

# Revisiting the Analysis of Losses and Fuel Consumption in Synchronous Generating Units during the Production of Active and Reactive Energy

W. Ragnev, J. R. Camacho, *Senior Member IEEE* and I. S. Peretta

**Abstract**— This article analyzes the losses, efficiency and fuel consumption of the generating units during the process of producing active and reactive energy. It presents a proposal for tests to determine the losses of the generating units already installed in the plants, proved by the actual application in a hydroelectric generating unit and in a thermoelectric generating unit. The result obtained in the study is a general equation of losses as a function of the simultaneous generation of active and reactive power that were determined through the variations of the armature and field currents and the terminal voltage of the generating unit, which can be represented by a three-dimensional graph showing total losses at all possible operating points. Losses have a direct influence on the efficiency of each component of the generating unit, directly influencing fuel consumption at the many allowable operating points. The study also showed the fuel consumption and loss curves in real hydroelectric and thermoelectric generating units installed in Brazil. With the determination of efficiency at each point of operation, it allows determining a weighting factor based on the value of the active and reactive energy generated, culminating in the proposition of an index that reflects the total production cost of each generator for an entire power plant. This makes it possible to divide the requested active and reactive energy in detail between less expensive generating units of the same hydro or thermal generating plant.

**Index Terms**—Active and Reactive Power, Efficiency, Fuel Consumption, Generating Unit, Loss.

## I. INTRODUÇÃO

No mercado de energia elétrica competitivo o atendimento às cargas necessitam da geração simultânea de energia ativa e reativa pelos geradores síncronos com o seu despacho otimizado e com a devida repartição dos custos com todos os agentes envolvidos [1], [2].

Este trabalho teve o apoio do Departamento de Produção da EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.

W. Ragnev, EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia e IFSP - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo, São Paulo, Brasil, (wragnev@gmail.com).

J. R. Camacho, *Senior Member IEEE*; UFU - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, (jrcamacho@ufu.br).

I. S. Peretta, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, (iperetta@gmail.com).

*Corresponding author: Walter Ragnev*

Para essa otimização é utilizado o fluxo de potência ótimo (FPO) que estabelece a operação mais econômica do sistema com a redução das suas perdas para o atendimento às cargas, respeitando os limites operacionais dos equipamentos e as suas condições de confiabilidade operativa [3], [4]. Nesse sentido a eficiência das unidades geradoras tem que ser considerada no seu cálculo [5], [6]. Suas perdas exercem uma importante influência no consumo de combustível das unidades geradoras nas usinas termoeletricas ou na vazão turbinada das unidades geradoras nas usinas hidroeletricas [7].

A geração de energia elétrica em uma usina hidroelétrica ou termoeletrica requer que todas as unidades geradoras sejam carregadas de modo que trabalhem o mais próximo possível dos pontos onde sua maior eficiência possa ser alcançada [8]. A redução do custo de produção de energia elétrica está diretamente associada a redução do custo do combustível ou da vazão turbinada [9], [10]. O custo mínimo pode ser alcançado com a minimização do consumo do combustível ou da vazão turbinada pelas unidades geradoras, mantendo as condições técnicas para o atendimento às cargas [11], [12].

O consumo de combustível ou da vazão turbinada está diretamente relacionado com a variação da geração de energia ativa e reativa. A geração de energia reativa também acrescenta um aumento no consumo do combustível ou da vazão turbinada, pois para a sua produção há necessidade de modificação do ângulo entre a tensão e a corrente de saída do gerador [13], [14]. Isto ocorre através da variação da corrente de campo e da consequente variação da corrente de armadura, introduzindo, assim, perdas extras no gerador e no transformador. A energia mecânica do eixo do gerador deverá ser suficiente para suprir todas as perdas mais a energia fornecida pelo gerador ao sistema elétrico [15], [16].

A geração de energia ativa e reativa pelos geradores síncronos requer que a operação ocorra dentro da sua curva de capacidade, respeitados os seus limites de corrente máxima de armadura, de corrente máxima e mínima de campo e de estabilidade.

Para a determinação das perdas decorrentes da geração de energia ativa e reativa das unidades geradoras é necessário analisar o comportamento e o desempenho de cada

componente da unidade geradora composta por: gerador síncrono, turbina e transformador.

Na Fig. 1 tem-se um esquema representativo do sistema completo de uma unidade geradora, com as suas perdas.

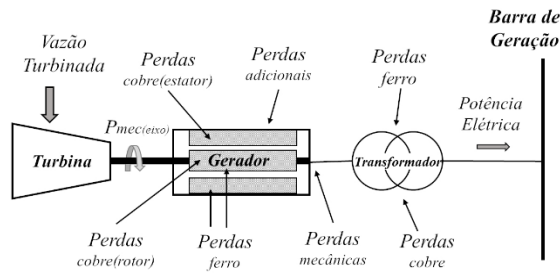


Fig. 1. Esquema de uma unidade geradora hidráulica com a identificação das perdas.

As Perdas adicionais ou suplementares ocorrem devido ao efeito pelicular presente em condutores submetidos a correntes alternadas e ao fluxo disperso nas ranhuras do estator..

O presente artigo apresenta uma proposta de ensaios em geradores já instalados nas usinas geradoras para determinar as suas perdas. Analisa as perdas e o consumo de combustível ou vazão turbinada no ponto de operação dos geradores em função da geração de potência ativa e reativa.

Como exemplo de aplicação foram ensaiados e analisadas as perdas, as vazões ou consumo de combustível necessários para a geração de energia ativa e reativa na Usina Hidroelétrica de Henry Borden e na Usina Termoeletrica Piratininga.

## II. EFICIÊNCIA DA UNIDADE GERADORA

A eficiência da unidade geradora depende do rendimento de cada um de seus componentes: turbina, gerador e transformador. Nem sempre o melhor rendimento do gerador síncrono coincide com o ponto de maior eficiência da turbina e o mesmo se verifica com o transformador, é bem provável que a maior eficiência do conjunto esteja em um ponto intermediário para os três equipamentos.

A eficiência da turbina está relacionada com o seu projeto, tipo de combustível, e o material empregado na sua fabricação.

Nos geradores síncronos ocorrem as perdas no cobre nos enrolamentos de armadura e de campo, as perdas no ferro, as perdas mecânicas (atrito e ventilação) e as perdas suplementares.

Nos transformadores tem-se as perdas no ferro e as perdas no cobre nos enrolamentos primário e secundário. Além dessas perdas, é exigência dos transformadores a energia reativa para a criação dos seus campos magnéticos que criam o fluxo magnético resultante que faz o acoplamento magnético entre os enrolamentos primário e secundário, possibilitando assim, o seu funcionamento.

## III. ENSAIO PARA A DETERMINAÇÃO DAS PERDAS NOS GERADORES SÍNCRONOS

Durante o seu processo de fabricação os geradores síncronos são ensaiados conforme normas técnicas (*IEC e*

*NEMA*) obtendo os valores das suas perdas: no cobre, no ferro, mecânicas e suplementares.

Os geradores síncronos são máquinas robustas com vida útil elevada, cerca de 30 anos. Muitos passam por reformas, com a modificação dos seus enrolamentos, alterando os seus parâmetros elétricos e suas perdas.

Para a determinação desses novos parâmetros o conjunto gerador obrigatoriamente deve passar por novos ensaios.

Devido à logística e redução do custo essas reformas, sempre que possível, são realizadas na própria usina. A possibilidade de ensaiar e obter os novos valores das perdas no conjunto turbina e gerador na própria instalação é um trabalho interessante.

### A. Ensaios Propostos Para a Determinação das Perdas nos Geradores em Funcionamento.

A determinação das perdas em geradores já instalados em usinas pode ser feita através da diferença da potência mecânica disponibilizada no seu eixo e da potência elétrica fornecida para o sistema. A determinação da potência mecânica do eixo pode ser determinada através da vazão turbinada para unidades de usinas hidroelétricas ou do consumo de combustível para unidades de usinas termoeletricas.

As equações 1 e 2 expressam a potência mecânica no eixo para turbinas térmicas e hidráulicas, respectivamente.

$$P_{eixo(term)} = 4,18 \cdot P_{cal(comb)} \cdot q \cdot 1000 \cdot \eta_{tur} \quad (1)$$

$$P_{eixo(hid)} = Y \cdot \Delta h \cdot q \cdot g \cdot \eta_{tur} \quad (2)$$

Onde:

$P_{eixo(term)}$  - Potência mecânica no eixo do gerador (*MW*);

$P_{cal(comb)}$  - Poder calorífico do combustível (*Kcal/kg*);

$q$  - Vazão do gás (*kg/s*);

$\eta_{tur}$  - Rendimento da turbina.

$P_{eixo(hid)}$  - Potência mecânica no eixo do gerador (*MW*);

$Y$  - Densidade d'água (*Kg/dm<sup>3</sup>*);

$\Delta h$  = Desnível de altura (m);

$q$  - Vazão turbinada (*m<sup>3</sup>/s*);

$g$  - Aceleração da gravidade (*m/s<sup>2</sup>*).

As Fig. 2 e 3 mostram os esquemas utilizados para medir as vazões turbinadas e consumo de gás para o cálculo da potência mecânica no eixo. A potência elétrica produzida pela unidade geradora foi obtida diretamente no seu ponto de medição indicado nas figuras.

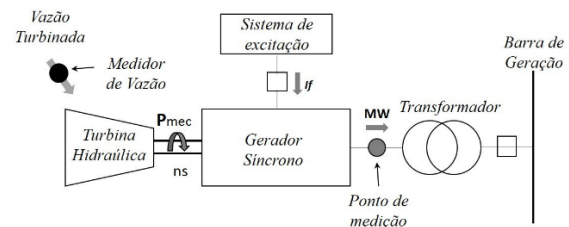


Fig. 2. Esquema de determinação das perdas em usinas hidroelétricas.

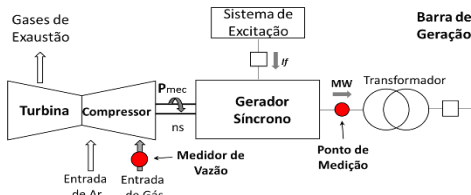


Fig. 3. Esquema de determinação das perdas em usinas termoeletricas.

Para um bom resultado nos ensaios é necessária a curva exata da eficiência da turbina, além de um medidor de vazão com boa precisão. No caso das usinas termoeletricas o valor exato do poder calorífico do combustível tem grande influência nos resultados dos ensaios.

1) *Variação das Perdas em Função da Geração de Potência Ativa.*

O método consiste na análise das perdas durante a variação da geração de potência ativa da unidade geradora. Em cada ponto de operação são determinados os valores das perdas.

Para análise das perdas são necessários ao menos 3 pontos de medição.

$$P_1 \rightarrow Perdas_{(P1)}, P_2 \rightarrow Perdas_{(P2)}, P_3 \rightarrow Perdas_{(P3)}$$

Com os valores de potência ativa gerada e suas respectivas perdas, em cada ponto medido, é possível obter o gráfico da Fig. 4.

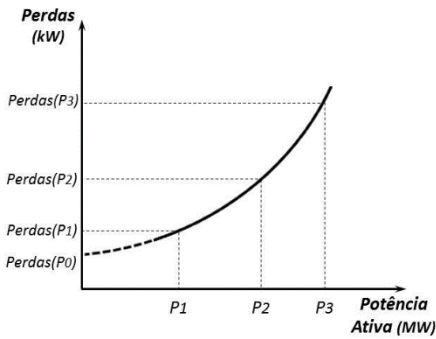


Fig. 4. Gráfico das perdas em função da potência ativa.

Através do gráfico é possível obter um polinômio de segunda ordem que fornece as perdas em função da geração de potência ativa:

$$Perdas_{(P)} = a \cdot P^2 + b \cdot P + c \tag{3}$$

Onde:

$Perdas_{(P)}$  - Valor das perdas;

$P$  - Valor da geração de potência ativa dentro da faixa de operação.

O valor de  $Perdas_{(P0)}$  representa o valor das perdas quando a geração de potência ativa é zero, ou seja, que não dependem da corrente de armadura. Neste ponto a unidade geradora encontra-se sincronizada ao sistema elétrico sem geração de potência ativa ou reativa. As perdas nesse ponto são a somatória das perdas mecânicas (atrito e ventilação), das perdas ferro e das perdas cobre no rotor (enrolamento de campo). A componente da equação (3) que representa esse valor é a constante “c”.

$$Perdas_{(P0)} = P(mec) + P(cu)_{rotor(0,0)} + P(ferro)_{(0,0)} \tag{4}$$

2) *Variação das Perdas em Função da Corrente de Campo.*

O método consiste na variação da geração de potência ativa e reativa da unidade geradora, mantendo a potência aparente  $S$  constante, ou seja, a corrente de armadura ( $I_a$ ) não é alterada, variando apenas a corrente de campo ( $I_f$ ).

A Fig. 5 mostra três pontos de operação do gerador síncrono com potência aparente  $S$  constante (pontos 1, 2 e 3). Nesses pontos a corrente de armadura ( $I_a$ ) mantém-se constante, e a corrente de campo ( $I_f$ ) varia. As suas perdas variam em função do valor da corrente de campo ( $I_f$ ).

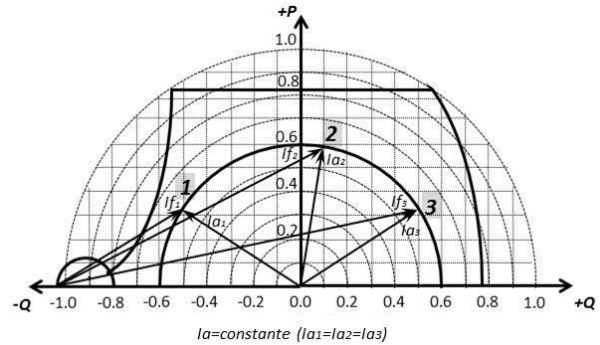


Fig. 5. Pontos de medição das perdas em função da corrente  $I_f$ .

A variação da corrente ( $I_f$ ) altera o valor das perdas cobre no enrolamento de campo, do valor da tensão ( $E_r$ ) e do fluxo magnético resultante da máquina síncrona ( $\Phi(E_r)$ ), alterando também o valor das suas perdas ferro.

A Fig. 6 mostra o diagrama vetorial de um gerador de polos salientes com as suas tensões, forças magneto motrizes e fluxos magnéticos.

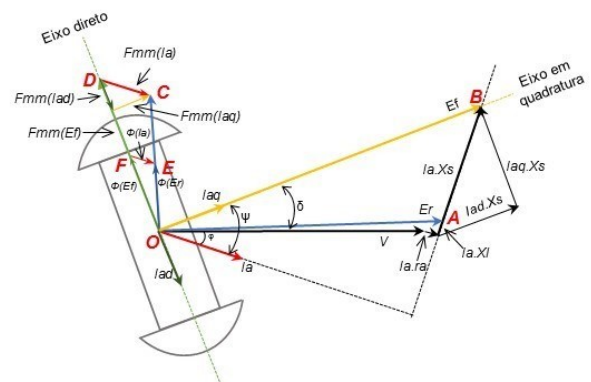


Fig. 6. Diagrama vetorial de um gerador de polos salientes.

Os triângulos  $(O,A,B)$ ,  $(O,C,D)$  e  $(O,E,F)$  são semelhantes e o fluxo resultante da máquina ( $\Phi(E_r)$ ) é proporcional a tensão ( $E_r$ ).

$$\frac{E_r}{E_f} = \frac{Fmm(E_r)}{Fmm(E_f)} = \frac{\Phi(E_r)}{\Phi(E_f)} \tag{5}$$

Considerando que o material empregado no núcleo dos geradores tem normalmente *coeficiente Steimetz* próximo a 2. As perdas ferro variam aproximadamente com o quadrado da variação do fluxo resultante. Para obtermos o seu valor nos pontos de medição temos que encontrar a relação entre as perdas e a variação  $(E_r/E_{r0})^2$ .

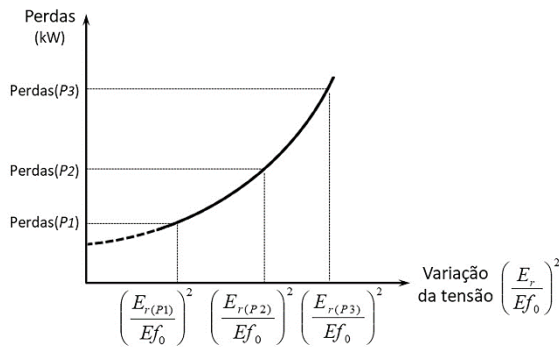


Fig. 7. Gráfico das perdas em função de  $(E_r/E_{f0})^2$ .  
Através do gráfico é possível obter a seguinte equação:

$$Perdas_{\Delta\phi(E_r)} = a \cdot \left(\frac{E_r}{E_{f0}}\right)^2 + b \cdot \left(\frac{E_r}{E_{f0}}\right)^2 + c \quad (6)$$

Onde:

$Perdas_{\Delta\phi(E_r)}$  - Valor das perdas em relação ao fluxo resultante;

$E_r$  - Valor da tensão resultante no ponto de operação;

$E_{f0}$  - Valor da tensão interna do gerador em vazio.

O valor da constante “c” representa o valor das perdas que não variam com a corrente  $I_f$  ou com a tensão  $E_r$ , ou seja: perdas mecânicas, perdas suplementares e perdas cobre do estator.

Quando a relação  $(E_r/E_{f0})^2$  for igual a 1, significa que a tensão  $E_r$  é igual a tensão  $E_{f0}$ , isto só ocorre quando o gerador está sincronizado sem geração de potência ativa ou reativa, ou seja, está no ponto  $(0,0)$  da curva de capacidade. Nessa situação o valor das perdas ferro corresponde ao valor do ensaio em vazio.

Para determinar as perdas suplementares, o gerador tem que estar operando em seu ponto nominal e o valor das perdas suplementares será obtido pela diferença entre o valor total das perdas medidas com as demais perdas calculadas.

**B. Exemplo de Exemplo de Aplicação do Método Proposto para Cálculo das Perdas.**

Como exemplo de aplicação do método proposto foram ensaiadas duas unidades geradoras: A primeira na UHB - Usina Hidroelétrica Henry Borden localizada na cidade de Cubatão - São Paulo - Brasil e a segunda unidade geradora na UTP - Usina Termoelétrica Piratininga localizada na cidade de São Paulo - São Paulo - Brasil. Ambas pertencentes à EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.

A princípio as unidades geradoras foram ensaiadas apenas com a variação da geração de potência ativa, conforme proposto no item “a”. Em seguida as unidades geradoras foram ensaiadas variando a corrente de campo ( $I_f$ ) e mantendo a corrente de armadura ( $I_a$ ) constante, conforme proposto no item “b”.

As unidades geradoras possuem as seguintes características técnicas:

TABELA I  
CARACTERÍSTICAS DAS UNIDADES GERADORAS

Unidade Geradora	Hidroelétrica	Termoelétrica
	UHB nº1	UTP nº41
Potência Aparente	47 MVA	168 MVA
F.P. (cos φ)	0,85	0,85
Tensão terminal	11 kV	13,8 kV
$X_d$	1,37 (pu)	2,31 (pu)
$X_q$	0,63 (pu)	2,14 (pu)
$X_l$	0,165 (pu)	0,24 (pu)
Resistência Armadura	6,6936 mΩ/fase	1,270 mΩ/fase
Resistência Campo	0,3557 Ω	0,266 Ω
Número de pólos	16	2
Sistema de Excitação	$P_{exc} = 200 \text{ kW}$	$P_{exc} = 230 \text{ kW}$
	$V_{exc} = 300 \text{ V}$	$V_{exc} = 112 \text{ V}$
	$I_{f(0,0)} = 260 \text{ A}$	$I_{f(0,0)} = 316 \text{ A}$
Turbina	Tipo Pelton	Tipo a gás
	450 rpm	3600 rpm
Perdas no ferro	210 kW	181 kW
Perdas adicionais	115 kW	259 kW
Perdas Mecânicas	400 kW	1.051 kW

Os valores obtidos nos ensaios estão mostrados nas tabelas II e III.

TABELA II  
ENSAIO DE GERAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA

Hidroelétrica UHB nº1				Termoelétrica UTP nº41			
Potência Ativa (kW)	Vazão (água) (m³/s)	Potência Eixo (kW)	Perda Total (kW)	Potência Ativa (kW)	Vazão (gás) (kg/s)	Potência Eixo (kW)	Perda Total (kW)
5.000	1,187	5.727	727	30.100	3,269	31.647	1.547
10.000	1,976	10.741	741	40.300	3,718	41.871	1.571
15.000	2,831	15.760	760	49.975	4,156	51.572	1.597
20.000	3,682	20.786	786	60.050	4,599	61.677	1.627
25.000	4,424	25.818	818	70.150	5,065	71.811	1.661
30.000	5,281	30.855	855	80.070	5,538	81.768	1.698
35.000	6,071	35.899	899	90.100	6,016	91.838	1.738
40.000	7,094	40.948	948	100.050	6,549	101.832	1.782

Na medição da vazão turbinada na UHE - Henry Borden foi utilizado um medidor ultrassônico com erro de leitura inferior a 1%, instalado no conduto forçado na unidade geradora. Para a medição do consumo de gás na UTP - Usina Termoelétrica Piratininga foi utilizado um medidor de vazão tipo turbina com erro de leitura inferior a 0,1%, instalado no duto de entrada de gás da turbina.

Com os valores obtidos podemos determinar o polinômio de segunda ordem que representa as perdas em função da geração de potência ativa.

*Hidroelétrica Henry Borden - Gerador nº1*

$$Perdas_{(P)} = 0,1194 \cdot P^2 + 0,957 \cdot P + 719,05 \quad (7)$$

$P = 0 \therefore Perdas_{P(0,0)} = 719 \text{ kW}$

*Termoelétrica Piratininga - Gerador nº41*

$$Perdas_{(P)} = 0,01732 \cdot P^2 + 1,1 \cdot P + 1498,80 \quad (8)$$

$P = 0 \therefore Perdas_{P(0,0)} = 1499 \text{ kW}$

TABELA III  
VALORES OBTIDOS NO ENSAIO DA VARIAÇÃO DA CORRENTE DE CAMPO

Usina Hidroelétrica Henry Borden – UG 01						
P	Q	I <sub>a</sub>	I <sub>f</sub>	E <sub>r</sub>	E <sub>f0</sub>	Perdas
(MW)	(MVar)	(A)	(A)	(pu)	(pu)	(kW)
1	25,00	0	274	1,589		818
2	15,00	-20,00	1312	197	1,518	784
3	15,00	+20,00	334	1,658		851

$$Perdas_{\Delta(f)} = 1,1274 \cdot \left( \frac{E_r}{E_{f0}} \right)^2 + 232,7251 \cdot \left( \frac{E_r}{E_{f0}} \right) + 556,26$$

Usina Termoelétrica Piratininga – UG 41						
P	Q	I <sub>a</sub>	I <sub>f</sub>	E <sub>r</sub>	E <sub>f0</sub>	Perdas
(MW)	(MVar)	(A)	(A)	(pu)	(pu)	(kW)
1	84,00	0	542	0,482		1713
2	67,20	-50,40	3514	343	0,407	1615
3	67,20	+50,40	685	0,548		1812

$$Perdas_{\Delta(f)} = 1,57957 \cdot \left( \frac{E_r}{E_{f0}} \right)^2 + 206,848 \cdot \left( \frac{E_r}{E_{f0}} \right) + 1434,8$$

Com os valores obtidos no ensaio é possível determinar a função que determina as perdas ferro, conforme equação (6). O termo “c” da equação (6) representa o valor das perdas mecânicas e suplementares que não variam com a corrente  $I_f$  ou com a tensão  $E_r$ . No ponto em que  $E_r = E_{f0}$ , a máquina síncrona está sincronizada com o sistema sem geração de potência ativa ou reativa, é o ponto (0,0) da curva de capacidade, e a variação do fluxo resultante é igual a 1,0. Nessa situação tem-se as perdas no ferro em vazio.

*Hidroelétrica Henry Borden – Gerador n°1:*

$$P(\text{ferro})_{(0,0)} = 1,1274 \cdot ((1,0)^2) + 232,7251 \cdot (1,0) + 0 \quad (9)$$

$$P(\text{ferro})_{(0,0)} = 233,85 \text{ kW}$$

*Termoelétrica Piratininga – Gerador n°41:*

$$P(\text{ferro})_{(0,0)} = 1,57957 \cdot ((1,0)^2) + 206,848 \cdot (1,0) + 0 \quad (10)$$

$$P(\text{ferro})_{(0,0)} = 208,42 \text{ kW}$$

O valor das perdas mecânicas pode ser obtido através da equação (2), com a inserção dos valores das perdas ferro  $P(\text{ferro})_{(0,0)}$  e das perdas cobre no enrolamento de campo  $P(CU)_{\text{rotor}(0,0)} = R_f \cdot I_{f0}^2$ .

*Hidroelétrica Henry Borden – Gerador n°1:*

$$719 \text{ kW} = P(\text{mec}) + 24,05 \text{ kW} + 233,85 \text{ kW} \quad (9)$$

$$P(\text{mec}) = 461,10 \text{ kW}$$

*Termoelétrica Piratininga – Gerador n°41:*

$$1499 \text{ kW} = P(\text{mec}) + 26,64 \text{ kW} + 208,42 \text{ kW} \quad (12)$$

$$P(\text{mec}) = 1263,94 \text{ kW}$$

Para o cálculo das perdas adicionais ou suplementares, o gerador foi sincronizado no sistema elétrico com geração de potência ativa e reativa no seu ponto nominal de operação.

Nesta situação é possível obter a seguinte equação para as suas perdas:

$$P(\text{mom}) = P_{CU(\text{est})} + P_{CU(\text{rot})} + P_{fe} + P(\text{mec}) + P(\text{adic}) \quad (13)$$

As perdas no cobre do estator e do rotor e as perdas no ferro são referentes ao ponto de operação nominal do gerador.

*Hidroelétrica Henry Borden – Gerador n°1:*

$$1070,10 = 80,45 + 132,39 + 262 + 461,10 + P(\text{adic}) \quad (14)$$

$$P(\text{adic}) = 134,16 \text{ kW}$$

*Termoelétrica Piratininga – Gerador n°41:*

$$2230 = 109,3 + 208,71 + 341,66 + 1263,94 + P(\text{adic}) \quad (15)$$

$$P(\text{adic}) = 306,7 \text{ kW}$$

A tabela IV mostra os valores das perdas obtidas nos ensaios e a sua variação com as perdas originais.

TABELA IV  
COMPARAÇÃO DOS VALORES OBTIDOS NOS ENSAIOS

UG	Usina Hidroelétrica Henry Borden – UG 01			Usina Termoelétrica Piratininga – UG 41		
	Perdas Original	Teste	Δ %	Original	Teste	Δ %
Ferro	210 kW	234 kW	11,43	181 kW	208 kW	14,92
Mecânica	400 kW	461 kW	15,25	1051 kW	1264 kW	20,26
Adicional	115 kW	134 kW	16,52	259 kW	307 kW	18,53

Os valores obtidos nos ensaios propostos apresentaram um erro na ordem de 10 a 20% dos valores originais. Pode-se atribuir esse erro à precisão do medidor de vazão do combustível, à variações na pressão e no valor do poder calorífico do gás (usina termoelétrica). Na ausência dos valores originais, os resultados obtidos nos ensaios propostos podem servir como referência para as perdas dos geradores.

#### IV. VARIAÇÃO DAS PERDAS EM QUALQUER PONTO DE OPERAÇÃO DO GERADOR

Para a obtenção dos valores das perdas em qualquer ponto de operação do gerador foi utilizado a sua curva de capacidade, respeitando seus valores limites operativos.

A curva de capacidade delimita os valores máximos e mínimos de potência ativa e reativa fazendo com que o gerador opere em condição segura dentro dos limites de máxima e mínima corrente de campo, limites de máxima potência ativa e de estabilidade prática.

A Fig. 8 mostra a curva de capacidade de um gerador síncrono de polos salientes.

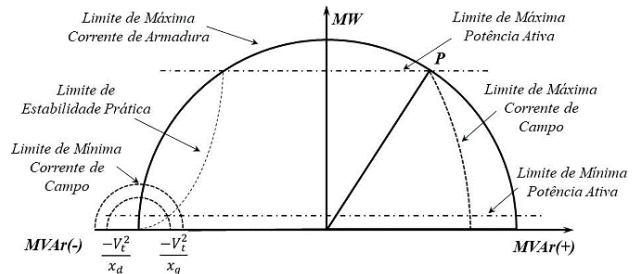


Fig. 8. Curva de capacidade do gerador síncrono de polos salientes.

A operação fora dos seus limites pode ocasionar superaquecimento inadmissível nos enrolamentos de campo e de armadura, além da perda de estabilidade da unidade geradora.

A variação das perdas ferro é proporcional ao quadrado da variação do fluxo magnético resultante do gerador.

$$P(\text{ferro}) = P_{\text{ferro}(0,0)} \cdot (\Delta\Phi_r)^2 \quad (16)$$

Onde:

$P(\text{ferro})$  - Perda ferro no ponto de operação;

$P_{\text{ferro}(0,0)}$  - Perda ferro em vazio, ponto (0,0) da curva de capacidade.

$\Delta\Phi_r$  - Variação do fluxo magnético resultante do gerador.

As perdas cobre são proporcionais ao quadrado do valor da corrente que passa pelo enrolamento. No enrolamento de campo são proporcionais à corrente  $I_f$  e no enrolamento de armadura à corrente  $I_a$ .

As variações das perdas suplementares são proporcionais à variação do valor das correntes no enrolamento de armadura  $I_a$ . Podem ser expressas pela seguinte equação:

$$P_{sup} = a \cdot I_a^2 + b \cdot I_a + c \quad (17)$$

Os coeficientes  $a$ ,  $b$  e  $c$  dependem das características construtivas de cada máquina.

Em condições normais de operação, o acréscimo de geração de potência ativa e reativa, não produz efeitos significativos nas perdas mecânicas, podendo ser representadas por uma constante independentemente do ponto de operação do gerador.

#### A. Representações das Perdas nos Pontos de Operação dos Geradores.

As representações das perdas nos pontos de operação dos geradores podem ser feitas através de duas curvas em função das perdas: - Uma da geração de potência ativa; - e outra da geração de potência reativa. O ponto comum entre essas duas curvas é o ponto de operação  $(0,0)$  da curva de capacidade, onde o gerador não gera potência ativa ou reativa.

A simulação foi realizada no programa *MATLAB* com os valores originais das perdas. Nas Figs. 9 e 10 podem ser observadas as perdas em função da variação da geração de potência ativa da unidade geradora nº 1 da UHE Henry Borden e da unidade geradora nº 41 da UTE Piratininga, respectivamente.

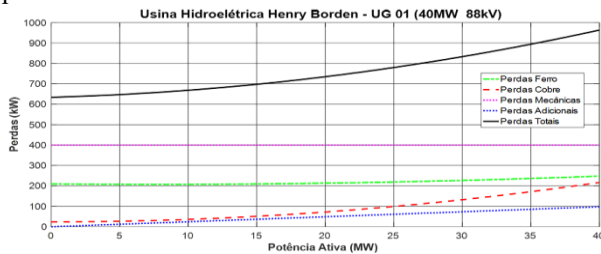


Fig. 9. Perdas na UG nº 1 da UHB em função da geração de P.

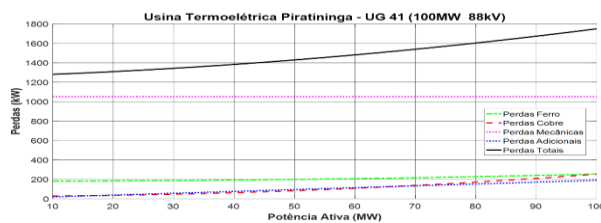


Fig. 10. Perdas na UG nº 41 da UTP em função da geração de P.

As perdas totais das unidades geradoras em função da geração de potência ativa são determinadas pelas expressões 18 e 19.

$$Perdas_{P(UHB-UG1)} = 0,1227 \cdot P^2 + 2,4467 \cdot P + 634,05 \quad (18)$$

$$Perdas_{P(UTP-UG41)} = 0,030 \cdot P^2 + 1,905 \cdot P + 1258,6 \quad (19)$$

Onde:

$P$  representa o valor da Potência Ativa (MW) no ponto de operação.

As Fig. 11 e 12 mostram respectivamente as perdas em função da variação da geração de potência reativa das unidades geradoras nº 1 da UHB e nº 41 da UTE Piratininga.

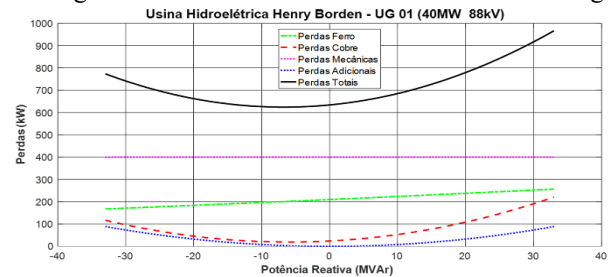


Fig. 11. Perdas na UG nº 1 da UHB em função da geração de Q.

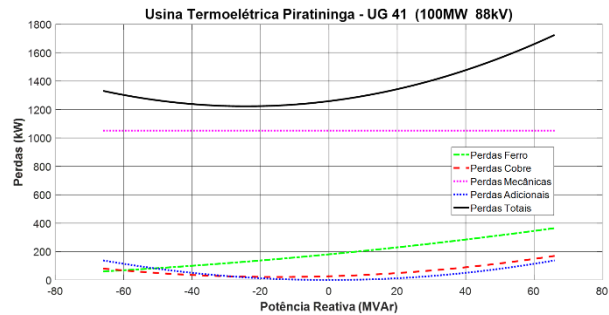


Fig. 12. Perdas na UG 41 da UTP em função da geração de Potência Reativa.

As perdas totais das unidades geradoras em função da geração de potência reativa são determinadas pelas expressões 20 e 21.

$$Perdas_{Q(UHB-UG1)} = 0,1839 \cdot Q^2 + 1,9958 \cdot Q + 634,05 \quad (20)$$

$$Perdas_{Q(UTP-UG41)} = 0,0618 \cdot Q^2 + 2,9822 \cdot Q + 1258,6 \quad (21)$$

Onde:  $Q$  representa o valor da Potência Reativa (MVar) no ponto de operação.

A representação das perdas quando da geração simultânea de potência ativa e reativa pode ser feita a partir de uma curva tridimensional que apresente seus valores de perdas para qualquer ponto de operação do gerador. Como pode ser observado na Fig. 13 para a UG 01 de UHB e na Fig. 14 para a UG 41 da UTP.

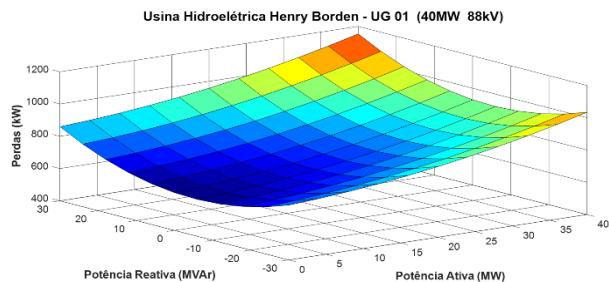


Fig. 13. Perdas na UG nº1 - UHB em função da geração de P e Q.

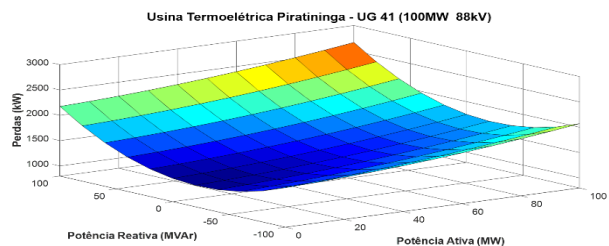


Fig. 14. Perdas na UG nº41 - UTP em função da geração de P e Q.

As equações que representam as perdas em função da geração de potência ativa e reativa podem ser expressas por:

$$P_{(UG1)} = 0,123 \cdot P^2 + 2,447 \cdot P + 0,184 \cdot Q^2 + 1,996 \cdot Q + 634,05 \quad (22)$$

$$P_{(UG41)} = 0,003 \cdot P^2 + 1,905 \cdot P + 0,062 \cdot Q^2 + 2,982 \cdot Q + 1258,6 \quad (23)$$

Onde  $P$  e  $Q$  representam o valor da Potência Ativa ( $MW$ ) e Potência Reativa ( $MVar$ ) no ponto de Operação.

## V. ANÁLISE DO CONSUMO DE COMBUSTÍVEL OU VAZÃO TURBINADA PARA A GERAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA.

Para obter o valor do consumo de combustível (usina termoeletrica) ou vazão turbinada (usina hidroeletrica) em determinado ponto de operação da unidade geradora é necessário fazer uma análise do rendimento e das perdas do seu conjunto completo: turbina, gerador síncrono e transformador. Esse valor pode ser expresso em função da geração da potência ativa e da potência reativa.

Na geração de potência ativa o consumo de combustível ou vazão turbinada deve ser suficiente para atender a energia ativa que a unidade geradora fornece ao sistema e também para suprir as perdas ocorridas no transformador e no gerador síncrono, levando em conta a eficiência da turbina no ponto de operação.

Para a geração de potência reativa o acréscimo de consumo de combustível, ou vazão turbinada, está relacionado com o aumento das perdas adicionais ocorridas no transformador e no gerador síncrono, perdas decorrentes da variação das correntes de campo e de armadura do gerador e da eficiência do novo ponto de operação da unidade geradora.

Como exemplo de aplicação foi verificada a vazão turbinada na unidade geradora nº1 da UHE Henry Borden e o consumo de gás na unidade geradora nº41 da UTE Piratininga durante o processo de geração de potência ativa e reativa.

A tabela V mostra a variação da vazão turbinada e do consumo de combustível para a geração de potência ativa.

TABELA V  
VARIAÇÃO VAZÃO TURBINADA E CONSUMO DE COMBUSTÍVEL

Variação da Vazão Turbinada / Consumo de Gás			
UHB – UG 01		UTP – UG 41	
Potência Ativa (MW)	Vazão Turbinada (m³/s)	Potência Ativa (MW)	Vazão Gás (kg/s)
0	0,172	10	2,199
5	1,180	20	2,755
10	1,974	30	3,233
15	2,833	40	3,668
20	3,687	50	4,136
25	4,433	60	4,575
30	5,293	70	5,034
35	6,087	80	5,513
37	6,491	90	5,989
40	7,237	100	6,525

As Fig. 15 e 16 mostram os gráficos dos valores da vazão turbinada e do consumo de combustível pela potência ativa gerada.

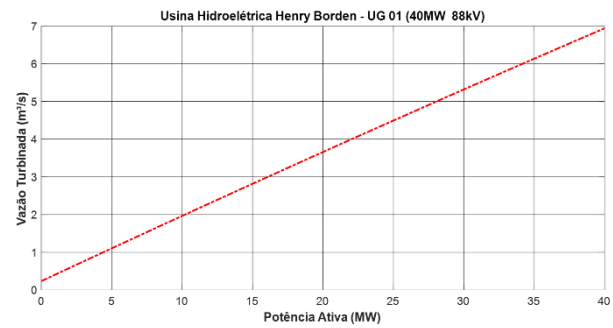


Fig. 15. Vazão turbinada da UG nº 1 da UHB para a geração de potência ativa.

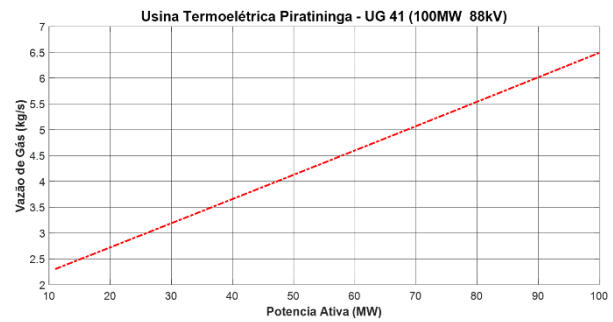


Fig. 16. Vazão de gás da UG 41 da UTP para a geração de potência ativa.

A tabela VI mostra a vazão turbinada na unidade geradora nº 1 da UHE Henry Borden, para a geração de potência reativa com geração simultânea de potência ativa nos patamares de 10 MW, 20 MW e 30 MW.

TABELA VI  
VAZÃO TURBINADA PARA A GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA UG 01 – UHB

Usina Hidroelétrica Henry Borden – UG 01						
$Q$ $MVar$	$P$ (10MW)		$P$ (20MW)		$P$ (30MW)	
	Vazão	Vazão adicional	Vazão	Vazão adicional	Vazão	Vazão adicional
	m³/s	m³/s e (%)	m³/s	m³/s e (%)	m³/s	m³/s e (%)
-20	2,128	0,103 (5,08%)	3,807	0,107 (2,89%)	5,621	0,112 (2,03%)
-15	2,080	0,054 (2,28%)	3,757	0,057 (1,53%)	5,568	0,059 (1,07%)
-10	2,046	0,021 (1,03%)	3,722	0,022 (0,59%)	5,531	0,022 (0,41%)
-5	2,028	0,002 (0,14%)	3,703	0,003 (0,08%)	5,512	0,003 (0,05%)
0	<b>2,026</b>	<b>0,000 (0,00%)</b>	<b>3,700</b>	<b>0,000 (0,00%)</b>	<b>5,509</b>	<b>0,000 (0,00%)</b>
5	2,038	0,012 (0,61%)	3,713	0,013 (0,35%)	5,522	0,013 (0,25%)
10	2,066	0,040 (1,98%)	3,742	0,042 (1,13%)	5,553	0,044 (0,80%)
15	2,109	0,083 (4,11%)	3,787	0,087 (2,35%)	5,600	0,091 (1,66%)
20	2,167	0,142 (7,01%)	3,848	0,148 (4,00%)	5,651	0,142 (2,58%)

O gráfico da Fig. 17 apresenta as curvas de aumento percentual da vazão turbinada com a geração de potência reativa (indutiva ou capacitiva). Para cada valor de geração de potência ativa temos um ponto diferente na eficiência da turbina, que faz surgir uma nova curva.

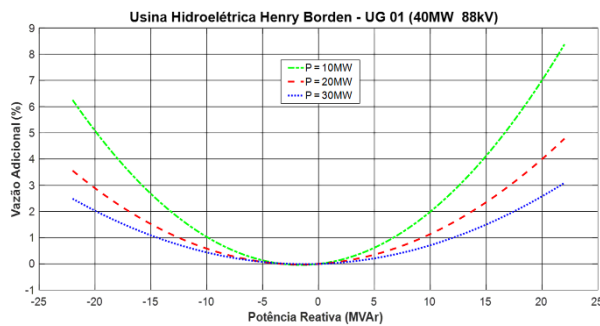


Fig. 17. Vazão turbinada da UG 01-UHB para a geração de potência reativa.

A tabela VII mostra o consumo de gás na unidade geradora nº 41 da UTE Piratininga, para a geração de potência reativa com geração simultânea de potência ativa nos patamares de 30 MW, 60 MW e 90 MW.

TABELA VII  
CONSUMO DE GÁS PARA A GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA  
UG41 – UTP

Usina Termoeletrica Piratininga – UG 41							
Q MVar	P (30MW)		P (60MW)		P (90MW)		
	Vazão	Vazão adicional	Vazão	Vazão adicional	Vazão	Vazão adicional	
	kg/s	kg/s e (%)	kg/s	kg/s e (%)	kg/s	kg/s e (%)	
-60	3,234	0,001 (0,031)	4,574	-0,001 (-0,022)	5,988	-0,001 (-0,017)	
-40	3,231	-0,002 (-0,062)	4,573	-0,002 (-0,044)	5,987	-0,002 (-0,034)	
-20	3,231	-0,002 (-0,062)	4,573	-0,002 (-0,044)	5,988	-0,001 (-0,017)	
0	<b>3,233</b>	<b>0,000 (0,000)</b>	<b>4,575</b>	<b>0,000 (0,000)</b>	<b>5,989</b>	<b>0,000 (0,000)</b>	
20	3,238	0,005 (0,155)	4,578	0,003 (0,065)	5,992	0,003 (0,050)	
40	3,246	0,013 (0,402)	4,583	0,008 (0,175)	5,996	0,007 (0,117)	
60	3,255	0,023 (0,680)	4,589	0,014 (0,306)	6,001	0,012 (0,200)	

O gráfico da Fig. 18 apresenta as curvas de aumento percentual da vazão turbinada com a geração de potência reativa (indutiva ou capacitiva). Para cada valor de geração de potência ativa temos um ponto diferente na eficiência da turbina, que faz surgir uma nova curva.

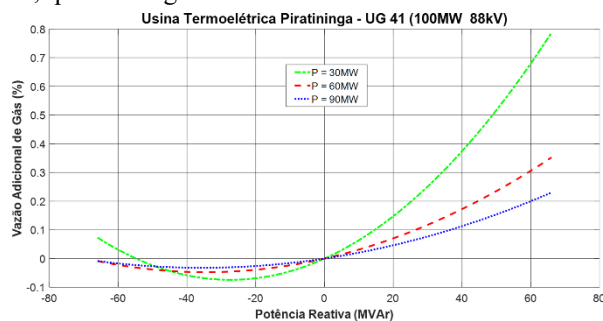


Fig. 18. Vazão adicional da UG 41-UTP para a geração de potência reativa.

As variações percentuais das curvas obtidas nos gráficos das Fig. 17 e 18 são decorrentes da eficiência das turbinas em cada ponto de operação.

## VI. CONCLUSÃO

Pode-se observar através da metodologia proposta que é possível ensaiar os geradores que já estão em funcionamento dentro das próprias usinas, levando em conta o conjunto completo, ou seja: o gerador acoplado com a turbina. Pode ser observado que os resultados obtidos não possuem a mesma classe de exatidão dos ensaios realizados durante a sua fabricação, mas podem servir de referência.

Com o resultado é possível determinar as perdas em qualquer ponto dentro da faixa de operação das unidades geradoras. Podendo servir de instrumento para uma melhor análise e avaliação de seus rendimentos, da vazão turbinada, do consumo de combustível e de seus custos.

A produção de energia ativa e reativa pelas unidades geradoras implica no aumento da vazão turbinada e do consumo de combustível. A necessidade de geração de energia reativa traz benefícios para o sistema elétrico, porém a sua produção introduz perdas adicionais na unidade geradora diminuindo sua eficiência e aumentando seu custo de produção, que deve ser levado em consideração em cálculos de ressarcimento.

A cuidadosa determinação das perdas e do consumo de combustível permite estabelecer parâmetros de comparação para a tomada de decisões sobre a divisão mais adequada de carga entre os geradores de uma mesma planta.

## REFERÊNCIAS

- [1] X. J. Lin, C. W. Yu, N. Xu, C. Y. Chung and H. Wu, "Reactive Power Service Cost Allocation Using Aumann-Shapley Method", IEEE Proc.-Gener., Trans. and Distr., vol. 153, no 5, pp. 540-546, September 2006, DOI:10.1049/ip-gtd:20050527.
- [2] T. Souza, C. M. V. Tahan, J. A. Jardini, J. A. O. Rosa, A. P. Feltrin and J. C. G. Manso, "A New Approach to Remuneration of Ancillary Services Provided by Generation Agents in Brazil", IEEE Latin America Transactions, vol. 8 1, pp. 38-44, March 2010, DOI:10.1109/TLA.2010.5453944.
- [3] J. A. Delgado, E. C. Baptista, G. F. Bregadioli, L. Nepomuceno, A. R. Baldo and E. M. Soler, "A Modified Barrier and Barrier Method and the Optimal Power Flow Problem", IEEE Latin America Transactions, vol. 15 no 9, pp. 1628-1638, September 2017, DOI:10.1109/TLA.2017.8015045.
- [4] I. El. Samahy, K. Bhattacharya, C. Cañizares, M. F. Anjos, and J. Pan, "A Procurement Market Model for Reactive Power Services Considering System Security", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no 1, pp. 1629-1638, February 2008, DOI:10.1109/TPWRS.2007.913296.
- [5] W. Chu, B. Chen, and C. Liao, "Allocating the Costs of Reactive Power Purchased in an Ancillary Service Market by Modified Y-Bus Matrix Method.", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no 1, pp. 174-179, February 2004, DOI:10.1109/TPWRS.2003.821425.
- [6] Y. Ting-Fang, P. Chum-Hua, "Application of an Improved Particle Swarm Optimization to Economic Load Dispatch in Power Plant", in Proc IEEE Int. Conf. Advanced Computer Theory and Engineering, Chengdu, China, 2010, DOI:10.1109/ICACTE.2010.5579502.
- [7] C. L. Wadhwa, "Electrical Power Systems", New Age International Publishers, 6th Edition, pp. 627-661, 2010, ISBN: 8-122-42839-8.
- [8] V. Krishnasamy "Genetic Algorithm for Solving Optimal Power Flow Problem with UPFC", International Journal of Software Engineering and Its Applications vol. 5 no 1, pp. 41-50, January 2011.
- [9] T. Adefarati, A. S. Oluwole and M. A. Sanusi, "Computational Solution to Economic Operation of Power Plants", Electrical and Electronic Engineering, pp. 3(6): 139-148, January 2013, DOI:10.5923/j.eee.20130306.01.
- [10] I. C. Silva Junior, B. H. Dias, E. J. Oliveira and A. L. M. Marcato, "Influence of Active Transmission Losses in the Operation of Thermolectric Systems", IEEE Latin America Transactions, pp. 2622-2629, vol. 13 no 8, August 2015, DOI:10.1109/TLA.2015.7332141.
- [11] N. Agrawal, K. K. Swarnkar and A. K. Wadhvani, "Economic Load Dispatch Problem of Thermal Generators with Ramp Rate Limit Using Biogeography – Based Optimization", International Journal of Information and Education Technology (IJJET) Vol 2, Issue 5, ISSN: 2010-3689 pp. 419-424, 2012, DOI:10.7763/IJJET.2012.V2.168.
- [12] M. Singh, M. Garg and V. Girdher, "Comparative Study of Economic Load Dispatch (ELD) Using Modified Hopfield Neural Network", International Journal of Computing & Business Research, ISSN: 2229-6166, 2012.



- [13] Y. Zhao, M. R. Irving, Y. Song, "A Cost Allocation and Pricing Method for Reactive Power Service in the New Deregulated Electricity Market Environment", Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, pp. 956-963, 2005 IEEE/PES, DOI:10.1109/TDC.2005.1547186.
- [14] N. Phanthuna V. Phupla N. Rugthaicharoencheep and S. Lerdwanittip "Economic Load Dispatch with Daily Load Patterns and Generator Constraints by Particle Swarm Optimization", World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Mathematical and Computational Sciences, vol. 6, no 11, pp. 1585-1589, 2012, DOI:10.5281/zenodo.1059667.
- [15] C. A. Cañizares, K. Bhattacharya, I. El-Samahy, H. Haghghat, J. Pan and C. Tang, "Re-defining the Reactive Power Dispatch Problem in the Context of Competitive Electricity Markets", IET - Generation, Transmission and Distribution, vol. 4, Issue: 2, pp. 162-177, 2010, ISSN:1751-8687 2, DOI:10.1049/iet-gtd.2009.0099.
- [16] H. Haighghat, C. Cañizares and K. Bhattacharya, "Dispatching Reactive Power Considering All Providers in Competitive Electricity Markets", IEEE - PES General Meeting, Minneapolis, USA, July 2010, DOI:10.1109/PES.2010.5589793.



**Walter Ragnev** was born in Sao Paulo, SP, Brazil in 1964. He received BSc. graduated from the Faculty of Engineering of São Paulo (FESP, Brazil) in 1991. M.Sc graduation in Electrical Engineering from Universidade Federal de Uberlândia (UFU, Brazil) in 2005.

Since 1984, he has worked at EMAE - Metropolitan Water and Energy

Company, has experience in Plant Maintenance, Project Engineering and Electrical Power System Operation, acting as a project, maintenance and real time engineer at the EMAE system. maintenance and real time engineer at the EMAE system. Since 2006, he has been a Lecturer in the Electrical Technology and Engineering course at IFSP - Federal Institute of course at IFSP - Federal Institute of Science and Technology of São Paulo. Currently, his research is in power systems and electrical machines. IFSP - Federal Institute of Science and Technology of São Paulo. Currently, his research is in power systems and electrical machines.



**José Roberto Camacho** (IEEE M'02-SM'06) was born in Taquaritinga, SP, Brazil, in 1954. He received BSc and MSc degrees in Electrical Engineering, respectively at Universidade Federal de Uberlândia, MG, Brazil in 1978 and Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brazil in 1987, and the Ph.D. degree in Electrical Engineering

from Canterbury University, New Zealand, in 1993.

From 1979 to 1994, he was a Lecturer at the School of Electrical Engineering, Universidade Federal de Uberlândia, MG, Brazil. Since 1994, he has been a Professor in the same university. He is the author of 3 books, and more than 100 papers. His research interests include alternative energy and electricity for rural areas, electromagnetism and electromagnetic devices, engineering mathematics, small hydroelectric plants and new devices and techniques for energy production. He is the reviewer of many first-class journals in Electrical Engineering.



**Igor S. Peretta** was born in Campinas, SP, Brazil in 1974. He received B.Sc. degree from State University of Campinas (UNICAMP, Brazil) in 2002, M.Sc. degree in Electrical Engineering from Universidade Federal de Uberlândia (UFU, Brazil) in 2010, and both Ph.D. degree in Electrical Engineering from Universidade Federal de Uberlândia

(UFU, Brazil) and Ph.D. degree in Computer Science from the University of Strasbourg (UNISTRA, France) in 2015.

He has experience in Computer Engineering especially in Artificial Intelligence, acting in the following themes: automatic speech recognition for voice commands, artificial neural networks, evolutionary algorithms, and artificial intelligence applications to engineering. Interests are among the fields of meta-heuristics, statistics, machine learning, evolutionary computation (in special Genetic Programming), and massively parallel computing (in special GPGPU computing). Since 2016, he is an Adjunct Professor within the Computer Engineering course at the Faculty of Electrical Engineering from the Federal University of Uberlândia. Currently, his researches are in the fields of evolutionary algorithms, numerical simulations, floating-point binary representations, and quantum computer programming.