências das turbinas, já representa uma série de aspectos não lineares da operação de suas turbinas e geradores. Além disso, a modelagem está aderente aos dados que estão disponíveis no cadastro das usinas hidrelétricas, visto que estes não

---

incluem informações específicas relacionadas à eficiência de cada turbina ou gerador, potência mínima (enquanto ligada) das unidades, e tempos mínimo ligada e desligada de cada unidade geradora.

Nas seções seguintes, apresenta-se as quatro fases de implementação das restrições de UCH no modelo DESSEM, conforme proposta apresentada pelo CEPEL, para discussão junto às instituições. A primeira fase, descrita no capítulo 5, consiste em uma “compatibilização” do DESSEM com os aprimoramentos mais recentes já realizados no modelo DECOMP, e para os quais já existem dados disponíveis para as usinas hidrelétricas, disponibilizados pelo ONS. Já para as fases seguintes, torna-se necessária a disponibilização dos dados operativos de cada unidade geradora que serão discutidos nas respectivas seções.

## 5 FASE 1: COMPATIBILIZAÇÃO COM A FPJA JÁ UTILIZADA NO DECOMP

A fase inicial de implementação do *unit commitment* hidrelétrico consiste na consideração, no modelo DESSEM, das restrições e funcionalidades que foram incorporadas e já são utilizadas oficialmente no modelo DECOMP, relacionadas a seguir:

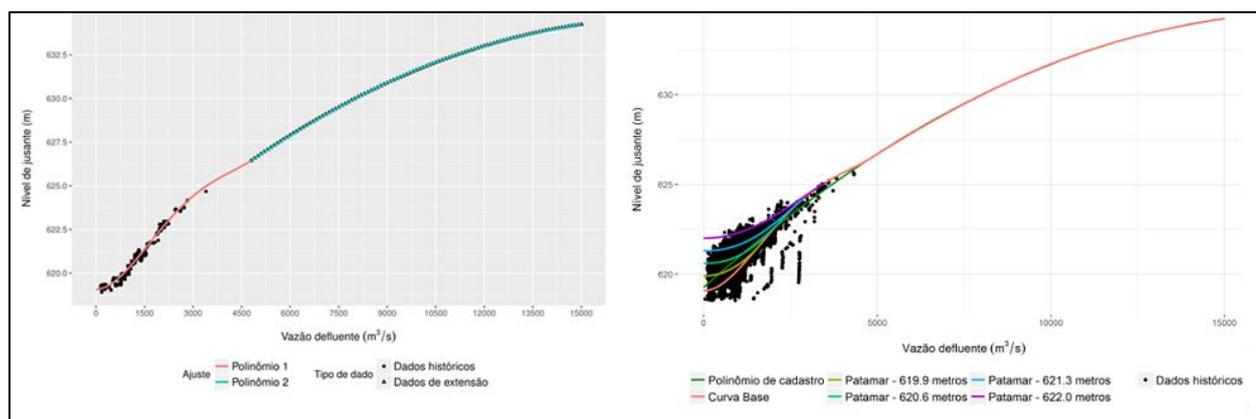
- polinômios por partes para a cota do canal de fuga;
- influência da vazão lateral na função de produção;
- aprimoramentos e ajustes realizados mais recentemente na FPJA do DECOMP.

Além disso, uma funcionalidade também já foi validada na FT-DECOMP mas ainda não é utilizada no DECOMP, e que será migrada para o DESSEM é a consideração das produtibilidades específicas e e perdas variáveis.

### 5.1 Polinômios por partes para a cota do canal de fuga

No arquivo de cadastro das usinas hidrelétricas, cada usina pode possuir vários polinômios para a cota do canal de fuga, um para cada possível valor de referência da cota de montante da usina de jusante (no caso de haver remanso). Esta função é um polinômio de quarto grau da cota de jusante da usina em função da vazão que influencia a cota do canal de fuga.

No ano de 2018, o GTDP – Grupo de Trabalho para Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade do ONS revisou os dados dos polinômios dos canais de fuga, e passou a adotar diversos polinômios, um para cada faixa de vazão, para cada cota de montante do reservatório de jusante. A modelagem da cota do canal de fuga por uma função polinomial por partes visa dar maior acurácia, uma vez que permite que se ajustem diversos polinômios para modelar uma mesma curva, onde cada polinômio é utilizado em determinado domínio da função. Alguns resultados deste ajuste são mostrados no relatório do grupo [66] e ilustrados na Figura 5.1. Estas curvas foram introduzidas no modelo DECOMP e hoje são utilizadas oficialmente nos processos de PMO e PLD.

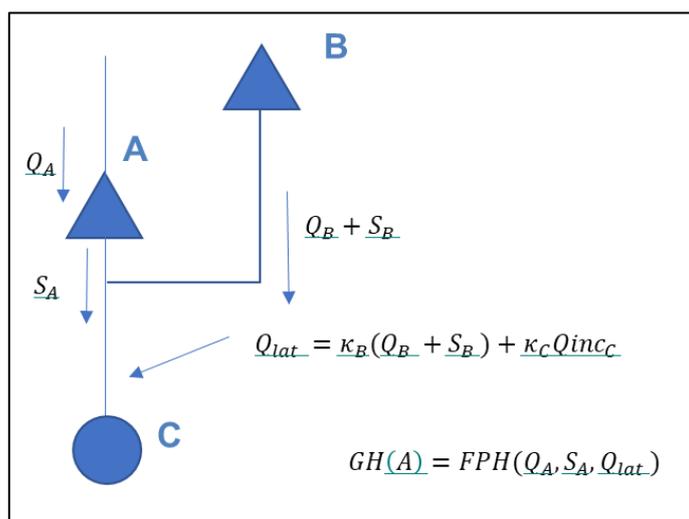


**Figura 5.1 - Exemplos de ajustes das curvas de jusante por polinômios por partes. À esquerda, há somente 1 curva por partes e, à direita várias curvas por partes (fonte: [66]).**

Portanto, uma das atividades iniciais a serem feitas é fazer com que o modelo DESSEM passe a considerar também essas curvas.

## 5.2 Influência de vazões laterais na FPHA

Algumas usinas têm a sua cota de jusante influenciadas por uma vazão “lateral” proveniente de defluência de uma outra usina “paralela” a ela, ou de uma vazão incremental que chega a uma usina próxima a ela, por questões de remanso da água. A figura a seguir ilustra a situação em que a defluência de uma usina A pode ser influenciada pela defluência de outra usina B e da afluência incremental de uma terceira usina C. Note que, neste exemplo, nenhuma das duas usinas B ou C impactam o balanço hídrico de A. Porém, sua geração é influenciada pela operação destas usinas.



**Figura 5.2 - Exemplo de contribuição de vazão lateral na cota do canal de fuga de uma usina hidrelétrica.**

Como ilustrado acima, essas vazões laterais podem ser provenientes tanto de defluências de outras usinas, que se situam em rios que se encontram a jusante, como de vazões naturais em alguns pontos. Neste sentido, o CEPEL generalizou a modelagem do impacto do vertimento na função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA), de forma a considerar o que passou a ser chamado de “vazão lateral”, que corresponde à soma de todas as vazões que impactam a cota do canal de fuga, mas não são provenientes de turbinamento da usina. Portanto, essas vazões podem incluir:

- vertimento da usina;
- defluência de uma usina que “deságua” à jusante da usina;
- afluência natural em algum posto adjacente ao canal de fuga.

A modelagem generalizada da FPHA considerando a vazão lateral, que está descrita em [67], também será incorporada ao modelo DESSEM.

## 5.3 Aprimoramentos no cálculo da FPHA

Recentemente, foram introduzidos alguns aprimoramentos no cálculo da FPHA no modelo DECOMP, e que foram desenvolvidos no ambiente LIBs, para que possam estar mais facilmente disponíveis para os outros modelos que consideram a FPHA no subproblema de coordenação hidrotérmica. Os aprimoramentos estão descritos a seguir:

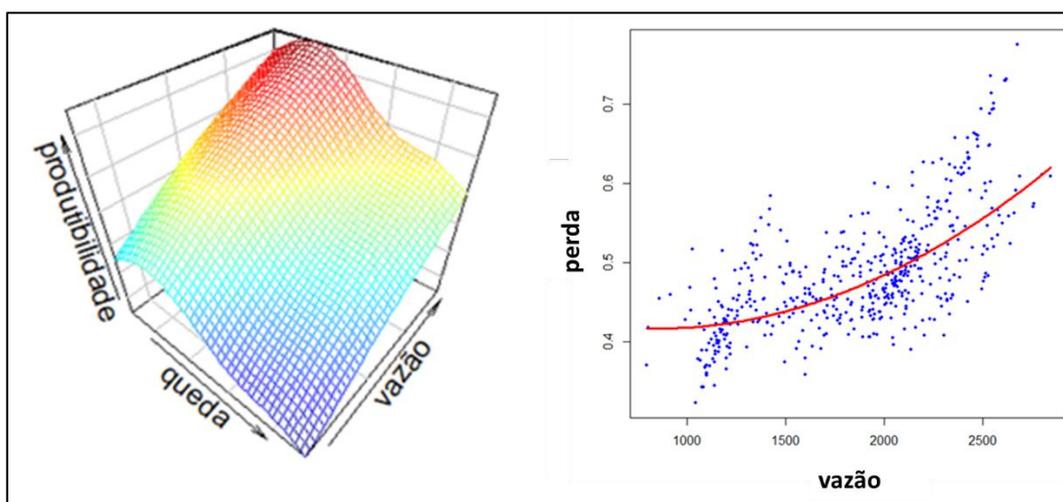
- melhorias na aproximação secante do vertimento:

- ✓ na definição da janela máxima, caso a vazão média de longo termo (MLT) da usina seja nula, passa a ser considerado 2x o engolimento máximo do gerador;
- ✓ O processo de cálculo do ponto central do corte passa a ser feito através do cálculo de uma média dos pontos de uma grade que pertencem àquele corte.
- Algoritmo de cálculo do envelope convexo N-Dimensional:
  - ✓ algoritmo único (usinas a fio/d'água ou reservatório), robusto e mais eficiente para cálculo do envelope convexo N-Dimensional;
  - ✓ atende às novas características (não diferenciabilidade) da função de produção exata (FPH).
- Procedimento de agregação de cortes semelhantes:
  - ✓ foi aprimorado, de forma a passar a considerar a média dos cortes agregados, ao invés de considerar apenas o valor de um dos cortes.

Estes aprimoramentos já estarão disponíveis no modelo DESSEM, tão logo seja atualizado o módulo de cálculo da FPHA no modelo, considerando as funcionalidades atualmente utilizadas no DECOMP.

#### 5.4 FPHA com produtividade e perdas variáveis

O aprimoramento mais recente foi a consideração de produtibilidades específicas do conjunto turbina-gerador variáveis com a altura de queda e a vazão defluente, e perdas nos condutos variáveis com a vazão turbinada, que foi discutido brevemente na seção 3.2.3 e está detalhado no relatório técnico do CEPEL [5]. A metodologia [4], desenvolvida em conjunto com o ONS e a CCEE no âmbito dos trabalhos da CPAMP, consiste em considerar, ao invés de valores constantes de cadastro para estes parâmetros, curvas fornecidas pelo usuário através de uma grade de pontos. Estas curvas são construídas aplicando-se um modelo aditivo generalizado a partir dos dados históricos reconstituídos utilizando-se informações dos polinômios das usinas, e tratados para se adequarem à discretização temporal do modelo. Os pontos originais são obtidos para diferentes valores de unidades ligadas, podendo-se perceber, em alguns casos, padrões claros para cada caso. No entanto, como o modelo DECOMP não representa o número de máquinas em operação, ajusta-se somente uma curva para a usina como um todo, como ilustrado na Figura 5.3.



**Figura 5.3 - Exemplos de ajuste de um modelo GAM para os dados de produtividade e perdas variáveis de uma usina hidrelétrica.**

## **6 FASE 2: REPRESENTAÇÃO DA OPERAÇÃO DE CADA UNIDADE GERADORA NO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO**

Na versão atual do modelo DESSEM, a decisão de geração hidrelétrica é feita por usina, podendo haver uma diferenciação entre as unidades apenas se a usina se conectar em diferentes barras da rede elétrica. Na modelagem do *unit commitment* hidráulico, torna-se necessário diferenciar cada unidade geradora hidráulica no problema de otimização, realizando os procedimentos mostrados a seguir:

- modelagem da alocação da unidade geradora, ou seja, definição do status de estar ligada ou desligada, como uma variável binária, e definição de uma variável contínua<sup>3</sup> para mudança de estado de ligada para desligada, e vice-versa;
- modelagem das variáveis de turbinamento por unidade e equação de composição do turbinamento da usina pelo somatório do turbinamento das unidades;
- modelagem da geração da usina como o somatório da geração das unidades;
- restrições de unit commitment hidráulico (UCH), ou seja, que envolvem os status das unidades, como turbinamento mínimo (enquanto acionada), geração mínima (enquanto acionada), custo de partida, tempo mínimo ligado ou desligado<sup>4</sup> e número máximo de acionamentos
- Operação em síncrono.

### **6.1 Modelagem da alocação (ON/OFF) das unidades geradoras**

Este primeiro grupo de restrições se refere à representação do status “ligada” e “desligada” de cada unidade geradora e as que indicam mudança de status.

#### **6.1.1 Status das unidades geradoras**

Cada unidade geradora terá uma variável binária para definir se a mesma se encontra ligada ou desligada. Além disso, cada unidade terá a informação de sua condição no início do estudo, ou seja, há quanto tempo a unidade está ligada, desligada, operando em vazio ou em síncrono.

Em virtude da possibilidade de operação em vazio ou síncrono, a modelagem do UCH considera que a unidade geradora pode operar em um dos possíveis estados:

- desligada (ou seja, não sincronizada e com geração nula);
- ligada com geração (ou seja, entregando potência ativa);
- operando em síncrono (ou seja, sincronizada no sistema e consumindo potência ativa);
- em vazio (ou seja, com geração nula, porém podendo atender a reserva).

Considerando esta representação, se a unidade estiver ligada, terá geração maior ou igual ao seu valor mínimo definido no dado de entrada. Já nos casos em que a unidade está desligada, em vazio ou em síncrono, a geração é nula.

<sup>3</sup> apesar de ser definida como contínua, a restrição que constitui a variável naturalmente a leva a assumir um valor discreto.

<sup>4</sup> como mencionado na revisão bibliográfica, as restrições de tempo mínimo ligada e desligada são pouco usadas para unidades geradoras hidrelétricas, porém mantivemos essa possibilidade na formulação para torná-la mais geral.

### 6.1.2 Acionamento de cada unidade geradora

Com base no explicado no item anterior, cada unidade será representada por três variáveis binárias que definem seu estado em: desligada, ligada com geração, ligada operando em vazio ou ligada operando em modo síncrono:

$$u_{Hi,j}^t \in \{0,1\}$$

$$u_{HSi,j}^t \in \{0,1\}$$

$$u_{HVi,j}^t \in \{0,1\}$$

onde:

$u_{Hi,j}^t$ : variável binária que indica se a unidade  $j$  da usina  $i$  está ligada ou não no período  $t$ ;

$u_{HSi,j}^t$ : variável binária que indica se a unidade  $j$  da usina  $i$  está ou não operando em síncrono no período  $t$ ;

$u_{HVi,j}^t$ : variável binária que indica se unidade  $j$  da usina  $i$  está ou não operando em vazio no período  $t$ .

### 6.1.3 Equação de composição de partida das unidades geradoras

A equação de composição de partida das unidades geradoras relaciona as variáveis de acionamento e o status das unidades.

$$u_{Hi,j}^t + u_{HSi,j}^t + u_{HVi,j}^t \leq 1.$$

Considerando esta equação, a unidade pode estar desligada (todas as variáveis são nulas), ligada com geração acima do mínimo (variável  $u_{Hi,j}^t$  positiva), operando em modo vazio (variável  $u_{HVi,j}^t$  positiva) ou operando em modo síncrono (variável  $u_{HSi,j}^t$  positiva).

## 6.2 Modelagem do turbinamento

O conceito de turbinamento por unidade é o mesmo que o existente por usina no modelo, apenas detalhando a vazão turbinada por unidade.

### 6.2.1 Turbinamento da unidade geradora

Cada unidade geradora terá uma variável representando sua vazão turbinada. Assim, a decisão do despacho da usina será tomada com base em cada unidade, e o turbinamento da usina será o somatório de turbinamento de cada unidade daquela usina.

$$q_{i,j}^t \in \mathfrak{R}_+$$

onde:

$q_{i,j}^t$ : turbinamento da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$ ;

## 6.2.2 Composição do turbinamento da usina

A composição do turbinamento da usina como um todo será igual ao somatório do turbinamento das unidades da usina.

$$Q_i^t = \sum_{j=1}^{nh_i} q_{i,j}^t$$

onde:

$nh_i$ : número de unidades da usina  $i$

$Q_i^t$ : turbinamento da usina  $i$  no período  $t$

## 6.3 Modelagem da geração

O conceito de geração por unidade também é o mesmo que o já existente por usina no modelo, apenas detalhando a geração de cada unidade

### 6.3.1 Geração hidrelétrica por unidade

Atualmente, a geração só é representada por unidade quando há mais de uma conexão da usina em barras da rede elétrica. Com a introdução do UCH, é importante explicitar a geração por unidade, em princípio, para todas as usinas:

$$gh_{i,j}^t \in \mathbb{R}_+$$

onde,

$gh_{i,j}^t$ : geração da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$ .

### 6.3.2 Composição da geração da usina

A composição da geração da usina como um todo será igual ao somatório da geração das unidades da usina.

$$GH_i^t = \sum_{j=1}^{nh_i} gh_{i,j}^t$$

onde:

$GH_i^t$ : geração da usina  $i$  no período  $t$

## 6.4 Restrições e custos de UCH

### 6.4.1 Restrição de turbinamento mínimo e máximo (se acionada)

A restrição de turbinamento mínimo e máximo é o menor e maior valor que uma unidade, dado que foi acionada, deve turbinar, respectivamente, conforme inequação a seguir:

$$\underline{q}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \leq q_{i,j}^t \leq \overline{q}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t$$

onde:

$\underline{q}_{i,j}$ : turbinamento mínimo da unidade  $j$  da usina  $i$

$\overline{q}_{i,j}$ : turbinamento máximo da unidade  $j$  da usina  $i$ .

#### 6.4.2 Restrição de geração mínima e máxima (se acionada)

Restrição de geração mínima e máxima é o menor e maior valor que uma unidade, dado que foi acionada, deve gerar, respectivamente, conforme inequação a seguir.

$$\underline{g}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t \leq g_{i,j}^t \leq \overline{g}_{i,j} \times u_{H_{i,j}}^t$$

onde:

$\underline{g}_{i,j}$ : geração mínima da unidade  $j$  da usina  $i$

$\overline{g}_{i,j}$ : geração máxima da unidade  $j$  da usina  $i$

#### 6.4.3 Custo de partida com variável de mudança de estado

Custo de partida é o custo considerado na função objetivo ao se ligar uma unidade geradora, que pode variar de uma unidade para outra. Desta forma, o modelo vai tomar a decisão de ligar aquela unidade sabendo que essa mudança de status ocasionará um custo, logo somente assim o fará se for vantajoso olhando o aspecto de custo total da operação ao longo do tempo. A parcela adicional que entra na função objetivo referente a esse custo de partida será  $(CH_{i,j} \times (sth_{i,j}^t + sthV_{i,j}^t + sthS_{i,j}^t))$ , e a restrição inserida para a definição da variável de mudança de estado seria:

$$sth_{i,j}^t \geq [(u_{H_{i,j}}^t) - (u_{H_{i,j}}^{t-1})]$$

$$sthV_{i,j}^t \geq [(u_{HV_{i,j}}^t) - (u_{HV_{i,j}}^{t-1})]$$

$$sthS_{i,j}^t \geq [(u_{HS_{i,j}}^t) - (u_{HS_{i,j}}^{t-1})]$$

onde:

$CH_{i,j}$ : custo para acionar a unidade  $j$  da usina  $i$ ;

$sth_{i,j}^t$ : variável contínua de mudança de estado da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$ , de desligado para ligado com geração;

$sthV_{i,j}^t$ : variável contínua de mudança de estado da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$ , de desligado para operando em vazio;

$sthS_{i,j}^t$ : variável contínua de mudança de estado da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$ , de desligado para operando em síncrono.

Assim, caso a unidade esteja ligada no período  $(t - 1)$ , essa restrição ficará relaxada, pois como o problema é de minimização do custo total, o menor valor não negativo nesse caso será nulo. Por outro lado, caso a unidade esteja desligada no período  $(t - 1)$ , o modelo saberá que, se decidir ligar a unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$ , terá um custo associado ao seu acionamento (mudança de estado) no valor de  $CH_{i,j}$ .

#### 6.4.4 Consumo de água na partida

Outra opção para custear o acionamento de uma unidade é atrelar um consumo de água no balanço hídrico dessa usina<sup>5</sup>. A seguir tem-se a equação de balanço hídrico<sup>6</sup>, com a eventual parcela adicional do consumo de água na partida, em negrito.

$$V_i^t = V_i^{t-1} + \zeta^t \left[ \left( I_i^t + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t) + \sum_{j \in M_{tv_i}} (Q_j^{t-\tau_{ji}} + S_j^{t-\tau_{ji}}) \right) - (Q_i^t + S_i^t) + (\dots)_- - \sum_{j=1}^{nh_i} \text{cons}P_{i,j} \times (\text{sth}_{i,j}^t + \text{sth}V_{i,j}^t) \right]$$

$V_i^t$ : volume armazenado no reservatório da usina  $i$  no período  $t$

$\zeta^t$ : fator de conversão de unidades de vazão ( $m^3/s$ ) para volume ( $hm^3$ ) de acordo com o período  $t$

$I_i^t$ : vazão natural afluyente incremental à usina  $i$

$\tau_{ji}$ : tempo de viagem

$M_i$ : conjunto de usinas a montante da usina  $i$

$S_j^t$ : vertimento a montante da usina  $i$

$M_{tv_i}$ : conjunto de usinas a montante da usina  $i$  com tempo de viagem da água até a usina  $i$

$\text{cons}P_{i,j}$ : consumo de água da unidade  $j$  da usina  $i$  por mudança de estado

#### 6.4.5 Tempo mínimo ligado ( $Ton^H$ ) e desligado ( $Toff^H$ )

O tempo mínimo que a unidade hidrelétrica permanece ligada,  $Ton^H$ , é o tempo que o modelo deve respeitar que aquela unidade fique ligada, a partir do momento que ela foi acionada. Já o tempo mínimo que a unidade permanece desligada,  $Toff^H$ , é o tempo mínimo consecutivo que o modelo deve mantê-la desligada. Ambas as restrições devem ser aplicadas tanto ao longo do estudo, como para o tempo em que a unidade esteve ligada/desligada no início do estudo. As restrições para que essas condições sejam respeitadas podem ser observadas nas inequações a seguir.

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_{i,j}^H} u_{H_{i,j}}^k \geq Ton_{i,j}^H (u_{H_{i,j}}^t - u_{H_{i,j}}^{t-1})$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_{i,j}^H} (1 - u_{H_{i,j}}^k) \geq Toff_{i,j}^H (u_{H_{i,j}}^{t-1} - u_{H_{i,j}}^t)$$

<sup>5</sup> este aspecto tem sido mencionado em alguns trabalhos na literatura [27] [28].

<sup>6</sup> para não poluir a notação, não foram incluídos diversos termos que afetam a equação de balanço hídrico, como evaporação, retirada de água, usinas de desvio, bombeamento em usinas elevatórias, etc.

onde:

$Ton_{i,j}^H$ : tempo mínimo que a unidade  $j$  da usina  $i$  deve permanecer ligada;

$Toff_{i,j}^H$ : tempo mínimo que a unidade  $j$  da usina  $i$  deve permanecer desligada.

#### 6.4.6 Número máximo de mudanças de estado ao longo do horizonte

Cada unidade geradora terá um número máximo de vezes que a mesma poderá ser acionada ao longo do horizonte de estudo. Assim, foi criada uma restrição (chamada de tipo “mochila” na literatura) que vai limitar a variável que representa o número de acionamentos de cada unidade. Essa restrição pode ser observada na inequação a seguir.

$$\sum_{t=1}^T (sth_{i,j}^t + sthV_{i,j}^t + sthS_{i,j}^t) \leq Nme_{i,j}$$

onde:

$Nme_{i,j}$ : número máximo de mudanças de estado ao longo do horizonte para a unidade  $j$  da usina  $i$

$T$ : número de períodos do caso

### 6.5 Consideração da FPHA por usina com turbinamento/geração por unidade geradora

Nesta fase da implementação do UCH, não há necessidade de alterações nessas restrições, visto que o turbinamento e geração total da usina na FPHA já serão conhecidas, pelas restrições de composição dessas variáveis em função das variáveis por unidade geradora.

### 6.6 Operação em síncrono

Embora não tenha ficado clara a necessidade de inclusão do requisito de operação em síncrono para o despacho de potência ativa (visto não contribuir para a reserva e nem incorrer em consumo de água), a condição de operação em síncrono será considerada no DESSEM, caso seja necessária. Nesta operação em síncrono, consideramos importante a informação se há eventual consumo de carga (MW) e/ou consumo de água (m<sup>3</sup>/s) e/ou custo adicional (\$/h) da unidade ao operar nesta modalidade.

#### 6.6.1 Consumo de carga na operação em síncrono

Caso haja consumo de carga em síncrono, considera-se uma parcela na equação de atendimento a demanda, por submercado<sup>7</sup>, como observado a seguir<sup>8</sup>.

$$\sum_{i \in \Omega_{SH_k}} GH_i^t + \sum_{j \in \Omega_{ST_k}} gt_j^t + \sum_{i \in \Omega_{SI_k}} (Int_{ik}^t - Int_{ki}^t) + (...) - \sum_{i \in \Omega_k} \sum_{j=1}^{nh_i} consCsc_{i,j} \times u_{HS_{i,j}}^t = D_k^t$$

<sup>7</sup> Para não carregar a notação, não foram incluídos vários termos que surgem na equação de atendimento à demanda, como o consumo em usinas elevatórias, geração de pequenas usinas, contratos de importação exportação de energia, geração de fontes solares e eólicas, e a possibilidade de ocorrência de corte de carga.

<sup>8</sup> Na modelagem com rede elétrica, deve-se considerar esse consumo em todas as restrições de limite de fluxo e de segurança, uma vez que são descritas no problema de otimização como em função das injeções nas barras do sistema.

onde,

$SH_k$ : conjunto de usinas hidrelétricas associados ao submercado  $k$

$ST_k$ : conjunto de unidades termelétricas associados ao submercado  $k$

$gt_j^t$ : geração térmica no período  $t$  da unidade  $j$  que pertence ao submercado  $k$

$Int_{ik}^t$ : intercâmbio do submercado  $i$  para o submercado  $k$  no período  $t$

$Int_{ki}^t$ : intercâmbio do submercado  $k$  para o submercado  $i$  no período  $t$

$Defc_{k,j}^t$ : déficit de energia no segmento  $j$  da curva de déficit para o submercado  $k$  no período  $t$

$D_k^t$ : demanda do submercado  $k$  no período  $t$

$\Omega_k$ : conjunto de usinas  $i$  no submercado  $k$

$consCsc_{i,j}$ : consumo de carga da unidade  $j$  da usina  $i$ , por estar em síncrono

### 6.6.2 Tempo mínimo operando em síncrono

Cada unidade terá que cumprir um tempo mínimo de permanência no estado em síncrono:

$$\sum_{k=t}^{t+TonS_{i,j}^H} u_{HS_{i,j}}^k \geq TonS_{i,j}^H (u_{HS_{i,j}}^t - u_{HS_{i,j}}^{t-1})$$

onde,

$TonS_{i,j}^H$ : tempo mínimo que a unidade  $j$  da usina  $i$  deve permanecer no estado em síncrono

### 6.7 Operação em vazio

Na operação em vazio consideramos importante a informação do consumo de carga (MW) (se houver) e/ou consumo de água ( $m^3/s$ ) e/ou custo adicional ( $\$/h$ ) da unidade ao operar nesta modalidade. Caso contrário o modelo tenderá sempre a manter em vazio todas as unidades que já cumpriram o tempo mínimo ligado ( $Ton$ ) neste estado, pois contribuiriam para a reserva sem nenhum custo ou restrição adicional.

A única restrição que pode impedir o modelo de acionar o modo em vazio é o tempo mínimo de permanência em vazio ( $TonV$ ), pois a unidade pode precisar desligar ou gerar em períodos mais a frente, anteriores ao cumprimento do  $Ton$ .

#### 6.7.1 Consumo de carga na operação em vazio

Caso seja considerado consumo de carga em vazio, insere-se o seguinte termo na equação de atendimento a demanda:

$$\sum_{i \in \Omega_{SH_k}} GH_i^t + \sum_{j \in \Omega_{ST_k}} gt_j^t + \sum_{i \in \Omega_{SI_k}} (Int_{ik}^t - Int_{ki}^t) - \sum_{i \in \Omega_k} \sum_{j=1}^{nh_i} consCV_{i,j} \times u_{HV_{i,j}}^t = D_k^t$$

onde:

$consCV_{i,j}$ : consumo de carga da unidade  $j$  da usina  $i$  por estar em vazio

### 6.7.2 Tempo mínimo operando em vazio

Cada unidade terá que cumprir um tempo mínimo de permanência no estado em vazio:

$$\sum_{k=t}^{t+TonV_{i,j}^H} u_{HV_{i,j}}^k \geq TonV_{i,j}^H (u_{HV_{i,j}}^t - u_{HV_{i,j}}^{t-1})$$

onde:

$TonV_{i,j}^H$ : tempo mínimo que a unidade  $j$  da usina  $i$  deve permanecer no estado em vazio.

## 7 FASE 3: FORMULAÇÃO E MODELAGEM DAS RESTRIÇÕES DE RESERVA DE POTÊNCIA

A reserva de potência positiva já é considerada no modelo DESSEM, através dos dados no arquivo RESPOT.DAT . Dessa forma, basta incluir uma informação adicional no dado de entrada para a reserva negativa.

### 7.1 Valores de reserva de potência positiva e negativa para um conjunto de usinas

A reserva positiva corresponde à diferença mínima entre a soma das gerações máximas e a soma das gerações decididas pelo modelo, em cada período, considerando todas as unidades que estejam contribuindo para determinada restrição de reserva, que pode ser para uma usina individual ou área de controle<sup>9</sup>. Para facilitar a exposição, definimos a restrição como segue:

$$\sum_{j \in \Omega_k} (\overline{gh}_{i,j}^t \times (u_{H_{i,j}}^t + u_{HV_{i,j}}^t) - gh_{i,j}^t) \geq ReservaP_k^t$$

onde:

$\Omega_k$ : conjunto de unidades pertencentes à usina ou área de controle associada ao valor de reserva;

$\overline{gh}_{i,j}^t$ : geração máxima da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$gh_{i,j}^t$ : variável de decisão da geração da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$ReservaP_k^t$ : reserva positiva estabelecida no período  $t$

Já a reserva negativa é diferença mínima entre a soma das gerações decididas pelo modelo e a soma das gerações mínimas, considerando todas as unidades no grupo que estejam de fato contribuindo para a reserva.

$$\sum_{j \in \Omega_k} (gh_{i,j}^t - \underline{gh}_{i,j}^t \times u_{H_{i,j}}^t) \geq ReservaN_k^t$$

onde:

$\Omega_k$ : conjunto de unidades da reserva  $k$

$\underline{gh}_{i,j}^t$ : geração mínima da unidade  $j$  da usina  $i$  no período  $t$

$ReservaN_k^t$ : reserva negativa da reserva  $k$  no período  $t$

Vale ressaltar que não existe valor de reserva de potência em MW (positiva ou negativa) por tabela.

### 7.2 Quantidade mínima de unidades ligadas (gerando ou em vazio) para um conjunto de usinas

Estas restrições foram inseridas na formulação por solicitação do ONS, em uma das reuniões realizadas para discussão dessa funcionalidade. A quantidade mínima de unidades ligadas, podendo estar gerando

9

---

energia ou operando em vazio para um conjunto de usinas, pode ser definida em função de algumas condições, conforme listado a seguir:

- define-se um conjunto de usinas que podem operar em vazio, através dos dado de entrada;
- para cada conjunto, definem-se diversos intervalos de carga específicos para cada usina;
- para cada conjunto de usinas e intervalos de carga, define-se um número mínimo de unidades ligadas, para cada intervalo de valores para determinada DREF.

$$\sum_{j \in \Omega_k} (u_{H_{i,j}}^t + u_{HV_{i,j}}^t) \geq NunL_k^t$$

onde:

$\Omega_k$ : conjunto de unidades da usina  $i$  definidas na restrição  $k$

$NunL_k^t$ : número mínimo de unidade ligadas, seja em vazio ou gerando, da restrição  $k$  no período  $t$

## 8 FASE 4: MODELAGEM DA FPHA POR QUANTIDADE DE UNIDADES GERADORAS LIGADAS

Serão apresentados nesse item os procedimentos para se considerar uma função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) dependente da quantidade de unidades acionadas.

### 8.1 Obtenção e calibração dos dados para as curvas de produtibilidade e perdas

Os pontos originais das curvas de produtibilidade e perdas são obtidos para cada quantidade de unidades ligadas. Como o DESSEM passará a representar variáveis inteiras associadas ao status ligada e desligada de cada unidade geradora, será possível identificar, para cada solução viável do problema, a quantidade de unidades acionadas. Com isso, se ajustarmos curvas distintas de produtibilidade e perdas variáveis para os diversos conjuntos de pontos referentes a cada quantidade de unidades acionadas, podemos aplicar no problema de otimização a curva específica que se adequa a cada solução e, com isso, aumentar ainda mais a acurácia na representação das produtibilidades e perdas variáveis. A Figura 8.1 mostra exemplos de ajustes específicos para cada conjunto de pontos, onde se observa o potencial ganho nessa abordagem.

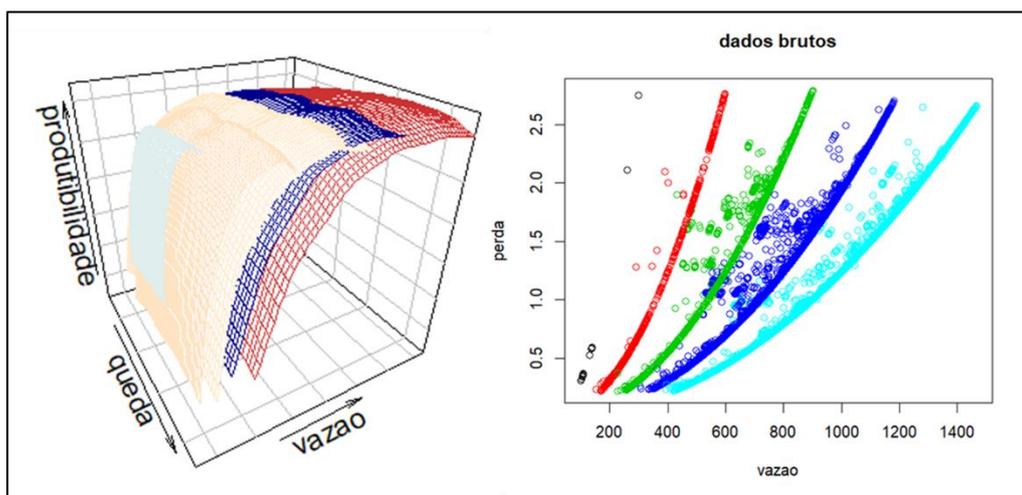


Figura 8.1 - Exemplos de ajustes de curvas específicas para cada quantidade de unidades ligadas, para utilização no DESSEM.

### 8.2 Construção da FPHA por quantidade de unidades ligadas

O modelo DESSEM, até então, possui apenas uma FPHA por usina hidrelétrica. A proposta desse trabalho é que cada usina possa ter um total de  $nh_i$  FPHAs diferentes, já que a quantidade de unidades que podem estar ligadas corresponde ao número de unidades que a usina  $i$  possui. O modelo deve manter ativa apenas a FPHA que corresponde à quantidade de unidades acionadas.

### 8.3 Inclusão no MILP/PL da FPHA por quantidade de unidades ligadas

A formulação matemática de como inserir essa metodologia será apresentada neste capítulo, onde a partir de variáveis binárias e lineares (além de novas restrições), será possível a inclusão da FPHA por quantidade de unidades acionadas.

### 8.3.1 Criação de flags indicativos para cada quantidade de unidades ligadas (Ilig)

*Ilig* é uma variável binária que indicará a quantidade de unidades acionadas, ou seja, é uma matriz que, para cada usina possui um vetor de “*n*” elementos de acordo com a quantidade de unidades.

$$Ilig_{i,n}^t \in \{0,1\}$$

onde:

*n*: índice que representa o número de unidades ligadas da usina *i*

*Ilig*<sub>*i,n*</sub><sup>*t*</sup>: variável binária que indica se há ou não *n* unidades associadas da usina, no instante *t* .

### 8.3.2 Restrição de unicidade para essas variáveis

Para garantir que no máximo apenas uma posição por usina esteja ativada, há a necessidade da inserção da restrição de unicidade:

$$\sum_{n=1}^{nh_i} Ilig_{i,n}^t \leq 1$$

### 8.3.3 Restrição de ativação (ou não) das variáveis Ilig

Para garantir que apenas uma variável *Ilig*<sub>*i,n*</sub><sup>*t*</sup> esteja ativa por usina e período de tempo, basta relacioná-la com a variável binária que determina o status de cada unidade:

$$\sum_{n=1}^{nh_i} n \times Ilig_{i,n}^t = \sum_{j=1}^{nh_i} u_{H_{ij}}^t$$

Assim, unindo a restrição de unicidade e a de ativação, tem-se que apenas uma das variáveis *Ilig*<sub>*i,n*</sub><sup>*t*</sup> estará ativa e será aquela onde seu índice *n* refere-se à quantidade de unidades acionadas da usina.

### 8.3.4 Criação de variáveis contínuas de geração da usina, para cada quantidade de unidades ligadas

As variáveis referentes a geração hidráulica da usina com *n* unidades são contínuas e poderão ter valores entre nulo e a máxima geração que a usina pode ter com *n* unidades acionadas:

$$GH_{i,n}^t \in \left[0, \overline{GH_{i,n}}\right]$$

onde:

$\overline{GH_{i,n}}$ : geração hidráulica máxima da usina *i* com *n* unidades ligadas.

### 8.3.5 Equação de composição da geração da usina

A geração da usina será igual à soma de todas as variáveis que indicam a geração da usina para *n* unidades ligadas, pela equação de composição da geração da usina:

$$GH_i^t = \sum_{n=1}^{nh_i} GH_{i,n}^t,$$

onde:

$GH_{i,n}^t$ : geração hidráulica da usina  $i$  considerando  $n$  unidades ligadas no período  $t$ .

### 8.3.6 Restrições da FPHA para cada quantidade de unidades acionadas

A FPHA para cada quantidade de unidades acionadas  $n$  terá  $NCUT_{i,n}$  cortes, como mostrado a seguir:

$$GH_{i,n}^t \leq \gamma_{0,i,n}^k + \gamma_{V,i,n}^k V_i^t + \gamma_{Q,i,n}^k Q_i^t + \gamma_{S,i,n}^k S_i^t, \quad k = 1, \dots, NCUT_{i,n}$$

onde:

$\gamma_{0,i,n}^k$ : termo independente para o corte  $k$  da FPHA da usina  $i$  com  $n$  unidades ligadas

$\gamma_{V,i,n}^k$ : coeficiente relacionado a variável de volume para o corte  $k$  da usina  $i$  com  $n$  unidades ligadas

$\gamma_{Q,i,n}^k$ : coeficiente relacionado a variável de vazão para o corte  $k$  da usina  $i$  com  $n$  unidades ligadas

$\gamma_{S,i,n}^k$ : coeficiente relacionado a variável de vertimento para o corte  $k$  da usina  $i$  com  $n$  unidades ligadas

### 8.3.7 Restrições para tornar sem efeito as variáveis de geração associadas às quantidades de unidades ligadas diferentes da variável $Ilig$ que foi ativada

Para garantir que apenas a geração da usina referente a quantidade de unidades ligadas esteja ativa, a variável de geração correspondente relaciona-se com a variável binária  $Ilig$ .

$$GH_{i,n}^t \leq Ilig_{i,n}^t \overline{GH_{i,n}}$$

Assim, como apenas um índice de  $Ilig$  que representa a quantidade de unidades ligadas estará ativo, todas as outras restrições de geração serão iguais a zero. A restrição com  $Ilig$  diferente de zero deixará a restrição folgada e quem irá limitar a geração da usina será a própria FPHA, que representa essa quantidade de unidades ligadas.

### 8.3.8 Exemplo prático

Apresenta-se a seguir um resumo da formulação matemática do que foi apresentado, considerando a existência de  $nh_i$  unidades da usina  $i$ .

**Usina i com  $nh_i$  unidades**

$$Ilig_{i,1}^t + Ilig_{i,2}^t + \dots + Ilig_{i,nh_i}^t \leq 1$$

$$Ilig_{i,1}^t + 2 \times Ilig_{i,2}^t + \dots + N \times Ilig_{i,nh_i}^t = u_{H_{i,1}}^t + u_{H_{i,2}}^t + \dots + u_{H_{i,nh_i}}^t$$

$$GH_i^t = GH_{i,1}^t + GH_{i,2}^t + \dots + GH_{i,nh_i}^t$$

**3 restrições**

$$GH_{i,1}^t \leq N Ilig_{i,1}^t \times \overline{GH_i^t}$$

$$\vdots$$

$$GH_{i,nh_i}^t \leq N Ilig_{i,nh_i}^t \times \overline{GH_i^t}$$

$nh_i$  restrições

$$u_{H_{i,1}}^t, \dots, u_{H_{i,nh_i}}^t \in \{0,1\}$$

$$Ilig_{i,1}^t, \dots, Ilig_{i,nh_i}^t \in \{0,1\}$$

$$GH_{i,1}^t, \dots, GH_{i,nh_i}^t \in \mathbb{R}$$

$nh_i$  variáveis binárias adicionais  
 $nh_i$  variáveis contínuas adicionais

$$GH_{i,1}^t \leq \gamma_{0,i,1}^1 + \gamma_{V,i,1}^1 V_i^t + \gamma_{Q,i,1}^1 Q_i^t + \gamma_{S,i,1}^1 S_i^t$$

$$\vdots$$

$$GH_{i,1}^t \leq \gamma_{0,i,1}^{NCUT_1} + \gamma_{V,i,1}^{NCUT_1} V_i^t + \gamma_{Q,i,1}^{NCUT_1} Q_i^t + \gamma_{S,i,1}^{NCUT_1} S_i^t$$

$NCUT_1$  restrições da FPFA da usina, quando há 1 unidade ligada

$$GH_{i,2}^t \leq \gamma_{0,i,2}^1 + \gamma_{V,i,2}^1 V_i^t + \gamma_{Q,i,2}^1 Q_i^t + \gamma_{S,i,2}^1 S_i^t$$

$$\vdots$$

$$GH_{i,2}^t \leq \gamma_{0,i,2}^{NCUT_2} + \gamma_{V,i,2}^{NCUT_2} V_i^t + \gamma_{Q,i,2}^{NCUT_2} Q_i^t + \gamma_{S,i,2}^{NCUT_2} S_i^t$$

$NCUT_2$  restrições da FPFA da usina, quando há 2 unidades ligadas

$$GH_{i,nh_i}^t \leq \gamma_{0,i,nh_i}^1 + \gamma_{V,i,nh_i}^1 V_i^t + \gamma_{Q,i,nh_i}^1 Q_i^t + \gamma_{S,i,nh_i}^1 S_i^t$$

$$\vdots$$

$$GH_{i,nh_i}^t \leq \gamma_{0,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} + \gamma_{V,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} V_i^t + \gamma_{Q,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} Q_i^t + \gamma_{S,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} S_i^t$$

$NCUT_{nh_i}$  restrições da FPFA da usina, quando há  $nh_i$  unidades ligadas

Para exemplificar as formulações propostas, foi considerada uma usina com 4 unidades e, para um determinado período, apenas 2 unidades estavam ativas. Esse exemplo pode ser observado na figura a seguir.

Exemplo de usina com  $nh_i=4$  unidades, e que, para o período correspondente:  $\{u_{H_{i,1}}^t = 0, u_{H_{i,2}}^t = 1, u_{H_{i,3}}^t = 1, u_{H_{i,4}}^t = 0\}$

$$Ilig_{i,1}^t + Ilig_{i,2}^t + Ilig_{i,3}^t + Ilig_{i,4}^t \leq 1$$

$$Ilig_{i,1}^t + 2 \times Ilig_{i,2}^t + 3 \times Ilig_{i,3}^t + 4 \times Ilig_{i,4}^t = u_{H_{i,1}}^t + u_{H_{i,2}}^t + u_{H_{i,3}}^t + u_{H_{i,4}}^t$$

$$GH_i^t = GH_{i,1}^t + GH_{i,2}^t + GH_{i,3}^t + GH_{i,4}^t$$

$\begin{matrix} 0 & 1 & 1 & 0 \\ \hline & & & =2 \end{matrix}$

$$GH_{i,1}^t \leq Ilig_{i,1}^t \times \overline{GH_i^t}$$

$$GH_{i,2}^t \leq Ilig_{i,2}^t \times \overline{GH_i^t}$$

$$GH_{i,3}^t \leq Ilig_{i,3}^t \times \overline{GH_i^t}$$

$$GH_{i,4}^t \leq Ilig_{i,4}^t \times \overline{GH_i^t}$$

$$\{u_{H_{i,1}}^t, u_{H_{i,2}}^t, u_{H_{i,3}}^t, u_{H_{i,4}}^t\} \in \{0,1\}$$

$$\{Ilig_{i,1}^t, Ilig_{i,2}^t, Ilig_{i,3}^t, Ilig_{i,4}^t\} \in \{0,1\}$$

$$\{GH_{i,1}^t, GH_{i,2}^t, GH_{i,3}^t, GH_{i,4}^t\} \in \mathbb{R}$$

$$GH_{i,1}^t \leq \gamma_{0,i,1}^1 + \gamma_{V,i,1}^1 V_i^t + \gamma_{Q,i,1}^1 Q_i^t + \gamma_{S,i,1}^1 S_i^t$$

$$\vdots$$

$$GH_{i,1}^t \leq \gamma_{0,i,1}^{NCUT_1} + \gamma_{V,i,1}^{NCUT_1} V_i^t + \gamma_{Q,i,1}^{NCUT_1} Q_i^t + \gamma_{S,i,1}^{NCUT_1} S_i^t$$

$NCUT_1$  restrições da FPFA da usina, quando há 1 unidade ligada

$$GH_{i,2}^t \leq \gamma_{0,i,2}^1 + \gamma_{V,i,2}^1 V_i^t + \gamma_{Q,i,2}^1 Q_i^t + \gamma_{S,i,2}^1 S_i^t$$

$$\vdots$$

$$GH_{i,2}^t \leq \gamma_{0,i,2}^{NCUT_2} + \gamma_{V,i,2}^{NCUT_2} V_i^t + \gamma_{Q,i,2}^{NCUT_2} Q_i^t + \gamma_{S,i,2}^{NCUT_2} S_i^t$$

$NCUT_2$  restrições da FPFA da usina, quando há 2 unidades ligadas

$$GH_{i,nh_i}^t \leq \gamma_{0,i,nh_i}^1 + \gamma_{V,i,nh_i}^1 V_i^t + \gamma_{Q,i,nh_i}^1 Q_i^t + \gamma_{S,i,nh_i}^1 S_i^t$$

$$\vdots$$

$$GH_{i,nh_i}^t \leq \gamma_{0,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} + \gamma_{V,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} V_i^t + \gamma_{Q,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} Q_i^t + \gamma_{S,i,nh_i}^{NCUT_{nh_i}} S_i^t$$

$NCUT_{nh_i}$  restrições da FPFA da usina, quando há  $nh_i$  unidades ligadas

Como há apenas 2 unidades ligadas, a variável  $Ilig_2$  deverá ser igual a 1 e a FPFA a ser considerada pelo modelo será a  $GH_2$ , conforme pode ser observado na próxima figura.

Exemplo de usina com  $nh_i=4$  unidades, e que, para o período correspondente:  $\{u_{H_{i,1}}^t = 0, u_{H_{i,2}}^t = 1, u_{H_{i,3}}^t = 1, u_{H_{i,4}}^t = 0\}$

$l_{lig_{i,1}}^t + l_{lig_{i,2}}^t + l_{lig_{i,3}}^t + l_{lig_{i,4}}^t \leq 1$

$l_{lig_{i,1}}^0 + 2 \times l_{lig_{i,2}}^1 + 3 \times l_{lig_{i,3}}^0 + 4 \times l_{lig_{i,4}}^0 = u_{H_{i,1}}^0 + u_{H_{i,2}}^1 + u_{H_{i,3}}^1 + u_{H_{i,4}}^0$

$G_{H_i}^t = G_{H_{i,1}}^t + G_{H_{i,2}}^t + G_{H_{i,3}}^t + G_{H_{i,4}}^t$

$G_{H_{i,1}}^t \leq l_{lig_{i,1}}^0 \times \overline{G_{H_i}^t}$

$G_{H_{i,2}}^t \leq l_{lig_{i,2}}^1 \times \overline{G_{H_i}^t}$

$G_{H_{i,3}}^t \leq l_{lig_{i,3}}^0 \times \overline{G_{H_i}^t}$

$G_{H_{i,4}}^t \leq l_{lig_{i,4}}^0 \times \overline{G_{H_i}^t}$

$\{u_{H_{i,1}}^t, u_{H_{i,2}}^t, u_{H_{i,3}}^t, u_{H_{i,4}}^t\} \in \{0,1\}$

$\{l_{lig_{i,1}}^t, l_{lig_{i,2}}^t, l_{lig_{i,3}}^t, l_{lig_{i,4}}^t\} \in \{0,1\}$

$\{G_{H_{i,1}}^t, G_{H_{i,2}}^t, G_{H_{i,3}}^t, G_{H_{i,4}}^t\} \in \mathfrak{R}$

$G_{H_{i,1}}^t \leq \gamma_{0_{i,1}}^1 + \gamma_{V_{i,1}}^1 V_i^t + \gamma_{Q_{i,1}}^1 Q_i^t + \gamma_{S_{i,1}}^1 S_i^t$

$G_{H_{i,1}}^t \leq \gamma_{0_{i,1}}^{NCUT_1} + \gamma_{V_{i,1}}^{NCUT_1} V_i^t + \gamma_{Q_{i,1}}^{NCUT_1} Q_i^t + \gamma_{S_{i,1}}^{NCUT_1} S_i^t$

$G_{H_{i,2}}^t \leq \gamma_{0_{i,2}}^1 + \gamma_{V_{i,2}}^1 V_i^t + \gamma_{Q_{i,2}}^1 Q_i^t + \gamma_{S_{i,2}}^1 S_i^t$

$G_{H_{i,2}}^t \leq \gamma_{0_{i,2}}^{NCUT_2} + \gamma_{V_{i,2}}^{NCUT_2} V_i^t + \gamma_{Q_{i,2}}^{NCUT_2} Q_i^t + \gamma_{S_{i,2}}^{NCUT_2} S_i^t$

$\vdots$

$G_{H_{i,4}}^t \leq \gamma_{0_{i,4}}^1 + \gamma_{V_{i,4}}^1 V_i^t + \gamma_{Q_{i,4}}^1 Q_i^t + \gamma_{S_{i,4}}^1 S_i^t$

$G_{H_{i,4}}^t \leq \gamma_{0_{i,4}}^{NCUT_4} + \gamma_{V_{i,4}}^{NCUT_4} V_i^t + \gamma_{Q_{i,4}}^{NCUT_4} Q_i^t + \gamma_{S_{i,4}}^{NCUT_4} S_i^t$

**NCUT<sub>4</sub> restrições da FPHA da usina, quando há 4 unidades ligadas**

Exemplo de usina com  $nh_i=4$  unidades, e que, para o período correspondente:  $\{u_{H_{i,1}}^t = 0, u_{H_{i,2}}^t = 1, u_{H_{i,3}}^t = 1, u_{H_{i,4}}^t = 0\}$

$l_{lig_{i,1}}^t + l_{lig_{i,2}}^t + l_{lig_{i,3}}^t + l_{lig_{i,4}}^t \leq 1$

$l_{lig_{i,1}}^0 + 2 \times l_{lig_{i,2}}^1 + 3 \times l_{lig_{i,3}}^0 + 4 \times l_{lig_{i,4}}^0 = u_{H_{i,1}}^0 + u_{H_{i,2}}^1 + u_{H_{i,3}}^1 + u_{H_{i,4}}^0$

$G_{H_i}^t = G_{H_{i,1}}^t + G_{H_{i,2}}^t + G_{H_{i,3}}^t + G_{H_{i,4}}^t$

$G_{H_{i,2}}^t \leq \overline{G_{H_i}^t}$

$G_{H_{i,3}}^t \leq l_{lig_{i,3}}^0 \times \overline{G_{H_i}^t}$

$G_{H_{i,4}}^t \leq l_{lig_{i,4}}^0 \times \overline{G_{H_i}^t}$

$\{u_{H_{i,1}}^t, u_{H_{i,2}}^t, u_{H_{i,3}}^t, u_{H_{i,4}}^t\} \in \{0,1\}$

$\{l_{lig_{i,1}}^t, l_{lig_{i,2}}^t, l_{lig_{i,3}}^t, l_{lig_{i,4}}^t\} \in \{0,1\}$

$\{G_{H_{i,1}}^t, G_{H_{i,2}}^t, G_{H_{i,3}}^t, G_{H_{i,4}}^t\} \in \mathfrak{R}$

$G_{H_{i,1}}^t \leq \gamma_{0_{i,1}}^1 + \gamma_{V_{i,1}}^1 V_i^t + \gamma_{Q_{i,1}}^1 Q_i^t + \gamma_{S_{i,1}}^1 S_i^t$

$G_{H_{i,1}}^t \leq \gamma_{0_{i,1}}^{NCUT_1} + \gamma_{V_{i,1}}^{NCUT_1} V_i^t + \gamma_{Q_{i,1}}^{NCUT_1} Q_i^t + \gamma_{S_{i,1}}^{NCUT_1} S_i^t$

**NCUT<sub>1</sub> restrições da FPHA da usina, quando há 1 unidade ligada**

$G_{H_{i,2}}^t \leq \gamma_{0_{i,2}}^1 + \gamma_{V_{i,2}}^1 V_i^t + \gamma_{Q_{i,2}}^1 Q_i^t + \gamma_{S_{i,2}}^1 S_i^t$

$G_{H_{i,2}}^t \leq \gamma_{0_{i,2}}^{NCUT_2} + \gamma_{V_{i,2}}^{NCUT_2} V_i^t + \gamma_{Q_{i,2}}^{NCUT_2} Q_i^t + \gamma_{S_{i,2}}^{NCUT_2} S_i^t$

**NCUT<sub>2</sub> restrições da FPHA da usina, quando há 2 unidades ligadas**

$G_{H_{i,4}}^t \leq \gamma_{0_{i,4}}^1 + \gamma_{V_{i,4}}^1 V_i^t + \gamma_{Q_{i,4}}^1 Q_i^t + \gamma_{S_{i,4}}^1 S_i^t$

$G_{H_{i,4}}^t \leq \gamma_{0_{i,4}}^{NCUT_4} + \gamma_{V_{i,4}}^{NCUT_4} V_i^t + \gamma_{Q_{i,4}}^{NCUT_4} Q_i^t + \gamma_{S_{i,4}}^{NCUT_4} S_i^t$

**NCUT<sub>4</sub> restrições da FPHA da usina, quando há 4 unidades ligadas**

Para cada quantidade de unidades ligadas (resultante dos valores de  $u$ 's "escolhidos" pelo solver), o MILP se comporta como se houvesse somente uma FPHA (a correspondente a essa quantidade de unidades ligadas)

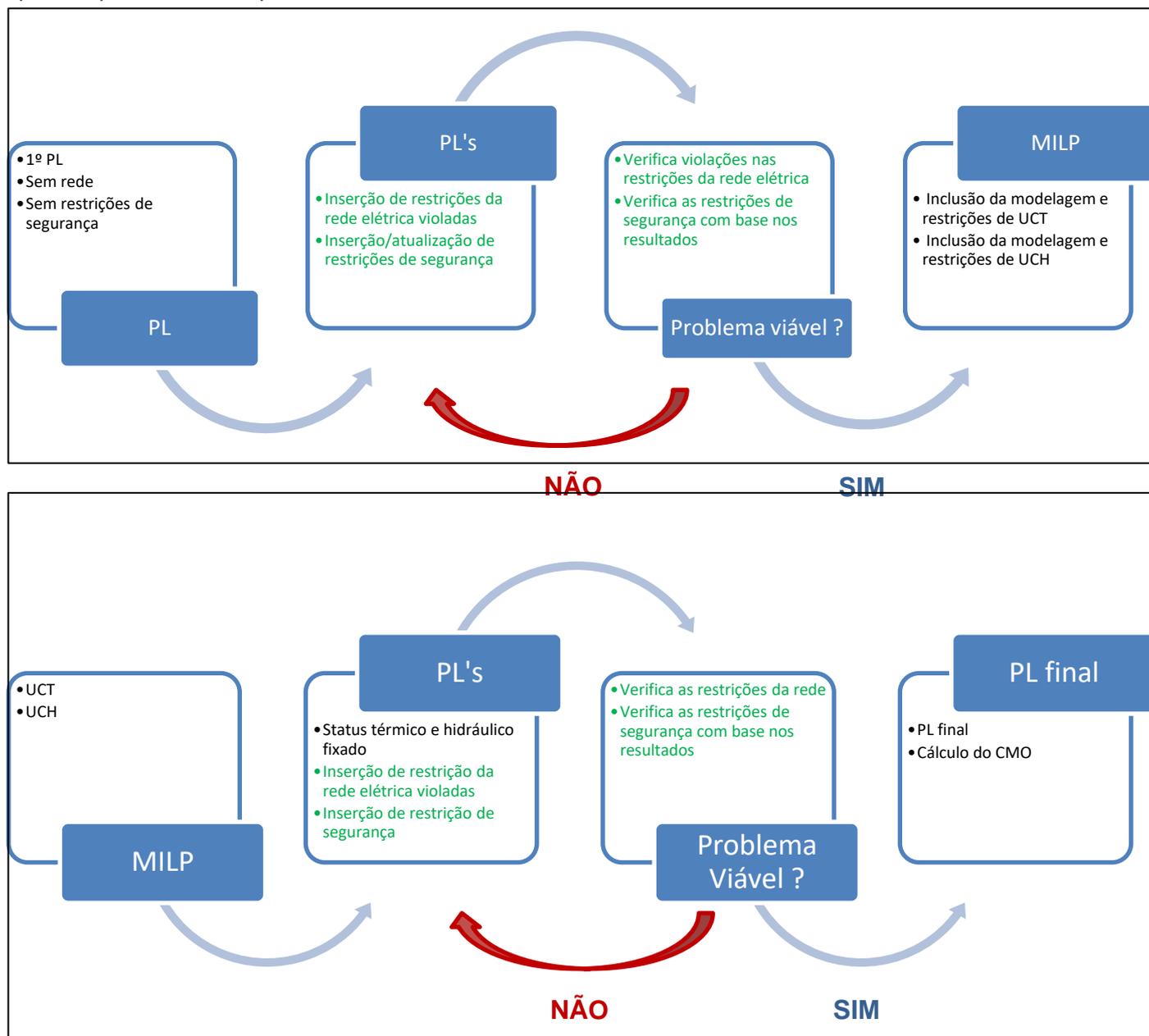
Logo, o modelo vai considerar a FPHA construída com base quando há 2 unidades ligadas, e o MILP será resolvido como se houvesse apenas essa FPHA.

### 8.4 Modelagem de zonas proibidas

Na implementação inicial do UCH, a única zona proibida a ser considerada será aquela referente à região entre a geração nula e a potência mínima, que já foi definida anteriormente. A consideração de zonas proibidas genéricas [31] pode ser incorporada no futuro, se necessário.

## 9 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO

Na implementação inicial que será realizada, a estratégia de solução com a inclusão de restrições de restrições de UCH, em essência, será a mesma já adotada atualmente no DESSEM, ou seja, inserindo as restrições de UCH juntamente com as de UCT, no momento de resolução do MILP. O processo pode ser observado de forma mais clara na ilustração a seguir, onde os textos com coloração verde aplicam-se apenas quando o caso possui rede elétrica.



**Figura 9.1 - Processo de resolução do problema de programação diária da operação com o modelo DESSEM com inclusão das restrições de UCH.**

Em função de dificuldades que venham a ser encontradas para a resolução do problema com as restrições de UCH, podem ser estudadas estratégias mais espertas para resolver o problema, como tem sido feito de forma sistemática no DESSEM.

## **10 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Este relatório apresentou uma proposta metodológica para modelagem das principais restrições de *unit commitment* hidráulico (UCH) no modelo DESSEM, de forma a atender a demandas do ONS e da CPAMP, no sentido de fornecer um despacho ainda mais realístico para as usinas hidrelétricas no modelo e, desta forma, minimizar as atividades do chamado “pós DESSEM” do ONS, onde se ajusta o ponto de operação obtido pelo DESSEM para se obter o despacho final do sistema.

A metodologia proposta se dividiu em quatro fases. Inicialmente, na fase 1, faz-se uma compatibilização da função de produção hidrelétrica aproximada (FPHA) do DESSEM com funcionalidades já utilizadas oficialmente e validadas no DECOMP, e que ainda não foram incorporadas no DESSEM. Em seguida, na fase 2, incluem-se variáveis de status “ligada” e “desligada” para cada unidade geradora, e restrições de alocação/operação por unidade geradora hidrelétrica, porém ainda com a FPHA por usina. Na fase 3, faz-se a inclusão das variáveis binárias de status das unidades nas restrições de reserva de potência. Finalmente, na fase 4, modelam-se diversas curvas para a FPHA, uma por cada quantidade de unidades geradoras acionadas, de forma que o problema de otimização utilize a curva correspondente à quantidade de unidades que está de fato ligada na solução do problema.

Ressalta-se que o conteúdo desse documento, que havia sido já parcialmente apresentado em reunião com as instituições da CPAMP (MME, ANEEL, ONS, CCEE e EPE) em setembro de 2021, consiste em uma primeira proposta, que pode ser aprimorada e receber contribuições não só das instituições, mas de agentes do setor e outros pesquisadores que têm estudado o assunto.

O CEPEL considera que a metodologia proposta pode levar a um grau de complexidade bem maior na modelagem do problema, em virtude do elevado número de usinas hidrelétricas (162) e unidades geradoras (731) nos estudos de caso com o DESSEM. A revisão bibliográfica da literatura realizada neste trabalho mostra que os trabalhos que consideram uma modelagem detalhada das unidades geradoras hidrelétricas no problema de programação diária da operação, através da inclusão de variáveis inteiras e resolução por pacotes de programação linear inteira mista (MILP), apresentam estudos de caso muito reduzidos quando comparados ao sistema brasileiro. Portanto, para a implantação da metodologia, podem ser necessários: (i) aprimoramentos adicionais na estratégia de solução do problema, possivelmente através de processos iterativos de inclusão das variáveis e restrições de UCH no problema de otimização; (ii) abordagens alternativas para modelagem da FPHA ou dos status das unidades geradoras, de forma a se chegar a um *trade-off* adequado entre qualidade de resultados e custo computacional para resolução do problema.

## 11 REFERÊNCIAS

- [1] T. N. Santos, A. L. Diniz, C. H. Saboia, R. N. Cabral e L. F. Cerqueira, "Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: the DESSEM model," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106709, 2020.
- [2] M. E. Maceira, L. A. Terry, A. L. Diniz, L. C. Sousa, F. S. Costa, S. P. Romero e S. Binato, "Despacho de geração horário com representação detalhada de restrições hidráulicas," em *VII SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Foz do Iguaçu, 2000.
- [3] ONS-Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Revisão dos dados cadastrais utilizados para o cálculo de produtividade de usinas hidroelétricas," Relatório Técnico 0103/2019, 2019.
- [4] L. C. Brandão, J. F. Pessanha, L. S. Khenafys, A. L. Diniz, R. J. C. Pereira e C. A. Araujo Jr, "A Data-Driven Representation of Aggregate Efficiency Curves of Hydro Units for the Mid-Term Hydrothermal Coordination Problem," em *Paper accepted for presentation in the XXII Power Systems Computation Conference - PSCC*, Porto, 2022.
- [5] A. L. Diniz, J. F. Pessanha, L. C. Brandão e P. T. M. Lira, "Metodologia orientada por dados para a modelagem da produtividade e perdas variáveis das usinas hidrelétricas nos modelos de otimização energética - aplicação ao modelo DECOMP," Relatório Técnico CEPEL 995/2022, Rio De Janeiro, 2022.
- [6] A. L. Diniz e M. E. 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*, vol. 23, nº 3, pp. 1298-1308, 2008.
- [7] A. L. Diniz, F. S. Costa, M. E. Maceira, T. N. Santos, L. C. Brandão e R. N. Cabral, "Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil," em *20th Power Systems Computation Conference*, Dublin, Jun 2018.
- [8] M. E. Maceira, D. D. Penna, A. L. Diniz, R. J. Pinto, A. C. G. de Melo, C. L. V. Vasconcellos e 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 NEWAVE Model," em *20th PSCC - Power Systems Computation Conference*, Dublin, 2018.
- [9] A. L. Diniz e T. M. Souza, "Short-Term Hydrothermal Dispatch With River-Level and Routing Constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nº 5, pp. 2427-2435, 2014.
- [10] M. I. Ennes, A. L. Diniz e T. N. Santos, "Consideração da evaporação nos reservatórios nos modelos SIMHIDR E DESSEM-PAT," Relatório Técnico CEPEL DP/DEA 14047/10, Rio De Janeiro, 2010.
- [11] B. P. Cotia, C. L. Borges e A. L. Diniz, "Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 113, pp. 539-548, 2019.
- [12] R. B. S. Santos, B. S. M. C. Borba e A. L. Diniz, "Avaliação dos impactos da introdução da resposta demanda na programação diária da operação do sistema hidrotérmico brasileiro," em *XXVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, 2022.
- [13] C. P. Trama, A. O. Pereira Junior, A. P. Guimarães, A. L. Diniz e L. S. Vieira, "Cost-Benefit Analysis of Solar Thermal Plants with Storage in a Hydrothermal System," *Energies*, vol. 14, p. 5662, 2021.
- [14] A. L. Diniz e T. N. Santos, "Consideração das Restrições de Controle de Nível na Estação Fluviométrica da Régua 11 na Programação da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro," em *XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos*, São Paulo, 2007.
- [15] A. L. Diniz, L. C. F. Sousa, M. E. Maceira, S. P. Romero, F. S. Costa, C. A. Sagastizabal e A. Belloni, "Estratégia de representação DC da rede elétrica no modelo de despacho da operação energética – DESSEM," em *VIII SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Brasília, 2002.

- 
- [16] T. N. Santos e A. L. Diniz, "A Dynamic Piecewise Linear Model for DC Transmission Losses in Optimal Scheduling Problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 2, pp. 508-519, 2011.
- [17] M. Fischetti e A. Lodi, "Local Branching," *Mathematical Programming Series B*, vol. 98, pp. 508-519, 2003.
- [18] M. Fischetti, F. Glover e A. Lodi, "The feasibility pump," *Mathematical Programming*, vol. 104, pp. 91-104, 2005.
- [19] C. H. M. Saboia e A. L. Diniz, "A local branching approach for network-constrained thermal unit commitment problem under uncertainty," em *19th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genova, 2016.
- [20] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "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," 2022.
- [21] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "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 - Man. Usuário v19.0.27," Dez. 2021.
- [22] W. T. Alley, "Hydroelectric plant capability curves," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. 96, nº 3, pp. 999-103, 1977.
- [23] A. L. Diniz, P. P. I. Esteves e C. A. Sagastizabal, "A Mathematical Model for the Efficiency Curves of," em *IEEE PES General Meeting*, Tampa, 2007.
- [24] H. Skjelbred e J. Kong, "A comparison of linear interpolation and spline interpolation for turbine," em *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019.
- [25] A. Arce, T. Ohishi e S. Soares, "Optimal dispatch of generating units of the Itaipu hydroelectric plant," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, nº 1, pp. 154-158, 2002.
- [26] J. A. George, E. G. Read, A. L. Kerr e R. E. Rosenthal, "Optimal scheduling of hydro stations: an integer Programming model," Energy Modelling Research Group, Department of Management, University of Canterbury, 1996.
- [27] O. Nilsson e D. Sjelvgren, "Hydro units start-up costs and their impact on the short-term scheduling of Swedish power producers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, nº 1, pp. 38-44, 1997.
- [28] X. Li, T. Li, J. Wei, G. Wang e W. -G. Yeh, "Hydro unit commitment via mixed integer linear," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nº 3, pp. 1232-1241, 2013.
- [29] C. Li, E. Hsu, A. J. Svoboda, C. Tseng e R. B. Johnson, "Hydro unit commitment in hydro thermal optimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, nº 2, pp. 764-769, 1997.
- [30] X. Guan, A. Svoboda e C. Li, "Scheduling power Systems with restricted operating zones and discharges ramping constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, nº 1, pp. 126-131, 1999.
- [31] C. Cheng, J. Wang e X. Wu, "Hydro unit commitment with a head sensitive reservoir and multiple vibration zones using MILP," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 6, pp. 4842-4852, 2016.
- [32] G. W. Chang, M. Aganagic, J. G. Wright, J. Medina, T. Burton, S. Reeves e M. Christoforidis, "Experiences with mixed-integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, nº 4, pp. 743-749, 2001.
- [33] T. Dal ´Santo e A. S. Costa, "Hydroelectric unit commitment for power plants composed of distinct groups of generating units," *Electric Power Systems Research*, vol. 137, pp. 16-25, 2016.
- [34] C. Lemarechal, "Lagrangian Relaxation," *Computational Combinatorial Optimization*, pp. 115-160, 2001.

- [35] J. Batut e A. Renaud, "Daily generation scheduling optimization with transmission constraints: a new class of algorithms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, nº 3, pp. 982-989, 1992.
- [36] A. Belloni, A. Diniz, M. E. Maceira e C. A. Sagastizabal, "Bundle relaxation and primal recovery in unit commitment problems. The Brazilian case," *Annals of Operations Research*, vol. 120, pp. 1-4, 2003.
- [37] A. L. Diniz, "Uma estratégia de decomposição por relaxação lagrangeana para a otimização da programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos com modelagem detalhada da rede elétrica – aplicação ao sistema brasileiro," Tese de Doutorado, COPPE – Programa de Engenharia de Sistemas, Rio de Janeiro, 2007.
- [38] A. L. Diniz, L. A. Terry, M. E. Maceira, F. S. Costa, C. A. Sagastizabal, D. A. Chaves, L. C. Sousa e E. C. Finardi, "Hydro unit-commitment via lagrangian relaxation. Application to the Brazilian optimization model for short term scheduling of hydrothermal interconnected systems – DESSEM," em *IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning– SEPOPE*, Rio de Janeiro, 2004.
- [39] E. C. Finardi, E. L. da Silva e C. A. Sagastizabal, "Solving the unit commitment problem of hydropower plants via lagrangian relaxation and sequential quadratic programming," *Computational and Applied Mathematics*, vol. 24, nº 3, pp. 317-341, 2005.
- [40] E. C. Finardi e E. L. d Silva, "Solving the hydro unit commitment problem via dual decomposition and sequential quadratic programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nº 2, pp. 835-844, 2006.
- [41] L. T. Yocogawa, L. C. Brandão e A. L. Diniz, "Modelagem da função de produção das usinas," em *XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 2019.
- [42] A. H. Frampton e G. D. Floyd, "Factors in the economic supply of energy in hydroelectric systems," *AIEE Transactions*, vol. 66, pp. 1117-1125, 1947.
- [43] R. J. Cypser, "Computer search for economical operation of a hydrothermal electric system," *AIEE Transactions, pt III (Power Apparatus and Systems)*, vol. 73, pp. 1260-1267, 1954.
- [44] R. Nieva, A. Inda e J. Frausto, "CHT: A Digital Computer Package for Solving Short Term Hydro-Thermal Coordination and Unit Commitment Problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, nº 3, pp. 168-174, 1986.
- [45] E. B. Hreinsson, "Optimal short term operation of a purely hydroelectric system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, nº 3, pp. 1072-1077, 1988.
- [46] O. Nilsson e D. Sjelvgren, "Variable splitting applied to modeling of start-up costs in hydro generation scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, nº 2, pp. 770-775, 1997.
- [47] R. A. Ponrajah e F. D. Galiana, "Systems to optimize conversion efficiencies on Ontario Hydro's hydroelectric plants," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, nº 3, pp. 1044-1050, 1998.
- [48] N. Tufegdžic, R. J. Frowd e W. O. Standin, "A coordinated approach for real-time short-term hydro scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, nº 4, pp. 1698-1704, 1996.
- [49] A. J. Conejo, J. M. Arroyo, J. Contreras e F. A. Villamor, "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, nº 4, pp. 1265-1272, 2002.
- [50] R. M. Lima, M. G. Marcovecchio, A. Q. Novais e I. E. Grossman, "On the computational studies of deterministic global optimization of head dependent short-term hydro scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 4, pp. 4336-4347, 2013.
- [51] E. C. Finardi, F. Y. K. Takigawa e B. H. Brito, "Assessing solution quality and computational performance in the hydro unit commitment problem considering different mathematical programming approaches," *Electric Power Systems Research*, vol. 136, 2016.
- [52] S. Séguin, P. Côte e C. Audet, "Self-Scheduling Short-Term Unit Commitment and Loading Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 1, pp. 133-142, 2016.

- 
- [53] E. C. Finardi e E. L. da Silva, "Unit commitment of single hydroelectric plant," *Electric Power Systems Research*, vol. 75, nº 2-3, pp. 116-123, 2005.
- [54] J. Kong, H. I. Skjelbred e O. B. Fosso, "An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem," *Electric Power Systems Research*, vol. 178, p. 106027, 2020.
- [55] S. Soares e C. T. Salmazo, "Minimum loss predispach model for hydroelectric power system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, nº 3, pp. 1220-1228, 1997.
- [56] O. Soares, T. Ohishi, M. Cicogna e A. Arce, "Dynamic dispatch of hydro generating units," em *IEEE Power Tech Conference*, Bologna, Jun 2003.
- [57] L. A. Paredes, L. A. Martins e S. Soares, "Using semidefinite relaxation to solve the day-ahead hydro unit commitment problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, nº 5, pp. 3695-3705, 2015.
- [58] E. C. Finardi e M. R. Scuzziato, "Hydro unit commitment and loading problem for day-ahead operation planning problem," *Int. Journ. Of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 44, nº 1, pp. 7-16, 2013.
- [59] K. V. Santos e E. C. Finardi, "Piecewise linear approximations for hydropower production function applied on the hydrothermal unit commitment problem," *Int. J. of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 135, p. 107464, 2022.
- [60] M. M. Cordova, E. C. Finardi, F. A. C. Ribas e M. R. Scuzziato, "Performance evaluation and energy production optimization in the real-time operation of hydropower plants," *Electric Power Systems Research*, vol. 116, pp. 201-207, 2014.
- [61] L. S. M. Guedes, P. M. Maia e A. C. Lisboa, "A unit commitment algorithm and a compact MILP model for short-term hydro-power generation scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 5, pp. 3381-3390, 2017.
- [62] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Consideração do Engolimento Máximo das Turbinas em Função da Altura de Queda na Representação da Vazão Turbinada Máxima no Modelo DECOMP," 2015.
- [63] C. Zhang e W. Yan, "Optimal Offering Strategy of a Price-Maker Hydro Producer Considering the Effects of Crossing the Forbidden Zones," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 10098-10109, 2020.
- [64] A. Hamman, G. Hug e S. Rosinski, "Real-Time Optimization of the Mid-Columbia Hydropower System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 1, pp. 157-165, 2017.
- [65] S. H. Cunha, S. Prado e J. P. Costa, "Modelagem da produtividade variável de usinas hidrelétricas com base na construção de uma função de produção energética," em *XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, ABRH, anais 2, 391-397*, Vitória, 1997.
- [66] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Revisão dos polinômios nível de jusante x vazão defluente conforme metodologia estabelecida pelo GTDP," Nota Técnica 0135/2018, 2018.
- [67] L. C. Brandão, A. L. Diniz e P. T. M. Lira, "Consideração da influência de vazões naturais às usinas hidroelétricas no cálculo da altura de jusante e função de produção," 2021.
- [68] A. L. Diniz e T. M. Souza, "Short-Term Hydrothermal Dispatch with River-Level and Routing Constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nº 5, pp. 2427-2435, 2014.

