



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

Modelo de Otimização da Operação de Usinas Hidrelétricas Individualizadas associadas a usinas fotovoltaica, termosolar e eólicas.

**MATEUS HENRIQUE BALAN; DOREL SOARES RAMOS; LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO;
MARCELO DA MOTA LOPES; EWERTON GUARNIER;**

Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Universidade de São Paulo - USP

RESUMO

Este trabalho analisa os benefícios de arranjos constituídos pelo acoplamento de usinas eólica, solar fotovoltaica e termosolar em reservatórios de UHEs existentes. Para mensurar os benefícios desenvolveu-se um modelo de otimização de simulação individualizada da operação de UHEs associado com as demais fontes de geração citadas. O modelo computacional possui duas funções objetivo: otimização da Geração Sistêmica e Maximização da Carga Crítica. Dois estudos de caso ilustram a aplicação do modelo, um considera a associação de fontes citadas à UHE Emborcação e o outro a simulação de 152 UHEs com associação de uma usina termosolar na UHE Porto Primavera.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas Termosolares, Hidroelétricas, Operação Conjunta, Modelo de Geração Hidro-Solar, Otimização.

1.0 - INTRODUÇÃO

No atual cenário nacional são notórios os fatores restritivos da expansão da capacidade instalada via implantação de novas usinas hidrelétricas, sobretudo, as de grande porte com vastos reservatórios associados. Questões ambientais e a escassez de locais com baixo impacto socioambiental e com alto potencial energético para aproveitamentos eficientes são alguns dos fatores restritivos.

Em razão de tais restrições para novos empreendimento hidroelétricos, no que concerne esta fonte de geração, torna-se fundamental o melhor aproveitamento das Usinas Hidrelétricas (UHE) existentes, destacando-se que muitas possuem, por exemplo, áreas disponíveis para o acoplamento de outras usinas alternativas em seus reservatórios ou no entorno e apresentam capacidade ociosa de escoamento em suas subestações, possibilidade de motorização adicional ou de repotenciação de máquinas em operação com vida útil avançada.

Importante destacar que as UHEs, por serem despacháveis e terem papel majoritário na geração nacional, trazem importantes rebatimentos ao sistema. Portanto, o melhor aproveitamento desta fonte, com arranjos inovadores, traz benefícios não somente ao empreendedor, mas ao setor como um todo.

Dentre as possibilidades plausíveis para o melhor aproveitamento de UHEs existentes, este trabalho visa analisar os benefícios oriundos a partir de um arranjo constituído pelo acoplamento de usinas de fontes alternativas em reservatórios de UHEs existentes. Em específico, estuda-se o arranjo entre UHEs existentes e as usinas eólica, solar fotovoltaica e termosolar com capacidade de armazenamento, sendo esta última a de maior destaque neste estudo.

A escolha destas fontes alternativas de geração se justifica em razão da diversificação da matriz nacional estar

(*) Mateus H. Balan, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, mateus.balan@gmail.com

pautada no expressivo aumento da participação eólica e solar fotovoltaica, que atingiram patamares competitivos de viabilização, conforme EPE (2018).

Em relação a fonte termosolar com sistema de armazenamento, embora incipiente no mercado e dependente de mecanismos de incentivos para sua promover sua competitividade frente as demais (Camargo et al, 2018), tem-se destacado globalmente nacional, com aproximadamente 10 GW de capacidade instalada (REN21, 2018), e apresenta relevante potencial para desenvolvimento no território nacional, sendo objeto de fomento do governo federal por intermédio da Chamada de Projeto Estratégico de P&D nº19/2015 da ANEEL – “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica” e do “Projeto de Cooperação Internacional Energia Heliotérmica”, fruto da cooperação entre os governos brasileiro e alemão.

Para se mensurar os benefícios oriundos dos arranjos entre UHEs e as fontes alternativas, este trabalho objetivou apresentar um modelo complexo de otimização que permite a simulação individualizada da operação de UHEs associado com as demais fontes de geração citadas. O modelo computacional de otimização possui duas funções objetivo: (i) Otimização da Geração Sistêmica e (ii) Maximização da Carga Crítica. O modelo foi implementado em linguagem Mosel de programação não-linear e linear, sendo otimizado no software Xpress-FICO¹.

O modelo representa, de forma detalhada, a simulação de despacho individualizado de uma usina hidrelétrica com e sem o acoplamento com uma ou mais fontes de geração, incorporando restrições em relação à potência máxima de saída da subestação a qual a hidrelétrica existente está conectada e permitindo avaliar as transferências de energia entre os períodos de ponta e fora-ponta. O modelo tem a capacidade de processar o efeito das associações em até 152 usinas hidroelétricas do SIN, permitindo considerar diferentes configurações de cascatas e arranjos.

Os resultados da aplicação do modelo são representados por dois estudos de casos. O primeiro analisa a aplicação do modelo para o caso da UHE Emborcação (MG) com possibilidade de associação com as três fontes alternativas (eólica, solar fotovoltaica e termosolar) e o segundo caso considera a associação da UHE Porto Primavera (SP) com o acoplamento de uma usina termosolar no local e os rebatimentos considerando 152 usinas hidroelétricas do SIN.

2.0 - MODELO O COMPUTACIONAL

O modelo busca otimizar a geração das usinas hidrelétricas para maximizar a Carga Crítica e a Geração média do Sistema. Para tanto, possui como variáveis de decisão os valores de turbinagem de cada usina na Ponta e Fora de Ponta e em cada mês, que são necessários para o atendimento da condição de geração acima da carga crítica. O vertimento também é definido como variável de decisão para o modelo.

A modelagem matemática permite emular as condições operativas das hidrelétricas, como:

- (i) Cálculo do deplecionamento/enchimento dos reservatórios,
- (ii) Limites de turbinagem em cada mês (engolimento máximo), influenciados pela cota de montante do reservatório
- (iii) Limitação da potência a ser gerada pelo engolimento máximo,
- (iv) Limites de defluência mínima para atendimento à vazão mínima da usina, dentre outras.

Adicionalmente, o modelo considera a limitação da potência do conjunto (ex. arranjo UHE-Usina Termosolar) em função da restrição da potência instalada na Subestação Elevadora.

A função objetivo do modelo busca maximizar a Carga Crítica atendida pelo conjunto de usinas do arranjo da simulação, definido o período crítico para análise. Alternativamente, a função objetivo do modelo visa a maximização da geração média fora desta faixa restritiva.

O modelo matemático, com os equacionamentos, as restrições, a função objetivo, as variáveis de decisão e com a descrição das variáveis é apresentado a seguir. Para maiores referências sobre a modelagem do despacho hidroelétrico, ver Filho (2003) e Eletrobrás (2009).

Descrição das Variáveis do problema:

Variáveis de entrada por usinas:

$q_{efet,u}$ = Vazão Efetiva da Usina u ;

$q_{mín,u}$ = Vazão Mínima da Usina u ;

β_u = Expoente usado na equação do cálculo da vazão máxima de engolimento para a usina u ;

$V_{mín,u}$ = Volume Mínimo da Usina u ;

$V_{máx,u}$ = Volume Máximo da Usina u ;

¹ www.fico.com

$h_{mon,min}$ = Cota de Montante Mínima da Usina u ;
 $h_{mon,máx,u}$ = Cota de Montante Máxima da Usina u ;
 $h_{perda,u}$ = Perda Hidráulica da Usina u , em metros;
 $h_{ref,u}$ = Altura de Queda de Referência da Usina u ;
 $PVC_u()$ = Polinômio Volume-Cota da Usina u ;
 $PCA_u()$ = Polinômio Cota-Área da Usina u ;
 $PVNJ_u()$ = Polinômio Vazão-Nível de Jusante da Usina u ;
 $A_{mín,u}$ = Área Mínima do Reservatório da Usina u ;
 $A_{máx,u}$ = Área Máxima do Reservatório da Usina u ;
 $Pot_{Inst,u}$ = Potência Instalada da Usina u ;
 $Pot_{Máx,u}$ = Potência Máxima a ser gerada na Usina u (restrição da subestação);
 pe_u = Produtibilidade Específica da Usina u ;

Variáveis de entrada por Usina e Mês

$QafluNat_{m,u}$ = Vazão Natural Afluyente da Usina u no Mês m ;
 $Desv_{m,u}$ = Vazão de Desvio da Usina u no Mês m ;
 $COEF_{evap,m,u}$ = Coeficiente de Evaporação da Usina u no Mês m ;
 $GS_{m,u}^P$ = Geração Solar na Ponta da Usina u no Mês m ;
 $GS_{m,u}^{FP}$ = Geração Solar Fora de Ponta da Usina u no Mês m ;
 $GS_{m,u}$ = Geração Solar Média da Usina u no Mês m ;
 $Indisp_{m,u}$ = Fatores de Indisponibilidade Mensal da Usina u no Mês m ;

Variáveis de entrada gerais por Mês:

nh_m^P = Número de horas de Ponta do Mês m ;
 nh_m^{FP} = Número de horas Fora de Ponta do Mês m ;
 $NSEG_m$ = Número de Segundos Mês m , em milhares;

Variáveis de entrada gerais:

$FCMER$ = Fator de Carga do Mercado que determina a mínima geração na ponta.

Variáveis Calculadas por Usina e Mês:

$Turb_{m,u}$ = Turbinagem Média da Usina u no Mês m ;
 $Qdeflu_{m,u}$ = Vazão Defluente da Usina u no Mês m ;
 $Qaflu_{m,u}$ = Vazão Total Afluyente da Usina u no Mês m ;
 $q_{max,i,m,u}$ = Engolimento Máximo da Usina u no Mês m e na iteração i ;
 $V_{ini,m,u}$ = Volume Inicial da Usina u no Mês m ;
 $V_{fim,m,u}$ = Volume Final da Usina u no Mês m ;
 $V_{med,m,u}$ = Volume no meio do mês da Usina u no Mês m ;
 $V_{evap,m,u}$ = Volume Evaporado na Usina u no Mês m ;
 $h_{mon,m,u}$ = Altura de Montante da Usina u no Mês m ;
 $h_{liq,i,m,u}$ = Altura de Queda da Usina u no Mês m na iteração i de cálculo do Engolimento Máximo;
 $h_{liq,m,u}^P$ = Altura de Queda na Ponta da Usina u no Mês m ;
 $h_{liq,m,u}^{FP}$ = Altura de Queda Fora da Ponta da Usina u no Mês m ;
 $A_{m,u}$ = Área do Reservatório da Usina u no Mês m ;
 $PotHD_{max,m,u}$ = Limitação de Potência Hidráulica pelo Engolimento Máximo da Usina u no Mês m ;
 $PotHD_{m,u}^P$ = Potência Hidráulica na Ponta da Usina u no Mês m ;
 $PotHD_{m,u}^{FP}$ = Potência Hidráulica Fora da Ponta da Usina u no Mês m ;
 $GHD_{m,u}^P$ = Geração Hidráulica na Ponta da Usina u no Mês m ;
 $GHD_{m,u}^{FP}$ = Geração Hidráulica Fora da Ponta da Usina u no Mês m ;
 $GHD_{m,u}$ = Geração Hidráulica Média da Usina u no Mês m ;
 $PotT_{m,u}^P$ = Potência Total na Ponta da Usina u no Mês m ;
 $PotT_{m,u}^{FP}$ = Potência Total Fora da Ponta da Usina u no Mês m ;
 $GT_{m,u}^P$ = Geração Total na Ponta da Usina u no Mês m ;
 $GT_{m,u}^{FP}$ = Geração Total Fora da Ponta da Usina u no Mês m ;

$GT_{m,u}$ = Geração Total Média da Usina u no Mês m ;

Variáveis Calculadas Gerais:

$GSIS_m$ = Geração Total do Sistema no Mês m ;

Variáveis de Decisão por Usina e Mês:

$Turb_{m,u}^P$ = Turbinagem na Ponta da Usina u no Mês m ;

$Turb_{m,u}^{FP}$ = Turbinagem Fora da Ponta da Usina u no Mês m ;

$Vert_{m,u}$ = Vertimento da Usina u no Mês m ;

$Etrans_{m,u}$ = Energia termosolar transferida do período de ponta para o período fora ponta na Usina u no Mês m ;

Variáveis de Decisão Gerais:

$CargaCrítica$ = Carga Crítica do Sistema;

$DemandaMínima$ = Demanda mínima a ser atendida na ponta do sistema;

Variáveis Auxiliares:

M = Conjunto de Meses da Simulação;

U = Conjunto de Usinas na Simulação;

U_{mont} = Conjunto de Usinas imediatamente à montante da Usina Simulada.

Com as variáveis definidas, podemos apresentar a formulação do problema de otimização, onde a equação (1) apresenta função objetivo.

Função Objetivo:

$$\text{Maximizar: } \left\{ CargaCrítica + \left(10^{-5} * \sum_{u \in U} \sum_{m \in M} GT_{m,u} \right) \right\} \quad (1)$$

Cálculo das vazões afluentes e defluentes à usina, para cada Usina u e Mês m :

$$Turb_{m,u} = \frac{(Turb_{m,u}^P * nh_m^P + Turb_{m,u}^{FP} * nh_m^{FP})}{(nh_m^P + nh_m^{FP})} \quad (2)$$

$$Qdeflu_{m,u} = (Turb_{m,u} + Vert_{m,u}) * (1 - Indisp_{m,u}) \quad (3)$$

$$Qaflu_{m,u} = QafluNat_{m,u} + \sum_{w \in U_{mont}} (Qdeflu_{m,w} - QafluNat_{m,w}) \quad (4)$$

Cálculo do Esvaziamento/Enchimento do Reservatório no mês (balanço hídrico), para cada Usina u e Mês m :

$$V_{ini,m,u} = V_{fim,m-1,u} \text{ se } m > 1 \quad V_{ini,m,u} = V_{max,u} \text{ se } m = 1 \quad (5)$$

$$h_{mon,m,u} = PVC_u(V_{ini,m,u}) \quad (6)$$

$$A_{m,u} = PCA_u(h_{mon,m,u}) \quad (7)$$

$$V_{evap,m,u} = COEF_{evap,m,u} * A_{m,u} * 0,001 \quad (8)$$

$$V_{fim,m,u} = V_{ini,m,u} + (Qaflu_{m,u} + Desv_{m,u} - Qdeflu_{m,u}) * NSEG_m - V_{evap,m,u} \quad (9)$$

$$V_{med,m,u} = \frac{V_{ini,m,u} + V_{fim,m,u}}{2} \quad (10)$$

Cálculo do Engolimento Máximo e da Potência Hidráulica Máxima, para cada Usina u e Mês m :

$$h_{liq,0,m,u} = PVC_u(V_{med,m,u}) - PVN_j(Qdeflu_{m,u}) - h_{perda,u} \quad (11)$$

$$\text{Para: } i = 1 \rightarrow 5 : q_{max,i,m,u} = q_{efet,u} * \left(\lambda a_{i,m,u} * \left(\frac{h_{liq,i-1,m,u}}{h_{ref,u}} \right)^{\beta_u} + \lambda b_{i,m,u} * \left(\frac{h_{liq,i-1,m,u}}{h_{ref,u}} \right)^{-1} \right) \quad (12)$$

$$h_{liq,i,m,u} = PVC_u(V_{med,m,u}) - PVN_j(q_{max,i,m,u}) - h_{perda,u} \quad (13)$$

$$PotHD_{max,m,u} = pe_u * q_{max,5,m,u} * h_{liq,4,m,u} \quad (14)$$

Cálculo da Potência Hidráulica Gerada na Ponta e Fora da Ponta, para cada Usina u e Mês m :

$$h_{liq,m,u}^P = PVC_u(V_{med,m,u}) - PVNJ_u(Turb_{m,u}^P + Vert_{m,u}) - h_{perda,u} \quad (15)$$

$$h_{liq,m,u}^{FP} = PVC_u(V_{med,m,u}) - PVNJ_u(Turb_{m,u}^{FP} + Vert_{m,u}) - h_{perda,u} \quad (16)$$

$$PotHD_{m,u}^P = pe_u * Turb_{m,u}^P * h_{liq,m,u}^P \quad (17)$$

$$PotHD_{m,u}^{FP} = pe_u * Turb_{m,u}^{FP} * h_{liq,m,u}^{FP} \quad (18)$$

Cálculo da Potência Total Gerada na Ponta e Fora da Ponta, para cada Usina u e Mês m :

$$PotT_{m,u}^P = PotHD_{m,u}^P + GS_{m,u}^P \quad (19)$$

$$PotT_{m,u}^{FP} = PotHD_{m,u}^{FP} + GS_{m,u}^{FP} \quad (20)$$

Cálculo da Geração Hidráulica na Ponta, Fora da Ponta e Média, para cada Usina u e Mês m :

$$GT_{m,u}^P = GHD_{m,u}^P + GS_{m,u}^P \quad (21)$$

$$GHD_{m,u}^{FP} = PotHD_{m,u}^{FP} * (1 - Indisp_{m,u}) \quad (22)$$

$$GHD_{m,u} = \frac{(GHD_{m,u}^P * nh_m^P + GHD_{m,u}^{FP} * nh_m^{FP})}{(nh_m^P + nh_m^{FP})} \quad (23)$$

Cálculo da Geração Total na Ponta, Fora da Ponta e Média, para cada Usina u e Mês m :

$$GT_{m,u}^P = GHD_{m,u}^P + GS_{m,u}^P + Etrans_{m,u} * 95\% \quad (24)$$

$$GT_{m,u}^{FP} = GHD_{m,u}^{FP} + GS_{m,u}^{FP} - Etrans_{m,u} \quad (25)$$

$$GT_{m,u} = GHD_{m,u} + GS_{m,u} - Etrans_{m,u} * 5\% \quad (26)$$

As restrições do problema de otimização são apresentadas abaixo:

Restrição de Volume, Cota e Área, para todos os meses e usinas:

$$V_{ini,m,u} \geq V_{min,u} \quad ; \quad V_{ini,m,u} \leq V_{max,u} \quad ; \quad V_{fim,m,u} \geq V_{min,u} \quad ; \quad V_{fim,m,u} \leq V_{max,u} \quad (27)$$

$$h_{mon,m,u} \geq h_{mon,min,u} \quad ; \quad h_{mon,m,u} \leq h_{mon,max,u} \quad (28)$$

$$A_{m,u} \geq A_{min,u} \quad ; \quad A_{m,u} \leq A_{max,u} \quad (29)$$

Restrição de Potência Gerada da Hidrelétrica para cada Usina u e Mês m :

$$PotHD_{max,m,u} \leq Pot_{Inst,u} \quad (30)$$

$$PotHD_{m,u}^P \leq Pot_{Inst,u} \quad (31)$$

$$PotHD_{m,u}^{FP} \leq Pot_{Inst,u} \quad (32)$$

Restrição de Turbinagem para cada Usina u e Mês m e $i = 1 \rightarrow 5$:

$$Turb_{m,u}^P \geq q_{min,u} \quad (33)$$

$$Turb_{m,u}^{FP} \geq q_{min,u} \quad (34)$$

$$Turb_{m,u}^P \leq q_{max,i,m,u} \quad (35)$$

$$Turb_{m,u}^{FP} \leq q_{max,i,m,u} \quad (36)$$

Restrição de Potência na Subestação:

$$PotT_{m,u}^P \leq PotT_{Máx,u} \quad (37)$$

$$PotT_{m,u}^{FP} \leq PotT_{Máx,u} \quad (38)$$

Restrição de Altura de Queda para cada Usina u e Mês m e $i = 1 \rightarrow 5$:

$$h_{liq,i,m,u} \geq h_{liq,min,u}; h_{liq,i,m,u} \leq h_{liq,máx,u} \quad (39)$$

$$h_{liq,m,u}^P \geq h_{liq,min,u}; h_{liq,m,u}^P \leq h_{liq,máx,u} \quad (40)$$

$$h_{liq,m,u}^{FP} \geq h_{liq,min,u}; h_{liq,m,u}^{FP} \leq h_{liq,máx,u} \quad (41)$$

Restrições das variáveis auxiliares utilizadas no cálculo do engolimento máximo para cada Usina u e Mês m e $i = 1 \rightarrow 5$:

$$\lambda a_{i,m,u} \geq 0; \lambda a_{i,m,u} \leq 1 \quad (42)$$

$$\lambda b_{i,m,u} \geq 0; \lambda b_{i,m,u} \leq 1 \quad (43)$$

$$\lambda a_{i,m,u} + \lambda b_{i,m,u} = 1 \quad (44)$$

Restrição da Carga Crítica e da Demanda de Ponta para cada Mês m :

$$GSIS_m \geq CargaCrítica \quad (45)$$

$$DemandaMínima = \frac{CargaCrítica}{FCMER} \quad (46)$$

$$\sum_{u \in U} GT_{m,u}^P \geq DemandaMínima \quad (47)$$

Temos como variável de decisão do problema de otimização para cada Mês m e Usina u :

$$Turb_{m,u}^P; Turb_{m,u}^{FP}; Vert_{m,u}; Etrans_{m,u}$$

Por fim a variável *CargaCrítica* também é uma variável de decisão.

3.0 - ESTUDOS DE CASOS

3.1 Comparação de associações de fontes renováveis a UHE Emborcação

Com suporte do modelo computacional desenvolvido, o primeiro estudo de caso visa avaliar, comparativamente, os benefícios da associação das fontes eólica, solar fotovoltaica (FV) e termosolar a uma usina hidroelétrica. Como caso base, simula-se a UHE Emborcação, com limite de transmissão igual a potência máxima da hidroelétrica e calcula-se a Carga Crítica, a Potência Crítica e a Geração total desta UHE com a associação das demais fontes. Foram feitas sensibilidades em relação à capacidade instalada das fontes (100MW e 1.000MW) e à restrição da subestação (1.200MW, 1.300MW e 2.200MW).

Tabela 1. Casos simulados para UHE Emborcação.

Eólica	Solar	Termo Solar	RestrSED	Potência	Carga Crítica	Potência Crítica	Geração Total Média	GHD Média	GSOL Média	GEOL Média	Varição Carga Crítica	Varição Potência Crítica	Soma GF Isolada [MWm]	GF Conjunto [MWm]	Ganho GF [MWm]	
-	-	-	1.200	1.192	533,0	761,4	564,4	564,4	-	-	-	-	533,0	-	-	
100	-	-	1.200	1.292	551,0	787,2	583,9	564,7	-	19,2	A	18,1	25,8	540,6	551,0	10,4
-	100	-	1.200	1.292	558,5	797,8	591,1	564,0	27,1	-	B	25,5	36,4	550,7	558,5	7,8
-	-	100	1.200	1.292	562,5	803,6	592,2	565,1	27,1	-	C	29,5	42,2	550,7	562,5	11,8
100	-	-	1.300	1.292	551,0	787,2	583,9	564,7	-	19,2	B	18,1	25,8	540,6	551,0	10,4
-	100	-	1.300	1.292	558,5	797,8	591,1	564,1	27,1	-	C	25,5	36,4	550,7	558,5	7,8
-	-	100	1.300	1.292	562,5	803,6	592,2	565,1	27,1	-	D	29,5	42,2	550,7	562,5	11,8
1.000	-	-	1.200	2.192	713,7	1.019,5	758,1	566,4	-	191,7	C	180,7	258,2	609,9	713,7	103,8
-	1.000	-	1.200	2.192	770,4	1.100,5	833,4	562,4	270,9	-	D	237,4	339,1	710,2	770,4	60,1
-	-	1.000	1.200	2.192	800,5	1.143,5	835,0	564,1	270,9	-	A	267,5	382,2	710,2	800,5	90,3
1.000	-	-	2.200	2.192	713,7	1.019,5	758,7	567,0	-	191,7	C	180,7	258,2	609,9	713,7	103,8
-	1.000	-	2.200	2.192	770,4	1.100,5	835,9	565,0	270,9	-	D	237,4	339,1	710,2	770,4	60,1
-	-	1.000	2.200	2.192	800,5	1.143,5	835,9	565,0	270,9	-	A	267,5	382,2	710,2	800,5	90,3

A Tabela 1 apresenta os resultados das simulações, sob diferentes combinações de potência instalada das fontes e capacidade da subestação. Os resultados demarcados em "A" evidenciam que as três fontes agregam carga crítica para o conjunto quando simulados de forma conjunta com a usina hidroelétrica. A usina solar-FV tem desempenho pior que a usina eólica, com uma agregação de Carga Crítica de 7,8 MWm, enquanto a eólica agrega 10,4 MWm. A vantagem é maior, porém, quando consideramos a usina termosolar, que possui a mesma capacidade da usina solar-FV, porém com a possibilidade de transferência de energia do período fora ponta para a ponta.

Nos resultados destacados na marcação "B", tem-se que o impacto no ganho de Carga Crítica é maior com o aumento das fontes. Proporcionalmente, maior para a usina eólica e menor para as usinas solares-FV e

termosolares. Já nos valores demarcados em “C” e “D”, tem-se que os resultados não são alterados com o aumento de limite da subestação. Ou seja, neste caso a restrição na subestação não afeta os resultados de maximização da carga crítica.

3.2 Benefícios ao SIN oriundos do Arranjo UHE Porto Primavera – Usina Termosolar

O segundo Estudo de Caso visa mensurar o benefício ao SIN oriundo do acoplamento de uma usina termosolar à UHE Porto Primavera. Para efeito de escala, considera-se a Usina Termosolar com 1GW de capacidade e 400MW de capacidade de transferência. No estudo busca-se a maximizar a geração média do SIN durante o período crítico de junho de 1949 a novembro de 1956 (90 meses).

O estudo é composto por 4 casos. O primeiro representa a operação ótima do sistema composto por 152 usinas do SIN. O segundo é composto pelo mesmo sistema simulado no ‘Caso 1’, somando-se os resultados de uma planta termosolar de 1000 MW operando individualmente, não influenciando o modo de operação das usinas hidroelétricas e considerando uma folga na restrição da subestação (3GW). No terceiro caso, avalia-se a otimização da associação dessa usina termosolar junto a UHE Porto Primavera. Neste caso, a operação da cascata é otimizada levando em conta a possibilidade de transferência de energia do período fora-ponta para o período de ponta, possibilitado pelo armazenamento da usina termosolar, e uma folga na restrição da subestação igual ao Caso 2 (3GW). No quarto caso, repete-se a simulação anterior, porém considera-se maior restrição na subestação, reduzindo-a para 1,6GW. A Tabela 2 apresenta um quadro com o resumo das configurações dos quatro casos.

Tabela 2. Configuração dos Casos simulados.

Caso	F. Obj.	Num. Usinas	Consideração da Termosolar	Potência Termosolar [MW]	Restrição na Subestação [MW]
Caso 1	Maximização da Geração Média	152 (SIN)	Não considera	0	NA
Caso 2			Operação Individual	1000	3000
Caso 3			Operação Otimizada junto a UHE Porto Primavera	1000	3000
Caso 4				1000	1600

Na Figura 1 são apresentados os resultados da geração média para cada um dos quatro casos simulados.

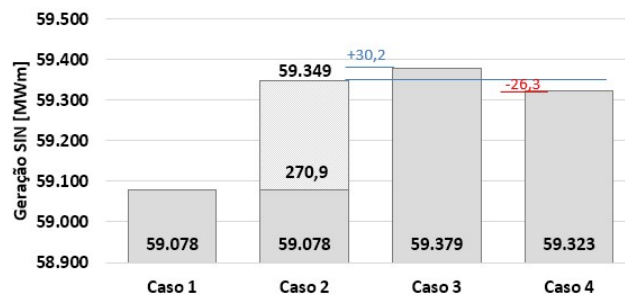


Figura 1. Resultados da simulação dos 4 Casos – Geração Média do SIN

Verifica-se que para o ‘Caso 1’ a geração média no período crítico é de 59,1 GWm para o sistema todo. O acréscimo da usina termosolar no sistema de forma separada, sem considerar na otimização da geração hidroelétrica (Caso 2), traz um aumento de geração no sistema de 270,9 MWm, que representa a geração média da própria usina Termosolar.

A otimização conjunta da usina Termosolar com as usinas hidroelétricas resulta em aumento de 301,1 MWm em relação ao Caso 1 (sem Termosolar), e um ganho de 30,2 MWm em relação ao Caso 2 (usinas simuladas separadamente), demonstrando o ganho sinérgico entre as fontes quando são operadas coordenadamente.

A inclusão da restrição de escoamento da subestação, Caso 3, resulta em sub-otimização do problema, com perda de 26,3 MWm em relação ao Caso 2 (usinas são simuladas separadamente) e 56,5 MWm em relação ao Caso 3, usinas simuladas em conjunto, com liberdade de restrição de escoamento).

Os número relativos aparentam pequena representatividade em relação ao resultado consolidado de quase 60GWm porém a nível do investidor aqui simulado como sendo o agente controlador da UHE Porto Primavera a representatividade dessas variações passam a ser significativas representando aumentos de até 11% em ganho de geração no caso 3, por outro lado verifica-se que na ausência do aumento de escoamento de energia complementar para a termosolar a perda relativa no caso 4 é de 10%.

A Figura 2 apresenta os resultados dos 4 casos analisados anteriormente, mas considerando a otimização no período de ponta.

Analisando apenas a quantidade de energia gerada em período de ponta, a geração do Caso 1 é de 104 GWm. No Caso 2, temos que o acréscimo da usina Termosolar no sistema de forma separada, sem considerar na otimização da geração hidroelétrica, traz um aumento na geração de ponta no sistema de 137,4 MWm, que representa a geração de ponta da própria usina Termosolar.

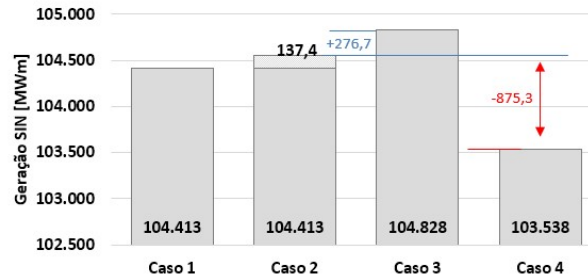


Figura 2. Resultados da simulação dos 4 Casos – Geração Ponta do SIN

Quando a operação conjunta da usina Termosolar com as UHEs é considerada, Caso 3, há um aumento de 414,4 MWm em relação ao Caso 1 (sem Termosolar) e ganho de 276,7 MW em relação ao Caso 2 (usinas simuladas separadamente), demonstrando o ganho conjunto.

A inclusão da restrição de escoamento da subestação, simulada no Caso 4, resulta na sub-otimização do problema, com perda de 875,3 MWm em relação ao Caso 2 (usinas simuladas separadamente). A restrição tem maior impacto na geração de ponta quando comparado à geração média total.

Os benefícios do acoplamento originam-se na complementaridade entre a geração das fontes hidro e termosolar, mas sobretudo, na capacidade de transferência ponta / fora-ponta da usina termosolar, que permite maior alocação no período de ponta, período este em que há maior tendência de preços elevados.

4.0 - CONCLUSÃO

Resultados obtidos nas simulações apontam para interessantes sinergias entre as fontes hidroelétricas e demais fontes analisadas, que a depender da configuração (em termos de potência instalada e restrição das subestações), implicam no aumento da carga crítica e geração média do conjunto.

Das fontes analisadas, observa-se que contribuição da usina termosolar com armazenamento implica em incrementos consideráveis na geração. Com o aumento da capacidade da subestação, a usina termosolar consegue agregar maiores resultados na ponta com a transferência de energia do período fora de ponta. O porte da usina e de sua capacidade de armazenamento também são importantes condicionantes a serem considerados.

Em conclusão, o estudo apresenta como principal contribuição o modelo computacional robusto de otimização linear e não-linear, que permite analisar arranjos sob o enfoque da simulação individualizada de usinas hidroelétricas com acoplamento de outras fontes de geração. Permitindo também avaliar o potencial de implantação destas fontes de modo a maximizar a geração das hidroelétricas existentes, quando viável, com importantes rebatimentos para o sistema elétrico nacional.

A representação de 152 hidroelétricas do SIN permite a realização de inúmeros estudos de acoplamento de fontes alternativas em diferentes regiões do país (perfis de geração e condições de escoamento variados), auxiliando no planejamento da expansão do setor, com aproveitamento da capacidade instalada existente de UHEs em operação.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.” Nota Técnica. Rio de Janeiro, 2012.
- (2) Filho, D. S. “Dimensionamento de usinas hidroelétricas através de técnicas de otimização evolutiva, Tese de Doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2003.
- (3) Eletrobrás, “MSUI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas. Manual de Metodologia”, Rio de Janeiro, 2009.
- (4) REN21. “Renewables 2018 Global Status Report”. Renewable Policy Network for the 21st century. Paris. 2018. Disponível em: <<http://www.ren21.net>>. Acesso em: 12 abr. 2019.

- (5) Camargo, L. A. S., Chaves, J. R.; Ramos, D. S.; Balan, M.H., Paschoalotto, L. A. C.; Ribeiro, V. N. "Mecanismos de Incentivo e Aspectos Regulatórios para a Inserção da Energia Solar Concentrada no Brasil". Anais do CBENS (VII Congresso Brasileiro de Energia Solar), Gramado, abril de 2018.
- (6) Empresa de Pesquisa Energética – EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027)", 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 12 abr. 2019.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Mateus Henrique Balan



Doutorando pela Universidade de São Paulo, USP, possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2014), onde cursa o mestrado atualmente. Trabalhou no grupo EDP na área de Risco e Planejamento Energético e na Clime Trading comercializadora de energia. Atualmente é consultor pela MRTS Consultoria e Engenharia Ltda atuando nas áreas: Regulação do Setor elétrico, planejamento de investimentos em geração, revisões e reajustes tarifários, complementariedade energética entre fontes renováveis, comercialização de energia elétrica e análise de riscos.

Dorel Soares Ramos



Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1975), mestrado em Engenharia Elétrica pela USP (1988) e doutorado em Engenharia Elétrica pela USP (1996). É Consultor do Grupo EDP Energias do Brasil, onde exerceu cargo de Diretor de Regulação até março de 2009, tendo sido Diretor Comercial (Aquisição de Energia) e de Regulação das Distribuidoras Bandeirante Energia / Escelsa (ES) e Enersul (MS), pertencentes ao mesmo Grupo Empresarial, e Diretor de Regulação da Holding EDP Energias do Brasil. É Professor Doutor do Dep. de Eng. de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP e Sócio Administrador da MRTS Consultoria e Engenharia Ltda. Tem atuado principalmente nos seguintes temas: planejamento de sistemas elétricos, regulação do setor elétrico, comercialização de energia e análise de riscos, geração de energia elétrica e modelagem institucional do setor elétrico.

Luiz Armando Steinle Camargo



Doutor pelo Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Universidade de São Paulo - USP (2015), com estágio no Dep. of Industrial Economics and Technology Management - NTNU (2012-2013); Mestre em Engenharia de Infraestrutura pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA (2005) e Engenheiro Civil pela USP (2002). Possui mais de 15 anos de experiência profissional atuando em consultoria, engenharia e gestão de projetos nas áreas de Energia, Óleo & Gás. Desde 2010 atua como consultor na MRTS Consultoria e Engenharia Ltda nas áreas de: geração e energias renováveis, regulação do setor elétrico, estratégia empresarial, análise de risco, comercialização de energia e investimentos em geração e desenvolvimento de ferramentas para tomada de decisões complexas.

Marcelo Da Mota Lopes



Possui graduação em Engenharia Elétrica - Computação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (1993), mestrado (2005) e doutorado (2011) em Engenharia Elétrica - Sistemas Digitais, também pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. É sócio-diretor da Unlock Desenvolvimento e Integração de Sistemas de Informática Ltda., que atua na análise, desenvolvimento, implantação e integração de sistemas de software. A experiência na área de Engenharia Elétrica abrange a análise, desenvolvimento e integração de sistemas, sistemas gerenciadores de bancos de dados e análise de segurança de sistemas críticos.

Ewerton Guarnier



Doutorando pela Universidade de São Paulo, USP, mestre em Comercialização de Energia pela Universidade de São Paulo, USP, 2013, graduação em Energia e Automação pela Universidade de São Paulo, USP, 2009.

Atualmente é gestor em Estudos Energéticos na EDP-Brasil. Entre áreas de interesse estão previsão de preços no mercado livre com suporte de Algoritmos Genéticos e utilização de técnicas de Clusterização. Tem atuado em todos os segmentos do setor elétrico com foco em (i) regulação econômica, desenvolvimento de modelos para projeção de ativos e passivos regulatórios; (ii) otimização da carteira de contratos e precificação de contratos bilaterais para comercializadoras de energia elétrica e; (iii) tratamento de dados de ventos e de radiação solar e desenvolvimento de modelos para a simulação/otimização da geração de hidrelétricas.