



GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL INTERMITENTE E RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS VISANDO A FLEXIBILIDADE DO SISTEMA

CYNTIA CRISTINNE CORRÊA BAIA DE AQUINO(1); THIAGO JOSÉ DA LUZ(1); CLODOMIRO UNSIHUAY VILA(1)
UFPR(1)

RESUMO

Este informe técnico propõe uma metodologia de planejamento da operação horária visando a flexibilidade do sistema. É implementado um modelo computacional determinístico considerando geração hidrotérmica, e fontes de energia renovável intermitente, como eólica e solar. Além disso, o modelo considera recursos energéticos distribuídos: usinas hidroelétricas reversíveis (UHERs), geração distribuída e resposta da demanda. Para validar o modelo, cenários representando período hidrológico úmido e seco foram testados. Os resultados mostram que UHERs e a resposta da demanda, bem como a utilização de geração distribuída auxiliam para a redução dos custos, dependendo menos das usinas termelétricas, aumentando a segurança, flexibilidade e robustez do sistema.

PALAVRAS-CHAVE: Planejamento da Operação; Fontes de Energia Renovável Intermitente; Recursos Energéticos Distribuídos; Flexibilidade.

1.0 INTRODUÇÃO

As fontes de energia renovável intermitente (FERIs), como a solar e eólica, estão despertando cada mais interesse nos órgãos responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia, já que tais fontes reduzem os custos da utilização das fontes de energia convencional. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 (1), é esperado que tanto a geração eólica quanto a geração fotovoltaica atinjam 30 GW em 2030, o que representará 20% da capacidade instalada. Atualmente, o sistema interligado nacional (SIN), é caracterizado como hidro-termo-eólico, demonstrando que a energia eólica tem forte impacto para a geração nacional, representando 11,6% da capacidade instalada na geração centralizada atual da matriz energética brasileira (2).

Ainda de acordo com o PDE 2030, os recursos energéticos distribuídos (REDs) abrangem sistemas diretamente conectados com a rede de distribuição, como, por exemplo, sistemas de armazenamento de energia, microrredes, resposta da demanda e geração distribuída (GD), incluindo sistemas de pequeno porte de FERi. Estudos como (3-5) consideram os REDs na modelagem dos problemas. Entretanto, nem todas as modelagens são aplicadas para o planejamento da operação, principalmente considerando recursos hídricos, como usinas hidroelétricas reversíveis (UHERs), que são essenciais para o Brasil, o qual é predominantemente hidroelétrico, como apresenta (6) e (7). As usinas hidroelétricas reversíveis funcionam como um sistema de armazenamento em usinas que possuem reservatórios inferior e superior. A água do reservatório inferior é bombeada para o reservatório superior, quando se tem recursos energéticos em períodos fora de pico de carga, e utilizam a água então localizada no reservatório superior para suprir a demanda necessária (8). Por isso, este recurso traz muitas vantagens para o SIN e será considerado no modelo proposto.

O programa de resposta da demanda, que também é considerado um RED, visa reduzir os custos de energia pela menor utilização das fontes convencionais, como as termelétricas. Pode haver uma redução voluntária da demanda por parte do consumidor, obtendo vantagens financeiras, como redução na conta de energia (9). A resolução Normativa nº 928 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (10) determina as diretrizes da resposta da demanda para o Brasil. Este recurso deve auxiliar não só os consumidores, como também os produtores de energia, não sobrecarregando o sistema. Neste trabalho também é inserido na formulação esta questão da resposta da demanda.

A flexibilidade das unidades geradoras pode ser avaliada como em (11), que analisa o comportamento das rampas das unidades elétricas e o impacto da resposta da demanda em seu funcionamento. Bem como, (12) considera o *unit commitment* das usinas para avaliar sua flexibilidade. Esta flexibilidade causa grande impacto na utilização dos recursos disponíveis, trazendo uma maior robustez para o sistema.

1.1 Contribuições

Este trabalho traz uma modelagem do SIN representado em 4 subsistemas: Norte, Nordeste, Centro-Oeste/Sudeste e Sul, modelado como um sistema elétrico de potência de 4 barras. Sendo assim, as principais contribuições deste trabalho são:

- Modelagem linear inteira mista para o planejamento da operação horário do SIN;
- Modelagem e utilização de FERIs, sendo elas eólica e solar;
- Modelagem e utilização de REDs, sendo elas UHERs e resposta da demanda e GD fotovoltaica;
- Análise da flexibilidade das unidades termelétricas do sistema.

As seções deste trabalho são: a introdução, que já foi apresentada na seção 1.0, a formulação matemática é apresentada na seção 2.0. Os resultados são apresentados na seção 3.0, e finalmente as conclusões na seção 4.0.

2.0 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Nesta seção, será apresentado o modelo matemático considerando as fontes utilizadas, seus custos, capacidade instalada, além de restrições das UHERs, resposta da demanda, fluxo e balanço de potência.

2.1 Função objetivo

O problema do planejamento da operação baseia-se na minimização dos custos totais de operação, o que consiste nos custos relacionados a termelétrica, cortes de carga $P_{d,t}^{LS}$, *curtailment* ou “vertimento” de geração $P_{g,t}^{exc}$, e custos de REDs, como resposta da demanda P_b^{Cont} e UHERs $P_{res,t}^B$ e $P_{res,t}^G$, como apresenta a Equação 1.

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\sum_{k=1}^{Nt} (C_{k,t}^{SU} + C_{k,t}^{Pt}) + \sum_{d=1}^D \hat{C}_d^{LS} P_{d,t}^{LS} + \sum_{g=1}^G \hat{C}_g^{exc} P_{g,t}^{exc} + \sum_{b=1}^{Nb} \hat{C}_t^{dr} * Dr_{b,t}^{90} * P_b^{Cont} + \sum_{res=1}^{N_{uher}} (\hat{C}_{res,t}^B * P_{res,t}^B + \hat{C}_{res}^G * P_{res,t}^G) \right] \quad (1)$$

Onde: \hat{C}_d^{LS} é o custo do corte de carga do sistema, \hat{C}_g^{exc} é o custo de corte de geração g excedente, \hat{C}_t^{dr} são os custos relacionados a resposta da demanda em cada barra b , e os custos de bombeamento $\hat{C}_{res,t}^B$ de cada UHERs res , sendo N_{uher} o número total de UHERs no sistema, e \hat{C}_{res}^G é o custo de geração das UHERs.

Já os custos relacionados à geração termelétrica (Equações 2-6) contêm o custo de partida $C_{k,t}^{SU}$ de cada usina k e o custo de produção, sendo aqui representado por uma equação linear (Equação 6), em que C_i^{Pt} é o custo linear que depende da potência $p_{i,t}$ da máquina i no período t e C_i^y é o custo fixo caso a máquina i esteja sendo utilizada.

$$C_{k,t}^{SU} = \sum_{i=1}^{Nm} C_{i,t}^{SU} \quad \forall k \in Nt, t \in T \quad (2)$$

$$C_{i,t}^{SU} \geq C_i^{SU} (y_{i,t} - y_{i,t-1}) \quad \forall i \in Nm, t \in T \quad (3)$$

$$C_{i,t}^{SU} \geq 0 \quad \forall i \in Nm, t \in T \quad (4)$$

$$C_{k,t}^{Pt} = \sum_{i=1}^{Nm} C_{i,t}^{Pt} \quad \forall k \in Nt, t \in T \quad (5)$$

$$C_{i,t}^{Pt} \geq C_i^{Pt} p_{i,t} + C_i^y y_{i,t} \quad \forall i \in Nm, t \in T \quad (6)$$

Onde Nm é o número total de máquinas i de cada usina k , Nt o número total de usinas térmicas e T o número de períodos para o planejamento. $y_{i,t}$ é uma variável binária auxiliar que indica se a máquina i está ligada se for 1, ou desligada se for 0.

2.2 Restrições de geração termelétrica

As Equações (7-6) representam o comportamento das usinas térmicas.

$$P_{k,t} = \sum_{i=1}^{Nm} p_{i,t} \quad \forall k \in Nt, t \in T \quad (7)$$

$$y_{i,t} - y_{i,t-1} = w_{i,t}^{SU} - w_{i,t}^{SD} \quad \forall i \in Nm, t \in T \quad (8)$$

$$t_i^{up} = \max \{0, (\hat{T}_i^{up} - \hat{T}_i^{up(0)}) y_i^0\} \quad \forall i \in Nm \quad (9)$$

$$t_i^{down} = \max \{0, (\hat{T}_i^{down} - \hat{T}_i^{down(0)}) (1 - y_i^0)\} \quad \forall i \in Nm \quad (10)$$

$$\sum_{t=\hat{T}_i^{up}+1}^t w_{i,t}^{SU} \leq y_{i,t} \quad \forall i \in Nm, t \in [\hat{T}_i^{up}, T] \quad (11)$$

$$\sum_{t=\hat{T}_i^{down}+1}^t w_{i,t}^{SD} \leq 1 - y_{i,t} \quad \forall i \in Nm, t \in [\hat{T}_i^{down}, T] \quad (12)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq R_i^{UP} y_{i,t-1} + S_i^{SU} w_{i,t}^{SU} \quad \forall i \in Nm, t \in T \quad (13)$$

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq R_i^{DN} y_{i,t} + S_i^{SD} w_{i,t}^{SD} \quad \forall i \in Nm, t \in T \quad (14)$$

$$\hat{P}_i^{min} \cdot y_{i,t} \leq p_{i,t} \leq \hat{P}_i^{max} \cdot y_{i,t} \quad \forall i \in Nm, t \in T \quad (15)$$

Neste modelo, é considerado o *unit commitment* de cada usina, similar ao apresentado em (13). A flexibilidade das usinas termelétricas é considerada nos tempos t_i^{up} e t_i^{down} das rampas (ver Equações (9) e (10)), bem como as rampas R_i^{UP} de subida (Equação 13) e descida R_i^{DN} (Equação 14), as quais variam com o tipo de usina e combustível utilizado. Para mais informações sobre a formulação, verificar (13).

Onde: $P_{k,t}$ é a potência (MWh) de cada usina k , $p_{i,t}$ são as potências da máquina i no período t , $w_{i,t}^{SU}$ e $w_{i,t}^{SD}$ são variáveis binárias que indicam se a máquina i está sendo partida ou desligada, respectivamente. t_i^{up} e t_i^{down} são os tempos de subida e descida das rampas. S_i^{SU} e S_i^{SD} são as potências de partida e desligamento, respectivamente. E \hat{p}_i^{min} e \hat{p}_i^{max} são as potências mínima e máxima que a máquina i pode atingir.

2.3 Restrições de geração hidroelétrica

As hidroelétricas são representadas de uma forma mais simplificada, respeitando limites e tempos de rampa, similar a formulação utilizada para a geração termelétrica, e para evitar repetições e pela limitação de espaço, não será apresentada aqui. Os limites operacionais dependem do status $y_{h,t}$ da usina h , que é 1 se estiver ativada e 0 se estiver desligada, como pode ser visto na Equação 16. \hat{p}_h^{min} e \hat{p}_h^{max} são os limites mínimo e máximo que cada usina h pode atingir, sendo Nh o número total de usinas.

$$\hat{p}_h^{min} * y_{h,t} \leq P_{h,t} \leq \hat{p}_h^{max} * y_{h,t} \quad \forall h \in Nh, t \in T \quad (16)$$

2.4 Restrições das usinas hidroelétricas reversíveis

Já as hidroelétricas reversíveis foram formuladas como baterias em um problema linear inteiro misto, como pode ser visto nas Equações 22-25, similar ao que é modelado em (14). Entretanto, (15) mostra que as UHERs necessitam de um tempo de troca de funcionamento da turbina de geração para ser usada no bombeamento de água. Neste trabalho, o tempo de troca será de 1h (Equações 17-19). As variáveis $y_{res,t}^B$ e $y_{res,t}^G$ indicam o estado de bombeamento e geração das UHERs, respectivamente. As variáveis binárias $Y_{res,t}^{on}$, $Y_{res,t}^{off}$, $Z_{res,t}^{on}$, $Z_{res,t}^{off}$, indicam o início e o fim dos ciclos de carga (bombeamento) e descarga (geração) respectivamente. Além disso, é considerado um rendimento de bombeamento η_{res}^B e geração η_{res}^G . O estado da carga das UHERs $SoC_{res,t}$ deve respeitar os limites mínimos $\widehat{SoC}_{res}^{min}$ e máximos $\widehat{SoC}_{res}^{max}$, que são dados de entrada.

$$y_{res,t}^G + y_{res,t}^B \leq 1 \quad \forall res \in Nuher, t \in T \quad (17)$$

$$y_{res,t-1}^G + y_{res,t}^B \leq 1 \quad \forall res \in Nuher, t \in T \quad (18)$$

$$y_{res,t}^G + y_{res,t-1}^B \leq 1 \quad \forall res \in Nuher, t \in T \quad (19)$$

$$\hat{p}_{res}^{min} y_{res,t}^G \leq P_{res,t}^G \leq \hat{p}_{res}^{max} y_{res,t}^G \quad \forall res \in Nuher, t \in T \quad (20)$$

$$\hat{p}_{res}^{min} y_{res,t}^B \leq P_{res,t}^B \leq \hat{p}_{res}^{max} y_{res,t}^B \quad \forall res \in Nuher, t \in T \quad (21)$$

$$y_{res,t}^G - y_{res,t-1}^G = Z_{res,t}^{on} - Z_{res,t}^{off} \quad \forall res \in Nuher, t \in T \quad (22)$$

$$y_{res,t}^B - y_{res,t-1}^B = Y_{res,t}^{on} - Y_{res,t}^{off} \quad \forall res \in Nuher, t \in T \quad (23)$$

$$SoC_{res,t} = SoC_{res,t-1} + P_{res,t}^B \eta_{res}^B - P_{res,t}^G / \eta_{res}^G \quad \forall res \in Nuher, t \in T \quad (24)$$

$$\widehat{SoC}_{res}^{min} \leq SoC_{res,t} \leq \widehat{SoC}_{res}^{max} \quad \forall res \in Nuher, t \in T \quad (25)$$

2.5 Restrições da resposta da demanda

Neste informe técnico, a resposta da demanda é representada dividindo a carga total em cada barra em cargas controláveis P_b^{cont} e não controláveis P_b^{NC} . As cargas controláveis são uma porcentagem $\widehat{CC}_b^{\%}$ da carga total, que podem ser realocadas durante todo o período de planejamento. A variável $Dr_{b,t}^{\%}$ representa a alocação das cargas controláveis da barra b no período t e a carga deve ser realocada 100%, mas podendo variar os períodos em que é realocada, como mostra a Equação 29. Para este informe técnico, a porcentagem de carga controlável é de 20% da carga total.

$$P_b^{NC} = (1 - \widehat{CC}_b^{\%}) * CargaTotal \quad \forall b \in Nb \quad (26)$$

$$P_b^{cont} = \widehat{CC}_b^{\%} * CargaTotal \quad \forall b \in Nb \quad (27)$$

$$P_{b,t}^{cont} = Dr_{b,t}^{\%} * P_b^{cont} \quad \forall b \in Nb, t \in T \quad (28)$$

$$\sum_{t=1}^T Dr_{b,t}^{\%} = 1 \quad \forall b \in Nb, t \in T \quad (29)$$

2.6 Restrição de fluxo de linha

O fluxo das linhas de transmissão ou linhas equivalentes das interconexões $P_{l,t}$ devem respeitar a sua capacidade máxima \hat{P}_l^{max} , como pode ser visto na Equação 30, sendo que NL é o número total de linhas do sistema.

$$-\hat{P}_l^{max} \leq P_{l,t} \leq \hat{P}_l^{max} \quad \forall n \in NL, t \in T \quad (30)$$

2.7 Restrição de balanço de potência

Por fim, a restrição do balanço de energia em cada hora garante que a demanda da barra b seja atendida pelas fontes disponíveis, como a térmica, hidroelétrica, eólica e solar, que estão conectadas na mesma barra e que o fluxo entre as barras seja respeitado. Todas as variáveis assinaladas como \hat{X} são parâmetros de entrada e as outras variáveis são otimizadas pelo software. Os conjuntos $NL \in b, s$ e $NL \in b, e$ representam os fluxos de potência que saem e entram nas barras, respectivamente. Como as FERIs são utilizadas como um parâmetro de entrada neste modelo, elas são representadas como: $\hat{P}_{e,t}$ é a geração eólica, em que E é o número total de usinas eólicas, $\hat{P}_{pvcent,t}$ é a geração fotovoltaica centralizada e PV é o número total de usinas fotovoltaicas, $\hat{P}_{pvGD,t}$ é a geração distribuída fotovoltaica, que assim como será apresentado na Seção 3.0, será utilizada em alguns casos testes. A demanda utilizada também é um dado de entrada, representado por $\hat{P}_{d,t}$.

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^{K \in b} P_{k,t} + \sum_{h=1}^{H \in b} P_{h,t} + \sum_{res=1}^{RE \in b} P_{res,t}^G - \sum_{res=1}^{RE \in b} P_{res,t}^B - \sum_{l=1}^{NL \in b, s} P_{l,t} + \sum_{l=1}^{NL \in b, e} P_{l,t} - \sum_{d=1}^{D \in b} D_{d,t} \% * P_d^{Cont} \\ + \sum_{d=1}^{D \in b} P_{d,t}^{ls} - \sum_{g=1}^{G \in b} P_{g,t}^{exc} = \sum_{d=1}^{D \in b} \hat{P}_{d,t} - \sum_{e=1}^{E \in b} \hat{P}_{e,t} - \sum_{pv=1}^{PV \in b} \hat{P}_{pvcent,t} - \sum_{pv=1}^{PV \in b} \hat{P}_{pvGD,t} \end{aligned} \quad (31)$$

3.0 RESULTADOS

Os testes foram implementados em linguagem Python 3.8, através do solucionador Gurobi em um computador com um CPU Intel® Core™ i7-5500U @ 2.40GHz de 8GB RAM.

3.1 Sistema teste

Para analisar o comportamento da flexibilidade da geração térmica e hidroelétrica, considerando geração eólica, solar centralizada e solar distribuída, hidroelétricas reversíveis e resposta da demanda, foi utilizado um sistema de 4 barras o qual representa os 4 subsistemas do SIN para cenários hidrológicos úmido e seco do ano 2021. A barra 1 representa o subsistema Norte, a barra 2, o subsistema Nordeste, a barra 3, o subestima Centro-Oeste/Sudeste e o subsistema Sul é representado na barra 4. Os limites máximos utilizados das fontes para cada barra foram obtidos pelo site da ONS (2), e são apresentados na Tabela 1. Destaca-se que a geração fotovoltaica tanto centralizada quando distribuída é apresentada em MW_{pico}.

Tabela 1- Limites máximos de geração por fonte em cada barra

Fonte	Geração máxima (MWh)	Fonte	Geração máxima (MWh)
Ph ₁	18794	Ph ₃	46000
Pt ₁	3671	Phr ₃	20000
Pe ₁	215,707	Pt ₃	23431
Ppvcent1	1909,407 (MW _{pico})	Pe ₃	1666,59
Ph ₂	9000	Ppvgd3	20000 (MW _{pico})
Pt ₂	8367	Ph ₄	15000
Pe ₂	12071,69	Pt ₄	4249
Ppvcent2	814,887 (MW _{pico})		

Já os limites de fluxo máximo nas linhas de transmissão são apresentados na Tabela 2 e foram retirados de (2).

Tabela 2- Capacidade de fluxo nas linhas de transmissão entre os subsistemas

Linha de Transmissão	Barra de	Barra para	Fluxo máximo (MWh)
LT1	1	2	5200
LT2	1	3	11500
LT3	2	3	4100
LT4	3	4	10800

Como mencionado na seção 2.2, a flexibilidade das usinas termelétricas é avaliada através dos diferentes tipos de combustível e seus respectivos tempos de subida, descida e as rampas. Por isso, a Tabela 3 apresenta os valores utilizados e os tipos de usinas termelétricas representadas, respeitando a capacidade instalada das usinas nos subsistemas, dados esses obtidos em (16), já os dados de custo foram obtidos em (17). As rampas e seus respectivos

tempos foram determinados de acordo com (18). Destaca-se que assim como apenas o subsistema Centro-Oeste/Sudeste possui usinas nucleares, a representação é feita da mesma forma, sendo o tipo de usina mais inflexível, já que o tempo de subida e descida é maior do que para os outros tipos de combustível.

Tabela 3 – Dados de entrada das usinas termelétricas

Barra	Térmica por combustível	Custo de partida (R\$/MWh)	Custo operacional (R\$/MWh)	Potência Máxima (MWh)	Rampas de subida e descida (MWh)	Tempos de subida e descida (h)
1	Carvão	2,00	150,00	367,7	18,385	6
1	GN flexível	0,50	347,00	2483	248,3	1
1	GN ca	0,50	451,00	360,1	18,005	2
1	Diesel	0	500,00	93,04	9,304	3
2	Carvão	2,00	150,00	2674	267,4	6
2	GN flexível	0,50	347,00	1858	185,8	1
2	GN ca	0,50	451,00	1085	108,5	2
2	Diesel	0	500,00	53,12	5,312	3
3	Carvão	2,00	150,00	10983	1098,3	6
3	GN flexível	0,50	347,00	7617	761,7	1
3	GN ca	0,50	451,00	704	70,4	2
3	Diesel	0	500,00	976,7	97,67	3
3	Nuclear	200,00	44,00	613,1	61,31	18
4	Carvão	0,50	150,00	2827,5	141,375	6
4	GN flexível	0,50	347,00	1147	114,7	1
4	GN ca	0,50	451,00	1572	157,2	2
4	Diesel	0	500,00	1371	137,1	3

3.2 Estudos de caso

Para a validação do modelo proposto, 2 cenários foram avaliados: a) Cenário 2021, período hídrico úmido referente ao dia 15/03/2021 e b) Cenário 2021, período hídrico seco (crise hídrica) refere-se a um cenário hipotético com 80% da geração hidroelétrica disponível em 05/09/2021. Os dados de demanda e geração para 2021 foram obtidos da ONS (2). Para determinar a influência da resposta da demanda e da utilização de usinas hidroelétricas reversíveis e a inserção da GD fotovoltaica para o modelo proposto, para cada um dos cenários a) e b) comentados acima, 4 casos são simulados sendo eles:

- Caso 1: modelo **sem** a utilização de nenhum tipo de recurso distribuído: RD, UHERs, GD.
- Caso 2: Caso 1, porém considerando **apenas** elevada inserção de GD fotovoltaica;
- Caso 3: Caso 1, porém considerando simultaneamente a RD e UHERs.
- Caso 4: Caso 1 considerando simultaneamente tanto elevada inserção de GD fotovoltaica, quanto RD e UHERs.

Neste trabalho, para efeitos práticos foram considerados três patamares de custo de energia elétrica para a resposta a demanda e bombeamento das UHERs, como é mostrado na Tabela 4, visando fornecer ao modelo um sinal econômico na otimização da utilização das REDs considerando os custos de energia nos períodos ponta, intermediário e fora de ponta.

Tabela 4 – Tarifas utilizadas para RD e UHERs.

Horário	Tarifa da RD	Tarifa das UHERs
Fora de ponta: 0h-16h e 23h	R\$ 80,00	R\$ 30,00
Intermediário: 17h e 22h	R\$ 120,00	R\$ 40,00
Ponta: 18h-21h	R\$ 160,00	R\$ 50,00

Os resultados nas seções seguintes são apresentados com os cenários simulados.

3.2.1 Cenário 2021- período hidrológico úmido

Considerando que as usinas hidroelétricas possuem capacidade de 1.362.650 MWh, podendo suprir cerca de 81,45% da demanda, a Figura 1 – (a) mostra que, sem a participação da RD nem das UHERs, nota-se que a contribuição das FERIs (geração eólica e geração fotovoltaica centralizada) é superior ao das termelétricas, sendo possível observar que a geração térmica ocorre apenas nos períodos das 0h às 3h, por respeitar as rampas de descida das usinas. Já a inserção da GD para este cenário de período úmido causa “vertimento” de excesso de geração, o que aumenta consideravelmente os custos do sistema caso esse custo fosse valorado. Porém, para efeitos práticos, neste trabalho esse custo está sendo considerado nulo, mas evidenciamos que há necessidade de baterias para

evitar este desperdício de energia. Esse “vertimento” ocorre devido ao excesso de oferta de energia elétrica e devido à inflexibilidade da geração hidrelétrica e termelétrica para reduzir sua geração rapidamente (devido às restrições de rampa) e assim evitar esse desperdício de energia devido à elevada inserção de GD, como mostrado na Figura 1 – (b). Neste caso, a grande vantagem da elevada inserção de GD é a menor utilização de geração hidrelétrica e consequentemente há maior volume de água armazenado para utilização futura. Frisamos que o comportamento base dos 20% das cargas são apresentados nas Figuras 1.a e 1.b para fins de comparação com a RD. Ao considerar RD+UHERs é possível observar que, a resposta da demanda, vista na Figura 1 – (c), acontece através de uma realocação para momentos de menor custo de energia e maior geração, não ocorrendo alocação de carga entre às 17h e 22h, que são os horários de ponta. Neste caso, as UHERs não foram ativadas, já que o mínimo de usinas térmicas possível está sendo utilizado, e as UHERs aumentariam os custos do sistema. Por fim, o caso 4 considerando as UHERs, RD e GD simultaneamente é apresentado na Figura 1 – (d), a realocação das cargas acompanha o comportamento da GD, não havendo vertimento de geração, tão pouco alocação de carga para o período de ponta, mostrando que a realocação das cargas controláveis se complementa para resultar num custo de operação mais econômico comparado aos casos 1 e 2. A grande vantagem neste caso é a redução da utilização de água nos reservatórios. Para todos os casos, entretanto, nota-se que caso houvesse mais flexibilidade das usinas termelétricas, não seria necessário ativá-las nos primeiros períodos do planejamento, reduzindo os custos totais ainda mais.

Tabela 5 – Geração termelétrica total e custos de geração e totais para o cenário 2021 período hidrológico úmido.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Geração Termelétrica	21123 MW	21123 MW	21123 MW	21123 MW
Custos da Geração termelétrica	R\$ 4.875.320,89	R\$ 4.875.320,89	R\$ 4.875.320,89	R\$ 4.875.320,89
Custos Totais	R\$ 38.439.827,57	R\$ 38.439.827,57	R\$ 32.119.215,51	R\$ 32.119.215,51

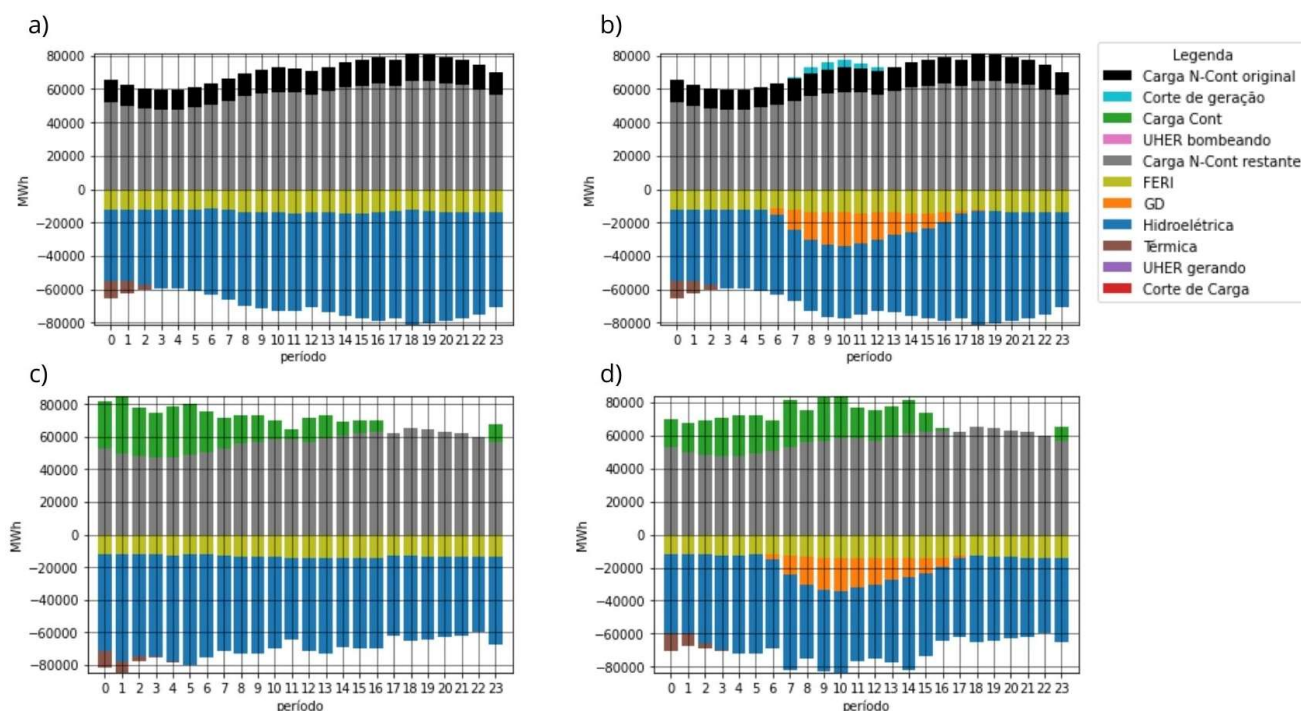


Figura 1 – Despacho do sistema para o período hidrológico úmido para (a) Caso 1. (b) Caso 2. (c) Caso 3 e (d) Caso 4.

3.2.2 Cenário 2021, período hidrológico seco (crise hídrica)

Para este cenário, se considera o período hidrológico seco, simulando a crise hídrica atual. Segundo (19), as usinas hidroelétricas estão com o nível de volume de água abaixo do esperado, e espera-se reduzir esses recursos nos próximos meses, podendo haver momentos de corte de carga para a população. Por isso, investigar este cenário é de extrema relevância para a atualidade brasileira. Para que este corte de carga possa ser simulado, optou-se por considerar uma redução de 20% da geração hidroelétrica que ocorreu no dia 05/09/2021. Aqui, o que se visa é

verificar como a flexibilidade das térmicas afeta os custos para o sistema e o impacto da utilização de REDs. A Figura 2 – (a) apresenta o caso em que não há a contribuição de GD fotovoltaica ou RD e UHERs. A geração termelétrica totaliza 766362 MWh, representando cerca de 45% da geração total e nota-se que neste cenário aparece corte de carga nos períodos de 0h, 8h, 9h e 14h às 21h, sendo 3,83% da carga total. Este corte acarreta altos custos para o sistema, além de trazer prejuízos para a economia do país. Para caso 2, com a elevada inserção de GD, visto na Figura 2 – (b), podemos observar o fenômeno denominado “curva do pato” (20), em que há redução tanto da geração termelétrica como da geração hidroelétrica durante os períodos das 6h às 17h, tanto que, para este cenário, a geração termelétrica total equivale a 682170 MW, 11% da geração térmica a menos em relação ao Caso 1. Ainda assim, há cortes de carga para o sistema, cerca de 0,15% da carga total, o que representa uma redução de 96% do corte. O fato de não reduzir em 100% o corte de carga ocorre, pois, as térmicas possuem uma flexibilidade menor que a necessária, não tendo tempos e rampas altos o suficiente para suprir a demanda nos períodos em que ocorrem estes cortes, mostrando a necessidade de se aumentar a flexibilidade do sistema atual. A Figura 2 - (c) apresenta os resultados do despacho quando se considera RD e UHERs. Neste caso, pode ser observado que, semelhante ao que ocorre no período úmido, a RD não realoca as cargas para o período de ponta com exceção das 22h. Já as UHERs armazenam energia em diferentes períodos, inclusive no período de ponta, já que é necessário que o estado de carga seja igual ao do período inicial do planejamento. As restrições de fluxo nas linhas também influenciam para este comportamento. A realocação das cargas possibilita uma maior utilização das usinas termelétricas sem atingir as restrições de rampa, fazendo com que os custos deste caso aumentem em relação ao caso 2. Também é possível observar que não houve cortes de carga para este caso. Por fim, para a simulação considerando todos os recursos energéticos disponíveis (ver Figura 2 – (d)), as UHERs despacham (UHER gerando) priorizando o período de pico para reduzir a utilização de outras fontes mais caras, bem como a RD, a qual não realoca cargas neste período, demonstrando que, caso houvesse inserção de REDs no SIN, os custos relacionados a geração termelétrica poderiam ser reduzidos, segundo esta simulação, em até R\$ 74.953.932,54. Os valores de geração termelétrica e custos do sistema também podem ser observados na Tabela 6 considerando este cenário. Os resultados apresentados mostram o grande benefício da inserção da GD+ UHERS e RD na redução dos custos da operação do SIN e para evitar apagões devido à crise hídricas.

Tabela 6 - Geração termelétrica total e custos de geração e totais para o cenário 2021 período hidrológico seco.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Geração Termelétrica	766362	682170	735291	579788
Custos da Geração Termelétrica	R\$ 198.313.093,58	R\$ 163.174.757,57	R\$ 182.990.484,23	R\$ 123.359.161,04
Custos Totais	R\$ 582.415.047,03	R\$ 218.871.525,17	R\$ 230.603.455,74	R\$ 170.464.029,32

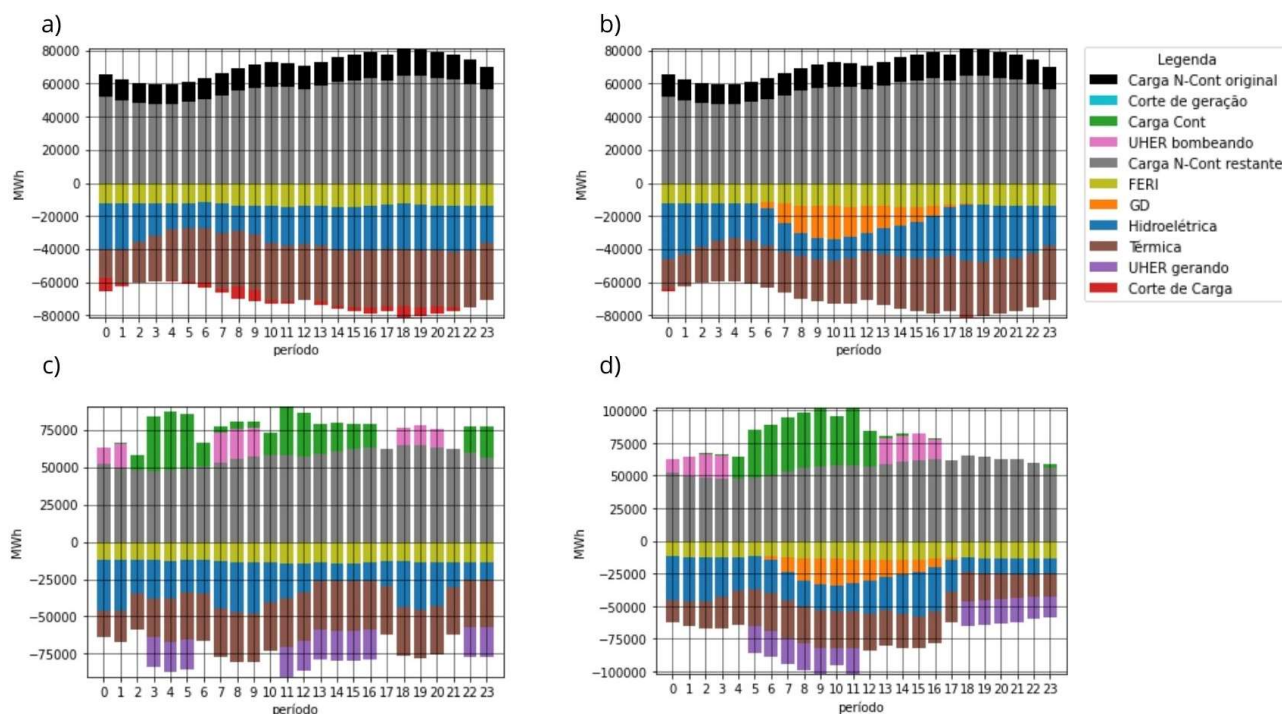


Figura 2 - Despacho do sistema para período hidrológico seco para (a) Caso 1 (b) Caso 2. (c) Caso 3 e (d) Caso 4.

4.0 CONCLUSÕES

Este informe técnico apresentou um modelo para o planejamento da operação de sistemas hidro-termo-eólico-solares, considerando os recursos energéticos distribuídos (REDs): GD+ UHERs +RD e sua aplicação prática no SIN. O modelo computacional avaliou a flexibilidade do sistema, visando principalmente as usinas termelétricas. Para a validação do modelo, considerou-se um sistema de 4 barras representando os subsistemas do SIN. Além disso, dois cenários referentes aos períodos hidrológicos úmido e seco foram simulados para avaliar os impactos da inserção da REDs e do corte de carga e geração. Os resultados apontam que, quando há “vertimento” de geração devido a elevada inserção de GD, a resposta da demanda é capaz de equilibrar o sistema, utilizando essa geração excedente apropriadamente, reduzindo custos e recursos. Já para casos em que há corte de carga, o uso de GD no sistema foi capaz de reduzi-lo em 96%, sendo que esse corte não foi reduzido em 100% pela falta de flexibilidade das usinas térmicas existentes. Já com a utilização de RD, GD e UHERs, não aconteceu corte de carga e contribuiu para aumentar a robustez e flexibilidade do sistema, visto que melhora a utilização da GD, bem como reduz a utilização da geração termelétrica. Assim sendo, os REDs podem contribuir e complementar a diversificação energética do SIN trazendo maior segurança, confiabilidade e economia para o sistema, reduzindo os riscos de racionamento e apagões no SIN. Porém é importante frisar que os recursos energéticos centralizados e distribuídos sejam apropriadamente monitorados, gerenciados e otimizados para que eles interajam de forma orquestrada para ter ganhos sinérgicos em benefício de todo o sistema.

REFERÊNCIAS

- (1) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasil.
- (2) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. O Sistema em Números. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.
- (3) ALAM, M.N., CHAKRABARTI, S., LIANG, X. A Benchmark Test System for Networked Microgrids. IEEE Trans. Ind. Inform., v. 16, 2020.
- (4) ALAHYARI, A. Managing Distributed Energy Resources (DERs) Through Virtual Power Plant Technology (VPP): A Stochastic Information-Gap Decision Theory (IGDT) Approach. Iran J. Sci. Technol. Irã.
- (5) ADEFARATI, T., BANSAL, R. C. Reliability, economic and environmental analysis of a microgrid system in the presence of renewable energy resources. Applied Energy, v. 236, 2019.
- (6) CANALES, F.A., BELUCO, A., MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, v. 19, 2015.
- (7) HUNT, J. D., FREITAS, M. A. V., PEREIRA JUNIOR, A. O. Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. Energy, v. 78, 2014.

- (8) SALIMI, A. A., KARIMI, A., NOORIZADEH, Y. Simultaneous operation of wind and pumped storage hydropower plants in a linearized security-constrained unit commitment model for high wind energy penetration. *Journal of Energy Storage*, v. 22, 2019.
- (9) CCEE. Resposta da Demanda. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resposta_demanda?_afzLoop=215276695409082&_adf.ctrl-state=7i3arfds1_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D215276695409082%26_adf.ctrl-state%3D7i3arfds1_5.
- (10) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Aneel nº 928 de 26 de março de 2021. Brasil.
- (11) WU, H., SHAHIDEHPUR, M., ALABDULWAHAB, A., ABUSORRAH, A. Thermal Generation Flexibility With Ramping Costs and Hourly Demand Response in Stochastic Security-Constrained Scheduling of Variable Energy Sources. *IEEE Trans. Power Syst.* V. 30, 2015.
- (12) LU, B., SHAHIDEHPUR, M. Unit Commitment With Flexible Generating Units. *IEEE Trans. Power Syst.* V. 20, 2005.
- (13) MORALES-ESPANA, LATORRE, J. M., RAMOS, A. Tight and Compact MILP Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem. *IEEE Trans. Power Syst.* v. 28, 2013.
- (14) IRENA. International Renewable Energy Agency. Disponível em: <https://www.irena.org>.
- (15) XIA, P., DENG, C., CHEN, Y., YAO, W. MILP Based Robust Short-Term Scheduling for Wind–Thermal–Hydro Power System With Pumped Hydro Energy Storage. *IEEE Access*, v. 7, 2019.
- (16) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Análise de Geração Distribuída (SISGD). Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlLTlIMjItN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>
- (17) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Modelo de Decisão de Investimentos para a Expansão do SIN. Brasil.
- (18) TOLMASQUIM, M. T., Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear. Rio de Janeiro.
- (19) CNN, Nível de reservatórios das hidrelétricas deve cair ainda mais em setembro, Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/business/nivel-de-reservatorios-das-hidreletricas-deve-cair-ainda-mais-em-setembro>.
- (20) DE CASTRO, N., CASTRO, G., FERREIRA, D., TOMMASSO, F., MORAIS, E. R., Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída. Rio de Janeiro. Brasil.

DADOS BIOGRÁFICOS



Cyntia Cristinne Corrêa Baia de Aquino possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Amapá (UNIFAP, 2018). Atualmente é mestranda em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) com ênfase em Sistemas de Potência. Sua área de pesquisa é em Planejamento da Operação de Sistemas Elétricos de Potência.



(2) THIAGO JOSÉ DA LUZ Doutor em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela Universidade de Coimbra – Portugal (2019). Atualmente é Professor da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e está no programa de pós-doutorado da UFPR. Pesquisador e revisor das revistas Elsevier, atuando nas áreas de energias renováveis, planejamento energético e técnicas de otimização.



(3) CLODOMIRO UNSIHUAY VILA Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, Brasil, Doutorado Sanduiche em Engenharia Elétrica na Pontificia Universidad Comillas de Madrid, Espanha. Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Paraná, também é membro permanente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Paraná. Atualmente vem desenvolvendo pesquisas relacionados aos seguintes temas: Planejamento da Operação e da Expansão de Sistemas de Energia Elétrica Interconectados, Redes Elétricas Inteligentes, Redes Ativas de Distribuição e Microgrids; ii) Planejamento da Operação e da Expansão de Energias Renováveis, Recursos Energéticos Distribuídos considerando a Resposta da Demanda.