



## **GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

### **VIABILIDADE DO USO DA PREVISÃO D-2 NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA COM DESSEM.**

**PAULO RENATO FREIRE DE SOUZA (1); RAFAEL JOSÉ DE ANDRADE (2);  
RAFAEL DE SOUZA FAVORETO (3)  
ITAIPU BINACIONAL**

#### **RESUMO**

O DESSEM, modelo computacional de planejamento energético de curtíssimo prazo, começou a ser utilizado na programação diária no início de 2020 e na formação do preço horário de energia no início de 2021. Posteriormente à sua execução, há uma etapa pós-DESSSEM, em que se avalia a viabilidade das propostas de geração e intercâmbios indicados. O trabalho visa avaliar qual seria o impacto de se utilizar os resultados do modelo publicados em D-2 (dois dias antes do dia que está sendo programado) e o ganho que tal procedimento traria para os processos da programação diária, de forma a viabilizar o atendimento ao prazo de fechamento estabelecido.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

DESSSEM; PROGRAMAÇÃO DIÁRIA; ITAIPU BINACIONAL; ONS; OTIMIZAÇÃO

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

A programação eletroenergética diária tem como propósito a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN-BR), por meio do suprimento, nas melhores condições elétricas, energéticas e econômicas, bem como, com a maior segurança operacional possível, das demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes (1).

Tendo como objetivo aproveitar da forma mais otimizada os recursos naturais disponíveis, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) faz uso de modelos computacionais que buscam minimizar o custo esperado de operação do sistema elétrico dentro de um determinado horizonte de planejamento. Este custo esperado é composto pelo custo de despacho das usinas termoeletricas e pelo valor atribuído a possíveis cortes de carga (déficits de energia) (2).

Os modelos computacionais apontam quais e quanto de energia cada usinas deverá gerar para atender a demanda sistêmica, considerando as incertezas associadas, em grande parte, às afluências futuras e a possibilidade de armazenar água nos reservatórios. Assim, esses modelos buscam encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água dos reservatórios para produção de energia com hidroelétricas, e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das termoeletricas (3), (4).

Atualmente, esse processo de tomada de decisão é realizado através da técnica de otimização estocástica multietápico, a PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica), que proporciona uma forma de se lidar com modelos de sistemas de grande porte ao evitar dificuldades computacionais (3).

As instituições do sistema elétrico brasileiro, utilizam os modelos de planejamento da operação NEWAVE, DECOMP e DESSEM, que são modelos de otimização para planejamento de sistemas hidrotérmicos interligados a médio, curto e curtíssimo prazos, respectivamente.

#### **2.0 - MODELO DESSEM**

O DESSEM é um modelo computacional de otimização que vem sendo desenvolvido pelo CEPEL desde 1998. Seu objetivo principal é determinar, para um horizonte de até 14 dias com discretização de meia-hora, o despacho ótimo para a programação diária da operação minimizando o custo total de operação, composto das parcelas de custo presente calculado por ele e o custo futuro fornecido pelo modelo DECOMP (5).

O DESSEM começou a ser utilizado na programação diária pelo ONS no início de 2020 e para a formação do preço de energia horário pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no início de 2021 (6). Ele representa as usinas hidroelétricas e termoeletricas de forma individualizada e com características mais detalhadas que os

modelos NEWAVE e DECOMP, tais como: a maior parte das usinas a fio d'água é tratada como reservatórios no DESSEM, e em praticamente todos os aproveitamentos é considerado o tempo de viagem da água para a usina de jusante; as afluições são consideradas determinísticas ao longo de todo o período de estudo; permite a representação da rede elétrica; e o *unit commitment* das usinas termoeletricas. Este nível de detalhamento, além das atualizações diárias das informações de entrada, proporcionam a possibilidade de o modelo obter despachos ótimos mais próximos da realidade, tornando o processo de minimização do custo total operação mais fidedigno.

Posteriormente à execução do modelo há uma etapa pós-DESSEM, em que se avalia a viabilidade das propostas de geração e intercâmbios indicados por ele, com a participação efetiva dos agentes.

O detalhamento na modelagem que torna o modelo mais realista também demanda um esforço computacional cada vez maior, o que, muitas vezes, acaba retardando o início da etapa pós DESSEM e, por consequência, o fechamento da programação, que muitas vezes acaba avançando através das horas do dia seguinte. Os Procedimentos de Rede estipulam prazo limite das 16h00min para processamento do modelo em D-1 (um dia antes do efetivamente realizado). Porém, em muitos casos, esse limite acaba sendo ultrapassado e até sendo necessário acionar o plano de contingências, devido à sua não convergência do modelo. Dessa forma, não é possível determinar de forma precisa quando a etapa pós-DESSEM efetivamente irá começar.

Por fim, diariamente a CCEE recebe do ONS o deck com os dados para o processamento do DESSEM, com o objetivo de calcular o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em base horária válido para o dia subsequente. O atraso na liberação dos resultados do modelo também impacta no cálculo do PLD, podendo trazer inconvenientes em tomada de decisão com foco em aspectos comerciais.

Este trabalho visa responder a seguinte questão: qual o impacto de utilizar os resultados do modelo DESSEM publicados em D-2 (dois dias anterior ao efetivamente realizado)? Essa publicação traria ganho efetivo para os trabalhos da programação diária, visto que o início da etapa pós-DESSEM seria em muito antecipado, viabilizando o atendimento ao prazo de fechamento e trazendo maior previsibilidade ao processo.

Serão comparadas as previsões de carga e afluições indicadas para o caso do DESSEM em D-1 e em D-2, em relação aos valores efetivamente realizados. Serão avaliados os resultados para todos os dias do ano de 2020, exceto para os sábados, uma vez que, para este dia não há previsões indicadas em D-2. Os comparativos visam identificar se o erro inerente à previsão poderia ser compensado pelo aumento da performance no fechamento da programação. Também serão avaliados os agregados mensais, para identificar possíveis sazonalidades.

### 3.0 - HORÁRIOS DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA

A Figura 1 mostra os horários de interesse do processo da programação diária para o ano de 2020, em que são destacados os casos nos quais o modelo DESSEM foi publicado em contingência, ou seja, sem *unit commitment* térmico.

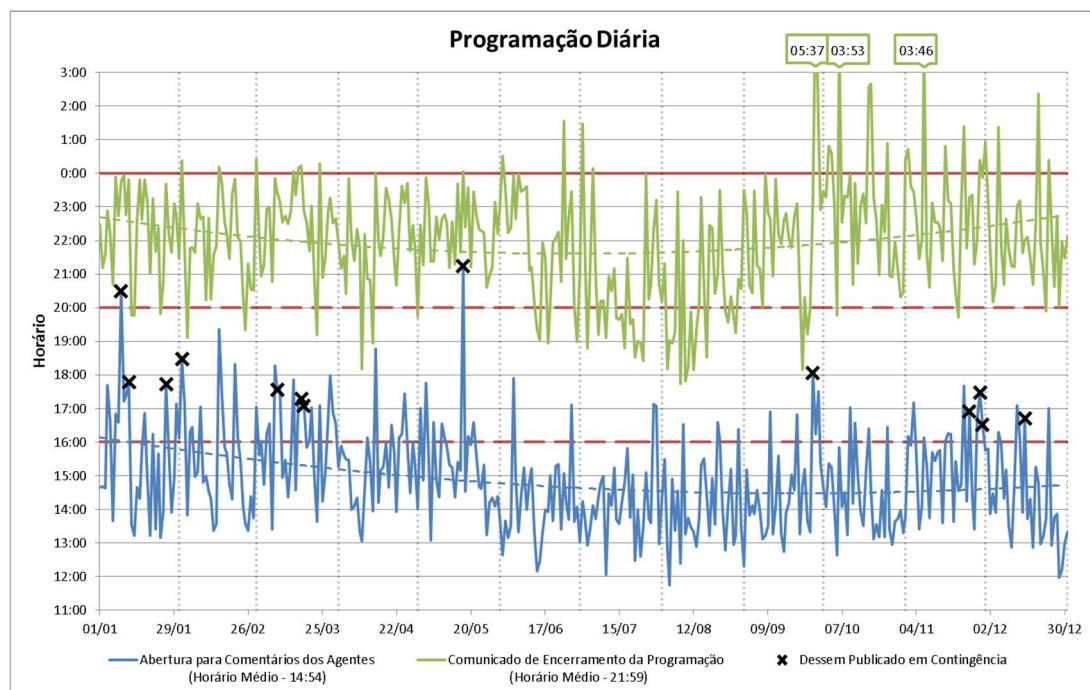


Figura 1 - Horários de interesse do processo de programação diária em 2020.

A Tabela 1 mostra os horários determinados pelo ONS com relação ao processo de programação diária, conforme apresentado no Submódulo 4.5 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Tabela 1 - Horários de entregas segundo o Procedimento de Rede ONS. Fonte: (1)



#### Procedimentos de Rede - Módulo 4 – Programação da Operação

Nome		Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Programação Diária da Operação		4.5	Responsabilidades	2020.12	01/01/2021
Atividade		Responsável	Prazo	Periodicidade	
5	Análise das condições de atendimento às cargas de demanda e energia	ONS	Até às 12h30min	Diária	
6	Processamento do modelo de curtíssimo prazo para definição das propostas de geração	ONS	Até às 16h00min	Diária	
7	Análise da viabilidade das propostas de geração definidas pelo modelo de curtíssimo prazo	ONS	Até às 18h00min	Diária	
8	Análise das propostas de geração definidas pelo modelo de curtíssimo prazo, em função das condições hidroenergéticas verificadas	ONS	Até às 18h00min	Diária	
9	Análise e compatibilização das propostas dos programas de geração e intercâmbio	ONS	Até às 18h30min	Diária	
10	Validação energética e elétrica das propostas de programas de geração e intercâmbios compatibilizados	ONS	Até às 19h00min	Diária	
11	Aprovação e estabelecimento do programa de geração final, elaboração do programa diário de operação eletroenergético	ONS	Até às 20h00min	Diária	
12	Disponibilização do PDO aos agentes e às salas de controle da operação do tempo real	ONS	Até às 21h00min	Diária	
13	Reinício do processo de programação devido à ocorrência de fato relevante na operação	ONS	Quando necessário	-	

Analisando os horários apresentados na Tabela 1 em relação aos observados ao longo do ano de 2020, pode-se fazer as seguintes considerações:

- Relativo ao item 6 “Processamento do modelo de curtíssimo prazo (DESSEM) para definição das propostas de geração”, o horário limite apresentado seria até às 16h00min. Os dados diários mostram que esse horário foi ultrapassado em 87 dos 366 dias do ano, ou seja, em aproximadamente 25% dos dias.

- O item 7 “Análise da viabilidade das propostas de geração definidas pelo modelo de curtíssimo prazo” representa o tempo que os agentes de geração possuem para analisar as propostas indicadas pelo DESSEM. O limite indicado seria de no mínimo 2h de duração terminando até as 18h. A análise dos dados diários mostra que este tempo na realidade, em média, foi de 1h04min.
- O item 11 “Aprovação e estabelecimento do programa de geração final, elaboração do programa diário de operação eletroenergético”, deveria ser realizado até as 20h00min, apontando como sendo o limite para a liberação do programa de geração para os agentes. A análise dos dados revela que em 319 dias, ou seja, 87% do total esse limite não foi respeitado, tendo como média às 22h00min o fechamento da programação. Destaca-se que em 30 dias (8% do ano), esse horário foi posterior a meia noite.
- O tempo médio obtido entre a liberação dos resultados do modelo DESSEM e o fechamento da programação foi de 7h04min.
- Em 13 dias o resultado do modelo necessitou ser publicado em contingência.

Pelos resultados obtidos pode-se observar que a sistemática vigente de processamento do DESSEM em D-1 tem levado a que a etapa pós-DESSEM não atenda aos prazos estabelecidos na Tabela 1. O horário de fechamento da programação acabou muitas vezes extrapolando o fim do dia, entrando no horizonte de Tempo Real. Tal ação acaba exaurindo as equipes envolvidas no processo, levando a realização de custos adicionais com horas-extras e interjornadas, além de submeter o sistema elétrico a riscos desconhecidos, uma vez que o Tempo Real pode estar executando um programa que não foi validado eletricamente.

Os tempos obtidos permitem concluir que uma vez utilizado os resultados disponibilizados em D-2 a etapa pós-DESSEM poderia ser finalizada em um horário mais próximo ao comercial, visto que o tempo médio entre a liberação dos resultados do modelo DESSEM e o fechamento da programação, em 2020, foi de 7h00min.

#### 4.0 - ANÁLISE DE DADOS DE CARGA E VAZÃO

Foram avaliadas as previsões de carga e de afluentes indicadas para o caso DESSEM publicados em D-1 e D-2, sendo comparadas com os valores efetivamente realizados. As previsões do modelo DESSEM foram obtidas de seus arquivos de entrada. Os valores de carga realizada foram obtidos do sistema SAGIC-ONS (7) e as vazões através do relatório ACOMP-ONS (8).

Os dados foram analisados de forma diária, avaliando as diferenças entre as previsões obtidas em D-1 e D-2 em relação aos dados realizados. Na Figura 2 se apresenta os valores médios mensais calculados.

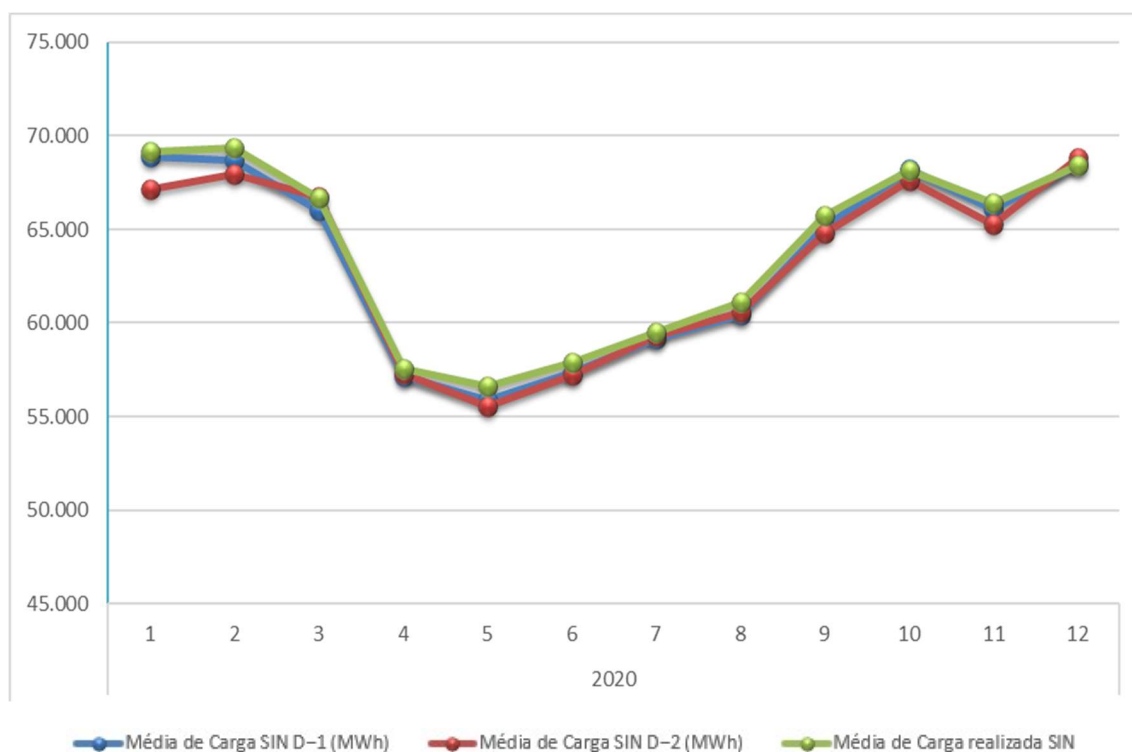


Figura 2 - Análise da carga SIN BR

Em seguida foi calculado o erro percentual utilizando os dados realizados como referência, conforme representado na Figura 3.

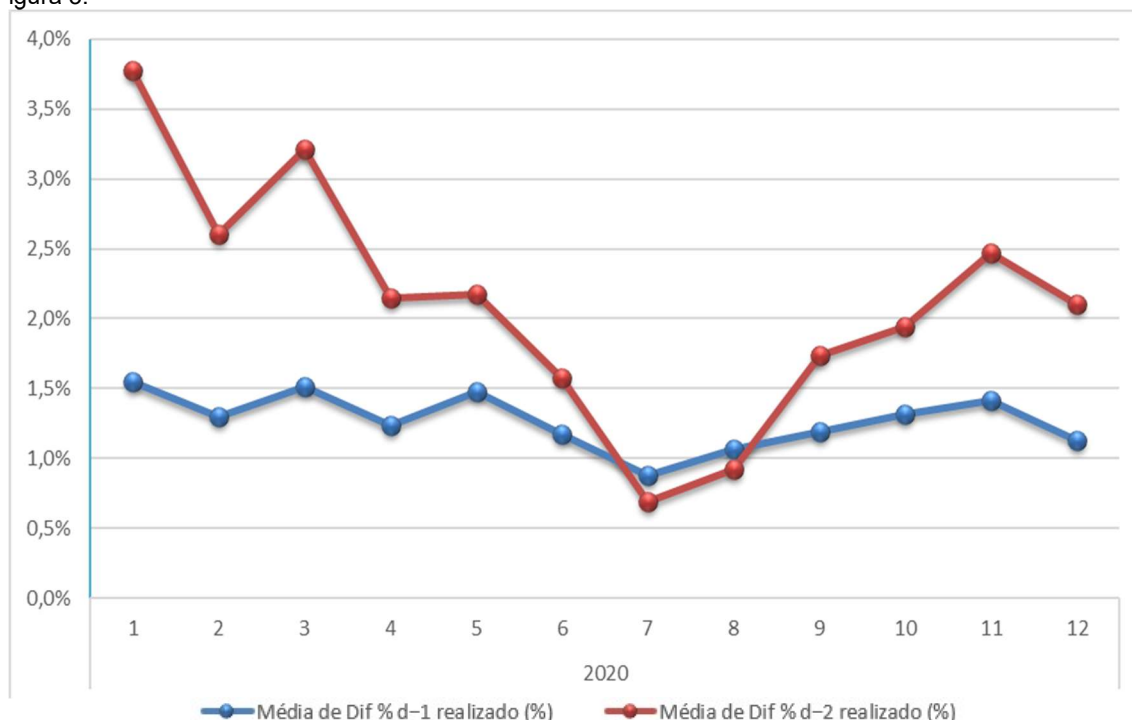


Figura 3 - Análise diferença percentual da previsão da carga SIN BR

O maior desvio dos dados diários em relação a previsão D-1 foi obtido para o dia 07/09/2020, com 6,1% (3.355MW), já para a previsão realizada em D-2 a maior diferença diária foi para o dia 14/10/2020, com 10,7%. (6.900MW). Analisando o comportamento ao longo do ano, pode-se observar que as maiores diferenças mensais se encontram no primeiro trimestre, com diferenças entre 1,3% a 1,6% para a previsão D-1 e entre 2,6% a 3,8% para a previsão realizada em D-2. Comparando o resultado entre esses dois casos a diferença esteve entre 1,3% a 2,2%. Interessante notar que nos meses de julho e agosto a previsão realizada em D-2 teve uma assertividade maior em relação aos outros meses. No ano a diferença entre as duas previsões teve uma média de 0,8%, o que equivaleu a cerca de 540 MW na carga do SIN-BR.

Em seguida foi feita uma avaliação das diferenças entre as vazões previstas em D-1 e D-2. Para este estudo, apresentado na Tabela 2, foi utilizado pelo menos uma usina de cada uma das principais bacias do SIN-BR.

Tabela 2 – Usinas destacadas para o estudo

Usina	Rio
GBM (Foz do Areia)	Iguaçu
Campos Novos	Uruguai
Tucuruí	Tocantins
Belo Monte (Pimental)	Amazonas
Ilha Solteira	Paraná
Furnas	Grande
Emborcação	Paranaíba
Itaipu	Paraná
Barra Bonita	Tietê
Capivara	Paranapanema

Jirau	Amazonas
Sobradinho	São Francisco

Para análise dessas usinas foi utilizada uma sistemática semelhante a realizada com a carga, sendo comparado o valor previsto indicado em D-1 e D-2 com o valor realizado. Os resultados, na sua maioria, mostraram-se muito semelhantes, exceto, por eventuais diferenças pontuais, apontando que a previsão é pouco sensível a janela temporal de 1 dia de previsão. Isto pode ser explicado pela própria característica da transformação da chuva em vazão e pelo tempo de viagem entre os aproveitamentos. Como exemplo, apresenta-se na Figura 4 os resultados médios mensais obtidos para a UHE Itaipu. Em termos médios anuais, a diferença entre as previsões para o ano de 2020 foi de 2%, o que equivaleu a cerca de 50 m³/s na vazão prevista para Itaipu.

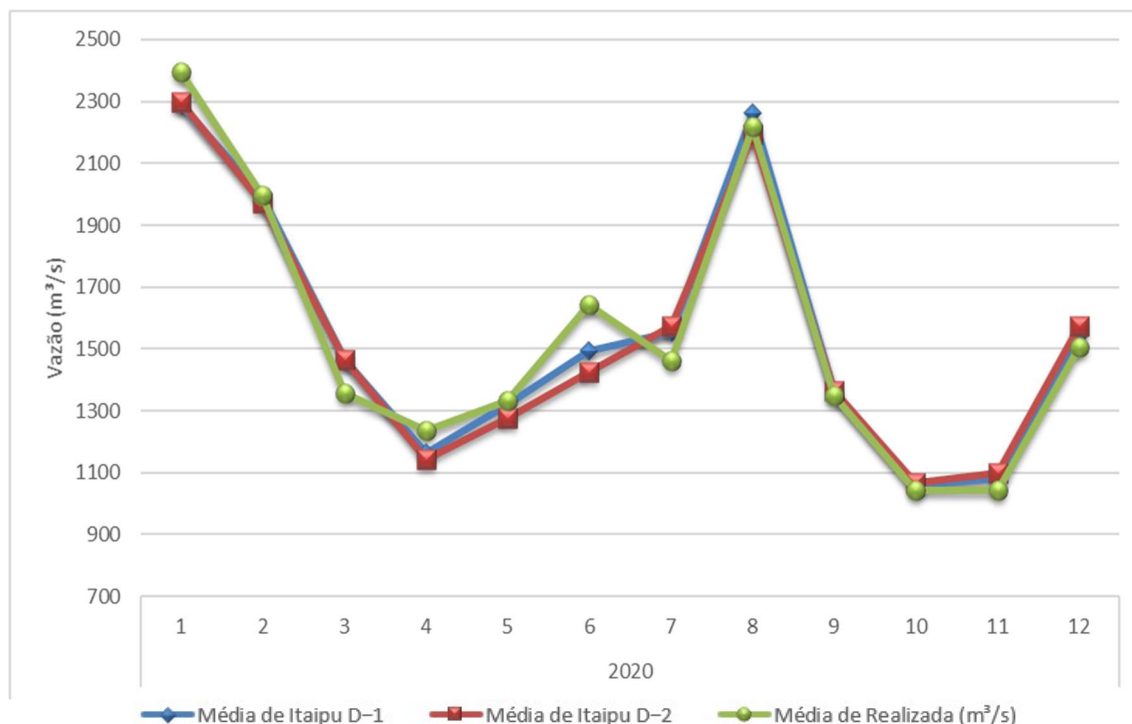


Figura 4 - Análise de vazões da UHE Itaipu.

Conforme pode-se observar nas avaliações realizadas para as previsões de carga e afluentes, o impacto em se utilizar a previsão realizada em D-2 acaba não sendo muito significativo, principalmente quando avaliada ao longo do tempo, em que as diferenças médias anuais mostraram-se ser bem pequenas. Esses resultados confirmam a robustez dos processos de previsão atualmente utilizados pelo ONS.

Destaca-se que a etapa pós-DESSEM já faz uma atualização da carga prevista quando necessário, não exigindo um novo processo caso fosse utilizado a previsão inicial feita em D-2.

## 5.0 - ANO DE 2021

Em consequência das vazões afluentes notadamente inferiores registradas nos últimos anos e baixos níveis de armazenamento dos reservatórios, o ano de 2021 vem apresentando desafios adicionais a operação do sistema. Como consequência, ao longo do ano vem sendo realizado intercâmbio internacional com a Argentina e Uruguai, além de despacho térmico adicional por segurança energética. A partir do segundo semestre foram flexibilizados os critérios de segurança e passou-se a adotar o critério N-1 de forma a aumentar os limites de recebimento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO). Com isso, o processo da programação se tornou ainda mais complexo e delongado. Na Figura 5, apresenta-se os horários de interesse do processo da programação diária para o ano de 2021, em que são destacados os casos nos quais o modelo DESSEM foi publicado em contingência. Analisando os resultados, pode-se observar que:

- Os dados diários mostram que em 66 dos 266 dias do ano até 23/09/2021, o DESSEM foi publicado após as 16h00min, ou seja, 25% dos dias, exatamente o mesmo resultado de 2020.
- O tempo para comentário dos agentes após a publicação foi, em média, de 1h02min, aproximadamente o mesmo resultado de 2020.

- Em 223 dias, ou seja, 84% do ano o fechamento da programação foi após as 22h00min, sendo 21h55min a média. Destaca-se que em 39 dias (15% do ano), esse horário foi posterior à meia noite.
- O tempo médio obtido entre a liberação dos resultados do modelo DESSEM e o fechamento da programação foi, aproximadamente, mesmo resultado de 2020, 7h01min.
- Assim como em 2020, em 13 dias o modelo precisou ser publicado em contingência.
- Em 2 dias (07/08 e 28/08) o modelo não teve resultado publicado por não haver encontrado solução.

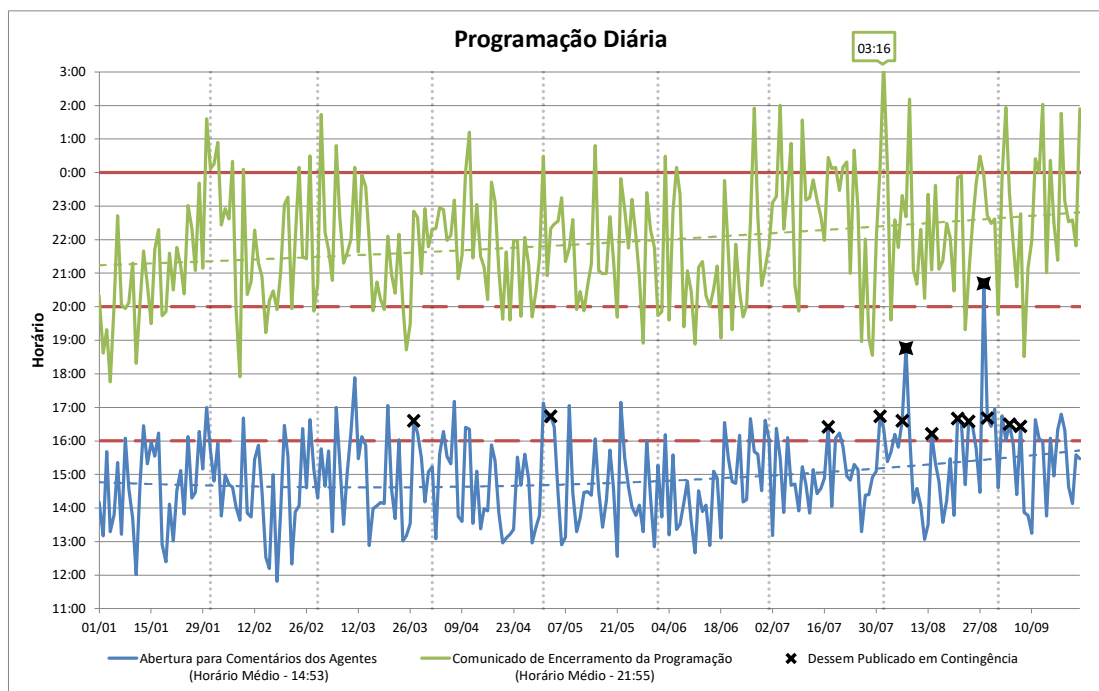


Figura 5 - Horários de interesse do processo de programação diária em 2021.

Os resultados obtidos para 2021 reforçam o benefício à programação diária da adoção dos resultados do DESSEM publicados em D-2. Para tanto, é necessário que o modelo incorpore um dia a mais ao horizonte de programação, uma vez que seria necessário adicionar o sábado na semana operativa anterior. Além disso, seria necessário estender o caso com rede elétrica ao segundo dia. Tais alterações demandariam avaliação por parte da CPAMP (Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico).

## 6.0 - CONCLUSÕES

A entrada do modelo DESSEM nos processos de programação diária e formação de preços permitiu aproximar um pouco mais a realidade operativa aos resultados do modelo, uma vez que o DESSEM possui uma representação mais detalhada, com destaque para a rede elétrica e o *unit commitment* das usinas térmicas, além das atualizações diárias das informações de entrada. Porém, tais ganhos acabam sendo atenuados, em função da sistemática vigente de processamento em D-1, no qual a etapa pós-DESSSEM fica comprometida, levando ao não atendimento aos prazos estabelecidos nos Procedimentos de Rede. O horário de fechamento da programação acaba muitas vezes entrando no horizonte de tempo real, exaurindo às equipes envolvidas no processo e levando o sistema elétrico a riscos desconhecidos.

O trabalho permitiu avaliar, a partir dos dados relativos ao ano de 2020, que o impacto em termos previsão de carga e de afluências ao utilizar a previsão realizada em D-2 não é muito significativo, uma vez que os processos de previsão utilizados pelo ONS vem se mostrando cada vez mais robustos.

O processamento do DESSEM no dia D-2 agilizaria a etapa pós-DESSSEM. Isso fica ainda mais nítido quando a avaliação é expandida para o ano de 2021, em que a crise hídrica levou a uma flexibilização de limites de intercâmbio, importação de energia da Argentina e Uruguai e despacho de usinas térmicas por garantia energética, tornando a etapa pós-DESSSEM ainda mais complexa. Para implementar a sistemática proposta, haveria a necessidade de acrescentar pelo menos mais um dia ao horizonte do DESSEM, uma vez que seria necessário adicionar o sábado na semana operativa anterior. Além disso, seria necessário estender o caso com rede elétrica ao segundo dia. Tais alterações demandariam avaliação por parte da CPAMP (Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico).



## 7.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) ONS - Operador Nacional do Sistema. Procedimentos de Rede - Submódulo 4.5. Brasil, 2021.
- (2) DALL'ORTO, C.E.R.C. Análise da Redução do Horizonte do Planejamento no Modelo Computacional de Médio Prazo. Universidade Federal de Itajubá (Dissertação de Mestrado). Brasil, 2017.
- (3) CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Projeto NEWAVE: Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes, Manual do Usuário, Versão 27.4.5. Brasil, 2021.
- (4) QUEIROZ, A.R. Simulação de Custo Marginal em Mercado de Energia Elétrica Utilizando Redes Neurais. Universidade Federal de Itajubá (Dissertação de Mestrado). Brasil, 2007.
- (5) 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 do Usuário, Versão 19.0.22. Brasil, 2021.
- (6) MME – Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019. Brasil, 2019.
- (7) ONS - Operador Nacional do Sistema. SAGIC – Sistema de Apuração de Geração Intercambio e Carga. Brasil, 2021.
- (8) ONS - Operador Nacional do Sistema. ACOMPH – Acompanhamento das Condições Hidroenergéticas. Brasil, 2021.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



PAULO RENATO FREIRE DE SOUZA é engenheiro eletricista, graduado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 2012, e pós-graduado em Gestão de Projetos na Faculdade de Tecnologia SENAI Florianópolis em 2018. Atuou na General Electric (GE - Reason Tecnologia) durante 7 anos na área de sistemas de proteção, controle, RDP, subestação digital e IEC 61850. Desde 2019 trabalha na Itaipu Binacional, atuando na área de planejamento, estudos energéticos, programação da operação e estatística.

E-mail: [paulofs@itaipu.gov.br](mailto:paulofs@itaipu.gov.br)

Fone: (45) 3520-2676

(2) RAFAEL JOSÉ DE ANDRADE é engenheiro eletricista, graduado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 2007, e graduado em Física pela Universidade Federal do Paraná em 2004. Concluiu MBA em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em 2019. Atuou na Chesf e Copel na área de manutenção de sistemas de proteção e controle. Desde 2013 trabalha na Itaipu Binacional, atuando na área de planejamento, programação da operação e estatística.

E-mail: [rafaelja@itaipu.gov.br](mailto:rafaelja@itaipu.gov.br)

Fone: (45) 3520-2294

(3) RAFAEL DE SOUZA FAVORETO é engenheiro civil, graduado pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) em 1997. Desde 2005 tem Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental pela UFPR com ênfase em Estudos Energéticos. É especialista em Economia Empresarial pela Faculdade Bom Jesus (FAE, 2001) e tem MBA em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico pela Fundação Getúlio Vargas (FGV, 2020). Atuou na Copel e Lactec, dentro do CEHPAR, na área de pesquisa em hidrologia e estudos energéticos. Desde 2006 trabalha na Itaipu Binacional, atuando na área de planejamento, programação da operação e estatística.

E-mail: [rafaelsf@itaipu.gov.br](mailto:rafaelsf@itaipu.gov.br)

Fone: (45) 3520-2948