



**XX SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
XXX.YY  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL**

**ANÁLISE ECONÔMICA PARA INSERÇÃO E GERENCIAMENTO DE FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA DE ENERGIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS**

**Breno Wottrich(\*)  
UFSM**

**Luciane Neves Canha  
UFSM**

**Ricardo Amaral  
UFSM**

**Alzenira Abaide  
UFSM**

**Alexandre Licht  
ELETROSUL**

**RESUMO**

Este trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia específica de análise em sistemas elétricos para gerenciamento econômico integrado contendo múltiplas fontes distribuídas de geração. O trabalho contempla o desenvolvimento de análise econômica para a integração de diversas formas de geração renovável de energia, através do software HOMER, com estudo de caso tendo como carga base o fluxo energético da Universidade Federal de Santa Maria - RS (UFSM). Os padrões econômicos são estabelecidos através do banco de dados do software RETScreen®, enquanto os dados técnicos são definidos tomando em conta informações de mercado e da realidade local.

**PALAVRAS-CHAVE**

Geração Distribuída, Metodologia Econômica, Sistemas Elétricos, Software HOMER

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Fontes de energia renovável contribuem para a redução da dependência de importações de energia e aumento da segurança no abastecimento. O estímulo às energias renováveis pode ser a chave para o desenvolvimento regional com o objetivo de atingir grande coesão social e econômica dentro de uma comunidade (1). Neste contexto, tecnologias de energia limpa estão recebendo uma atenção crescente de governos, indústria, e consumidores. O comprometimento com as metas assumidas pela União Européia (EU – European Union) (2) – (3) e a sua adoção pelos Estados membros, também evidencia a necessidade de uma maior promoção desta tecnologia. Além disto, fortes incentivos, suportados por custos atrativos com relação ao preço de compra da energia de certas tecnologias renováveis de geração pela rede local, sugerem o renascimento de interesses de investimento (4). Este empenho reflete um aumento do anúncio dos benefícios sociais, econômicos, e ambientais que estas tecnologias oferecem (5).

Este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia específica para analisar o gerenciamento econômico integrado de sistemas de geração distribuída conectadas às redes elétricas. O projeto enfatiza, desta forma, em ambientes de incertezas, um método eficiente para estimar parâmetros técnicos, para formulação de estudos de viabilidade, e conseqüentemente para auxiliar o processo de tomada de decisão em sistemas de geração distribuída. De forma singular, as conceptualizações propostas neste artigo têm um foco global. Assim, resultam em estruturas simples, robustas, e diretas para uma primeira visualização técnica e financeira de projetos de geração renovável de energia.

## 2.0 - ESTRUTURA PARA ANÁLISE

O lógica geral que norteou as simulações do sistema com geração distribuída é mostrada na Figura 1. O software HOMER foi utilizado para o devido despacho do sistema, com um estudo de caso baseado no fluxo de potência da Universidade Federal de Santa Maria, RS. Foram conectadas três diferentes tipos de fontes de geração de energia ao sistema elétrico: turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos, e células de combustível a hidrogênio.

O primeiro passo concretizado foi o levantamento detalhado de variáveis técnicas e econômicas como forma de entrada necessária para perfeita execução da ferramenta computacional. Tomou-se o cuidado de buscar sempre informações atuais e de mercado para todos os requisitos do sistema. Importante salientar que também foram estabelecidas equações gerais para direcionar a variação de capital inicial e operação e manutenção (O&M) das fontes distribuídas. Assim, possuindo todas as variáveis de entrada necessárias (técnicas e econômicas), partiu-se à segunda etapa do projeto. O despacho individual de cada fonte de energia teve como conseqüências a definição de limites máximos para a potência instalada e a análise sensitiva do comportamento isolado de cada geração no sistema como um todo.

De posse de todos os resultados, partiu-se para o despacho sensitivo integrado coletivo. Devido a limitações de processamento do HOMER, a integração conjunta das fontes (eólica, solar e célula de combustível) no sistema não foi possível. O despacho então se procedeu dois a dois: eólica ↔ solar, eólica ↔ célula de combustível, e solar ↔ célula de combustível. Seguindo a diretriz de menor custo presente da rede (NPC - *Net Present Cost*) uma última simulação foi então realizada com os valores ótimos de cada forma de geração, com todo o sistema interagindo assim de forma sistemática e sendo possível abstrair importantes saldos da modelagem estabelecida. Os próximos itens objetivam esboçar a metodologia utilizada com um específico estudo de caso.

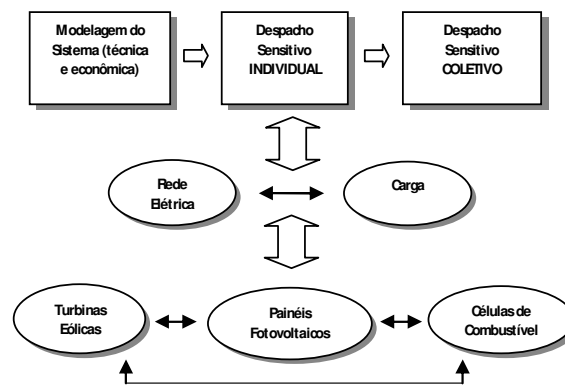


Figura 1 – Estrutura Geral para Simulações

## 3.0 - ESPECIFICAÇÕES DO SISTEMA

### 3.1 Carga

Para a entrada dos valores horários da carga, importou-se um arquivo texto padrão com 8.760 valores horários da demanda da UFSM referidos a todo o ano de 2007. O software HOMER, com base na importação destes valores horários de demanda, nos remete a alguns parâmetros, entre eles: média de energia diária (46.265 kWh/dia), média total de potência (1.928 kW), e fator de carga (0,357). Este último sendo usado como base para a definição do limite superior de despacho por parte das fontes alternativas de energia.

Finalizando este foco, deve-se ressaltar que o valor da carga usado para simulações no HOMER é fixo. Ou seja, não é possível acréscimos de demanda ao longo dos anos de análise de projeto. Este fato tem impacto importante quando simulados projetos com amplos tempos de vida, uma vez que a tendência do sistema real é gradativamente aumentar sua carga (maior número de alunos, cursos, prédios, etc).

### 3.2 Sistema Elétrico

Neste item, houve a necessidade de buscar custos de precificação adequados e cobrados pela concessionária local (AES Sul) à UFSM. Para esta definição, encontraram-se primeiramente os valores mais recentes

estabelecidos pela ANEEL (6), estes então devidamente corrigidos para inserção do PIS, COFINS e ICMS na tarifação. Mensalmente, a indexação em 2007 dos encargos e tributos foi obtida através de (8). Assim foi então calculado para cada mês o multiplicador da tarifa ex-tributos que então foi acrescentado aos valores brutos estabelecidos pelo agente regulador.

Para a inserção de uma possível taxa para compra pelo sistema elétrico do excesso de energia gerada pelas fontes alternativas, no presente trabalho preferiu-se abordar o sistema como nunca vendendo eletricidade para a distribuidora local. Esta decisão foi estabelecida baseada em diversos fatores, entre eles: tamanho sempre limitado dos projetos englobando as fontes alternativas se comparados com a carga da UFSM; dificuldade de estabelecer valores de mercado da energia para as fontes solar e célula de combustível; inexistência prática da possibilidade de estabelecimento de contratos com a concessionária, devido à falta de subsídios e políticas públicas relacionadas ao tema; e impossibilidade de discriminação de tarifas específicas, por fonte, para o caso de mais de um tipo de geração, levando a formação de preços médios de energia que distorceriam a análise econômica.

### 3.3 Fontes Renováveis de Geração Distribuída

Para a inserção das fontes renováveis de energia, o processo partiu da precisão dos parâmetros técnicos e da definição de uma curva de custos razoável para o seu despacho econômico. As fontes primárias de energia (velocidade dos ventos e radiação solar) dentro da área da universidade foram obtidas através do banco de dados da NASA (8), enquanto que os valores energéticos (MJ/kg e kg/m<sup>3</sup>) do gás hidrogênio foram baseados em valores padrões do próprio software. Um resumo dos dados técnicos é esboçado na Tabela 1.

Essencial mencionar que os valores presentes na Tabela 1 – 25 kW para turbinas eólicas e 5 kW para células de combustível – são relacionados a unidades individuais. Para a geração eólica, foram simulados diversos tipos diferentes de turbinas no sistema composto da carga e da rede elétrica. O melhor despacho ocorreu com turbinas PGE, 25 kW, com um fator de capacidade de 21,7 % (abaixo da média mundial de 30%). Com relação às células de combustível, uma unidade comercial de 5 kW (9) foi selecionada. Finalmente, uma vez que painéis solares podem, em teoria, serem infinitamente conectados em série e paralelo para obter determinada potência, foi selecionado, aleatoriamente, uma variação de 10 kW para simulações com esta fonte.

A curva de custos para fontes renováveis normalmente não é uma função linear da potência. Na prática, há uma dificuldade crescente para estabelecer a variação de custos. Cada projeto tem características únicas, e muitos fatores podem influenciar o custo final de instalação e O&M, tais como: subsídios governamentais, maturidade da tecnologia, proximidade da carga, custos da mão-de-obra, complexidade do projeto, e área de implementação. Uma vez que o principal objetivo é a análise relativa dos custos de despacho para uma classificação dos sistemas, e não um estudo isolado de cada projeto procurou-se uma literatura confiável para nortear estes gastos. A livreria canadense RETScreen<sup>®</sup> (10) fornece limites médios, em \$CAD/kW para o ano de 2005, para projetos de fontes renováveis no Canadá. Especificamente com relação às fontes nas houve interesse neste trabalho, a livreria fornece os seguintes intervalos para custos de instalação:

- Turbinas eólicas: \$1.000/kW a \$3.000/kW

Tabela 1 – Entradas Técnicas do Sistema

Painel Fotovoltaico		Turbina Eólica		Célula de Combustível	
Tempo de vida (anos)	30	Tempo de vida (anos)	15	Tempo de vida (horas de operação)	40.000
Fator de redução (%)	95	Altura do eixo (m)	50	Razão de recuperação de calor (%)	50
Refletância do solo (%)	20	Turbina (kW)	25	Potência (kW)	5
Sistema de rastreamento	Two axes	Altitude (m)	281	H <sub>2</sub> – Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	0,09
Média anual de radiação solar (kWh/m <sup>2</sup> /d)	4,4	Média anual da velocidade dos ventos (m/s)	3,22	H <sub>2</sub> – Valor calorífico (MJ/kg)	120

- Módulos fotovoltaicos: \$8.000/kW a \$12.000/kW

- Células de combustível: \$4.000/kW a 7.7000/kW

Como é possível aferir, existe um grande intervalo financeiro onde uma fonte pode operar, dependendo de fatores internos e externos ao projeto. Normalmente, o menor valor por potência instalada é relacionado com grandes projetos, enquanto os maiores valores são utilizados para gerações em pequena escala. Claro que se um empreendimento de larga escala usar tecnologias de ponta, inovações construtivas, e for excessivamente sofisticado, tende-se a uma ascensão dos custos instalados unitários. E é literalmente possível uma pequena geração apresentar valores de instalação por potência instalada iguais a um projeto de bem maior magnitude. Porém, o critério usado para a definição destes custos em simulações do HOMER foi estabelecido ditando que sempre há economias de escala e escopo na medida em que a potência instalada é aumentada, com os limites inferiores referindo-se à menor potência simulada e os superiores relacionados aos maiores despachos realizados.

Para determinação das curvas de custo por potência instalada para as fontes, primeiramente os limites de potência para cada fonte no sistema tiveram de ser considerados. A UFSM apresenta um fator de carga igual a 35,7%, ou seja, sua demanda média no ano de 2007 equivale a 35,7% do maior valor de carga encontrado neste mesmo período. E, coerentemente, definiu-se este como sendo o limite percentual de participação energética individual de cada fonte de energia no sistema. No caso da fonte eólica, foi feito seu devido despacho elétrico, sem nenhuma atenção a fatores econômicos, de 25 em 25 kW, até sua geração ser responsável por 35,7% da energia consumida pela UFSM no ano. Neste ponto, constatou-se que a quantidade de turbinas no sistema era de 133, perfazendo uma potência limite total de 3.325 kW. Então, em qualquer sistema envolvendo aerogeradores, seu despacho foi simulado de 0 a 3.325 kW, ou de 0 a 133 turbinas. A mesma idéia foi então utilizada para as outras fontes. No final, os painéis fotovoltaicos e as células de combustível atingiram um máximo valor de, respectivamente, 3.250 kW e 690 kW (138 unidades).

### 3.3.1 Variação de Custos para a Fonte Eólica.

De todas as formas de “novas” energias alternativas, a eólica é, de longe, a que apresenta um ciclo de desenvolvimento mais maduro e uma penetração de mercado gritante. Existem grandes projetos em desenvolvimento e instalados ao redor do mundo (Alemanha, Dinamarca, EUA, Espanha) em uma ampla faixa de potência e usos. Assim, o valor de \$1.000/kW do limite inferior para a energia eólica possivelmente se refere a potências elevadas, na ordem de centenas de megawatts. Tendo as gerações simuladas apenas o valor limite de 3.325 kW, pensou-se ser mais realista alargar esta faixa inferior para \$2.000/kW. Assim o intervalo de referência para esta fonte foi estabelecido em \$3.000/kW para potência de 25 kW e \$2.000/kW para 3.325 kW.

Com dois pontos de custos de instalação já definidos no gráfico, partiu-se então para a visualização de como estes deveriam se comportar em potências simuladas intermediárias. Para tanto, adotou-se metodologia de cálculo específica. Decidiu-se não decrescer de forma constante os custos por kilowatt instalado por entender que uma curva linear não retrataria de forma realista as economias de escala presentes no projeto. Assim, as seguintes equações foram construídas para a obtenção de valores intermediários entre os limites já definidos.  $W(n)_{cap}$  e  $W(n)_{O\&M}$  referem-se, respectivamente, aos custos de instalação (\$) e operação e manutenção (\$/ano) para  $2 \leq n \leq N$  número de turbinas.  $N$  é relacionado ao máximo número de turbinas no sistema.  $P$  é a potência nominal (kW) de uma turbina.  $L_s$  e  $L_i$  referem-se, correspondentemente, ao limite superior e inferior dos custos de instalação por kilowatt (\$/kW).  $E_s$  e  $E_i$  indicam, nesta ordem, os limites superior e inferior de energia gerada (kWh/ano) pela fonte eólica, quando operando com  $N$  e 1 números de turbinas. Para terminar,  $k$  direciona o custo médio de manutenção por kilowatt-hora gerado (\$/kWh). Quando  $n$  igual a 1, os valores iniciais das séries são estabelecidos por  $W(n=1)_{cap}$  e  $W(n=1)_{O\&M}$ .

$$W(n)_{cap} = \left[ \frac{W(n-1)_{cap}}{P(n-1)} - \frac{2(L_s - L_i)(N+1-n)}{N(N-1)} \right] Pn \quad (1)$$

$$W(n)_{O\&M} = W(n-1)_{O\&M} + \frac{2k(E_s - E_i)(N+1-n)}{N(N-1)} \quad (2)$$

$$W(n=1)_{cap} = PL_s \quad (3)$$

$$W(n=1)_{O\&M} = kE_i \quad (4)$$

Os valores de O&M (operação e manutenção) para a fonte eólica dependem da quantidade de energia gerada durante o ano. Desta forma, (11) foi utilizada para direcionar estas variações - \$0.014/kWh ( $k$ ). E, de acordo com a primeira simulação em HOMER, encontrou-se uma contribuição eólica de 47.628 kWh/ano ( $E_i$ ) com sistemas de 25 kW e 6.334.471 kWh/ano ( $E_s$ ) usando a máxima capacidade - 133 turbinas.

### 3.3.2 Variação de Custos para a Fonte Solar.

A lógica seguida para construção da curva de custos para a fonte solar foi similar a da fonte eólica. Tendo o projeto um valor superior de potência bastante elevado para este tipo de fonte (3.250 kW) não houve a necessidade de aumento relativo do limite inferior, como foi feito com os aerogeradores. Estes dados ficam então no intervalo de \$8.000/kW (grandes obras) a \$12.000/kW (pequenos empreendimentos), valores estes quatro vezes superiores aos usados na fonte eólica.

Com dois pontos de custos de instalação já definidos, partiu-se então para a visualização de como estes deveriam se comportar em potências simuladas intermediárias.  $S(n)_{cap}$  e  $S(n)_{O\&M}$  referem-se, respectivamente, aos custos de instalação (\$) e de operação e manutenção (\$/ano) para  $2 \times P_i \leq n \leq P_s$  potência despachada. Crucialmente,  $n$  varia em intervalos discretos, sempre múltiplo de  $P_i$ .  $P_i$  e  $P_s$ , por sua vez, são relacionados com a potência solar (kWp) mínima e máxima simulada no sistema.  $L_s$  e  $L_i$  referenciam, correspondentemente, o limite superior e inferior dos custos de instalação por kilowatt (\$/kW). Para terminar,  $K_s$  e  $K_i$  indicam, nesta ordem, o limite inferior e superior de operação e manutenção (\$/ano) para a fonte. Os valores iniciais para as séries são obtidos utilizando  $S(n=P_i)_{cap}$  e  $S(n=P_i)_{O\&M}$ .

$$S(n)_{cap} = \left[ \frac{S(n-P_i)_{cap}}{n-P_i} - \frac{2P_i(P_s+P_i-n)(L_s-L_i)}{P_s(P_s-P_i)} \right] n \quad (5)$$

$$S(n)_{O\&M} = S(n-P_i)_{O\&M} + \frac{2P_i(P_s+P_i-n)(K_s-K_i)}{P_s(P_s+P_i)} \quad (6)$$

$$S(n=P_i)_{cap} = P_i L_s \quad (7)$$

$$S(n=P_i)_{O\&M} = 2P_i \frac{(K_s-K_i)}{P_s+P_i} \quad (8)$$

Os valores de O&M (operação e manutenção) para a fonte solar dependem da quantidade de horas necessárias no ano e, tipicamente, esta parte dos custos apresenta valores pouco significativos neste tipo de sistema. O número de 240 horas de manutenção por ano foi então definido para a geração de 3.250 kW. A média do intervalo que (12) sugere para O&M é estabelecida em \$100/h, chegando assim finalmente ao limite de operação e manutenção para projetos fotovoltaicos ( $K_s$ ) em \$24.000/ano.  $K_i$  é, por definição, aproximadamente zero, uma vez que projetos de pequena escala têm seguidamente seus valores de O&M negligenciados.

### 3.3.2 Variação de Custos para Célula de Combustível.

Tal como para a fonte solar, tendo o projeto um valor superior de potência bastante elevado para este tipo de fonte (690 kW) não houve a necessidade de aumento relativo do limite inferior, como foi feito com os aerogeradores. Os despachos foram estabelecidos, então, no intervalo de \$4.000/kW (grandes obras) a \$7.700/kW (pequenos empreendimentos), valores esses superiores aos usados na fonte eólica e inferiores a fonte solar. Com dois pontos de custos de instalação já definidos no gráfico, partiu-se então para a visualização da variação dos custos em potências simuladas intermediárias. Uma vez que uma variação linear dos custos em função da potência não delinearía de uma forma realística o despacho do sistema, as seguintes equações foram então definidas para inserção de valores no software HOMER.  $F(n)_{cap}$  e  $F(n)_{O\&M}$  referem-se aos custos de instalação (\$) e custos de O&M (\$/h) para  $2 \times P_i \leq n \leq P_s$  potências despachadas. Notavelmente,  $n$  varia em intervalos discretos, sempre múltiplos de  $P_i$ . Este último e  $P_s$  são relacionados com a potência mínima e máxima (kW) das células de combustível no sistema.  $L_s$  and  $L_i$  relacionam, correspondentemente, os limites inferior e superior de custos de instalação por kilowatt (\$/kW). Os valores iniciais das séries são direcionados utilizando  $F(n=P_i)_{cap}$  e  $F(n=P_i)_{O\&M}$ .

$$F(n)_{cap} = \left[ \frac{F(n-P_i)_{cap}}{n-P_i} - \frac{2P_i(P_s+P_i-n)(L_s-L_i)}{P_s(P_s-P_i)} \right] n \quad (9)$$

$$F(n)_{O\&M} = 5.71 \times 10^{-6} F(n)_{cap} \quad (10)$$

$$F(n=P_i)_{cap} = P_i L_s \quad (11)$$

$$F(n = Pi)_{O\&M} = 5.71 \times 10^{-6} F(n = Pi)_{cap} \quad (12)$$

Diferentemente das demais fontes, os valores de O&M (operação e manutenção) anuais totais despendidos para a célula de combustível obedeceram à dependência de 5% do valor total de instalação. Para cada ponto necessitou-se também realizar a divisão por 8.760, pois HOMER trabalha com dados de operação em manutenção em \$/h.

#### 4.0 - SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Com todas as variáveis técnicas do sistema definidas e as específicas curvas econômicas já calculadas baseadas nos dados adquiridos, o último passo foi então implementado: o despacho individual e coletivo das fontes renováveis junto com a rede elétrica e a carga. A síntese dos resultados é mostrada na Tabela 2 e Tabela 3. Importante ressaltar que todos os valores se referem ao padrão fixo de taxa de juros anual ( $i$ ) em 6% e 25 anos como o tempo de vida contábil do projeto. Além dos valores base já mencionados, simulou-se também uma variação sensível destas constantes em cada rede, com  $6 \leq i \leq 12$  e  $1 \leq temp. vida \leq 25$  (anos).

A análise dos dados econômicos torna-se mais significativa de forma relativa, e não absoluta. A referência usada na busca de todos os valores precificados no software advém de estimativas e da realidade canadense até o ano de 2005, simplesmente convertidos em moeda corrente. Seguramente, no Canadá, todas estas tecnologias de geração estão em estágio muito mais maduro que no Brasil, havendo grande mão de obra especializada, rede de fabricantes e conhecimento adquirido através de anos de iniciativas nesta área. Assim, os custos por kilowatt instalado e O&M neste continente possivelmente ainda apresentam valores inferiores que aos da América Latina. Este fato pode ser ainda tido como verdadeiro mesmo levando em consideração a inflação de 2005 até 2008 e usando a cotação presente (1 CAD = 1,68 BRL), historicamente baixa, o que poderia vir a reduzir o valor de importações de equipamentos. Entretanto, todas estas afirmações se diluem quando o objetivo é a comparação de sistemas, visto que os mesmos padrões econômicos e a mesma fonte financeira foram usados em todas as simulações. Assim é através deste foco crítico, o da análise comparativa, que a Tabela 2 deve ser apreciada.

Tabela 2 – Estratégias de Despacho Ótimas

Potência Ótima (kW)			Capital Inicial (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Total NPC* (R\$)	Custo da Energia (R\$/kWh)
Turbina Eólica	Fotovoltaica	Cel. Comb.				
-	-	-	0	5.538.486	70.800.440	0,328
1.900	-	-	6.985.091	4.971.865	70.542.216	0,327
-	10	-	201.600	5.533.772	70.941.784	0,329
-	-	5	64.680	5.544.193	70.938.072	0,329
1.875	10	-	7.115.595	4.962.954	70.558.800	0,327
1.900	-	5	7.049.771	4.997.601	70.680.224	0,327
-	10	5	342.100	5.538.979	71.148.848	0,330
1.875	10	5	7.256.095	4.978.562	70.898.832	0,328

\* (NPC - Net Present Cost) = custo presente da rede

A *potência ótima* é o valor despachado de cada fonte na situação onde o custo presente da rede (NPC - Net Present Cost) apresenta seu valor mínimo. Para a fonte solar e a célula de combustível, sempre o melhor despacho é referido à menor potência possível de ser utilizada, ou seja, 10 kW e 5 kW. Independentemente do tempo de vida e da taxa de juros usada, a classificação permaneceu sem mudanças. Este fato se deve à natureza ainda onerosa destas duas formas de geração, não ocorrendo intervalos economicamente interessantes na área delimitada para simulações. Já para a fonte eólica, a saída ótima ficou entre 1.875 kW (75 turbinas) e 1.900 kW (76 turbinas), e não ao mínimo valor como as anteriores. Este resultado denota uma visível vantagem financeira na implantação deste tipo de geração em média escala na área da UFSM.

O *capital inicial* é simplesmente custo total instalado do equipamento no início do projeto. Como a saída dos sistemas com geração alternativa, sem a participação eólica, foi ínfima, este capital também não se situou em margens significativas considerando-se o todo (R\$ 201.600 – solar; R\$ 64.680 – célula de combustível; e R\$ 342.100 – solar e célula de combustível). Devido às altas potências eólicas simuladas, os projetos envolvendo esta fonte foram os que apresentaram um dispêndio inicial maior (próximos de sete milhões de reais). E, por fim, o layout de compra de energia apenas da rede de distribuição não apresenta nenhuma margem de custos iniciais a ser computada. Importante enfatizar que, de maneira sistêmica, em qualquer concepção, apenas o custo bruto inicial gasto não implica em viabilidade, ou não, de um projeto. Este valor inicial tem influência direta no fluxo de

caixa da obra, necessitando assim de engenharias financeiras para seu correto gerenciamento. Os *Custos de operação*, apresentados em base anual, são relativos ao valor despendido durante os 25 anos do projeto em reposições, O&M e combustível (H<sub>2</sub>), decrescido de taxa específica que direciona o ativo ainda presente (todos os equipamentos) ao final do tempo contábil com a devida taxa de depreciação ao longo dos anos. Todos os valores totais são decompostos em fluxos de caixa iguais anuais pelo HOMER através de fator multiplicativo. Conforme Tabela 2, o custo de operação mais baixo é conexo à geração conjunta de aerogeradores e painéis solares (R\$ 4.962.954/ano), enquanto que as informações mais expressivas partem do projeto com a célula de combustível (R\$ 5.544.193/ano), onde a compra de hidrogênio assume o dispêndio principal. Apenas três simulações realizadas ultrapassaram, neste item, o valor pago anualmente pela UFSM a AES Sul por sua energia (R\$ 5.538.486/ano), estas todas compostas com a célula de combustível.

No HOMER, o *custo presente da rede* (NPC) é a principal saída econômica. Ele classifica todos os sistemas de acordo com este valor. De todos os projetos, os únicos que mostraram ser economicamente atraentes para os requisitos da UFSM foram os com a forma de geração eólica, de custos totais simulados em R\$ 70.542.216, R\$ 70.558.800 e R\$ 70.680.224, ao longo dos 25 anos. Mesmo utilizando turbinas PGE25, de 25 kW a unidade, com um fator de capacidade de 21,7%, e ventos que historicamente apresentam valores energéticos inadequados (menores que a média mínima de 6 m/s), a eletricidade gerada por esta modalidade mostrou intervalos interessantes para utilização.

Dentro dos objetivos deste trabalho, estruturou-se também o despacho coletivo com todas as fontes de geração conectadas ao sistema. Mesmo não apresentando o melhor despacho econômico, o sistema integrado pode ainda ser visto como atrativo para a instituição de ensino. Existem muitos benefícios tangíveis, tais como retenção de tecnologias, exercício de *“learning-by-doing”*, e projeção da UFSM como referência no tema.

O fluxo de caixa médio anual da simulação coletiva é apresentado na Tabela 3. Assim incorre que há um gasto médio anual, no caso base, de R\$ 5.546.186. Ou seja, este seria o valor despendido anualmente pela UFSM ao longo de 25 anos a uma taxa de juros de 6% a/a para compra e geração de sua energia com as três fontes distribuídas. Como pode ser aferido, o valor pago à distribuidora local pela sua energia neste cenário (Tabela 3) reside em R\$ 4.702.166/ano. Consideravelmente menor que os atuais R\$ 5.538.486/ano pagos (Tabela 2), visto que a instituição passa a atuar como auto-produtora, necessitando comprar menos energia da rede local. Por fim, o item economizado é relacionado ao valor intrínseco dos equipamentos, com a devida depreciação no período, ao final do fluxo de caixa do empreendimento (R\$ 34.930/ano).

Tabela 3 – Resultados Financeiros para a **Simulação Coletiva**

Componente	Capital (R\$/ano)	Reposição (R\$/ano)	O&M (R\$/ano)	H <sub>2</sub> (R\$/ano)	Economizado (R\$/ano)	Total (R\$/ano)
Photovoltaica	21.702	0	0	0	-843	20.859
Turb. Eólica	540.859	180.545	120.165	0	-33.605	807.964
Cel. Comb.	5.060	0	289	10.329	-482	15.196
Rede Elétrica	0	0	4.702.166	0	0	4.702.166
Sistema (total)	567.621	180.545	4.822.620	10.329	-34.930	5.546.186

## 5.0 - CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma estrutura útil para analisar a viabilidade econômica de projetos de energia renovável. O sistema ótimo pode então ser avaliado simplesmente definindo as constantes técnicas e usando as curvas de custos gerais e intervalos econômicos recomendados. A importância deste método é também relacionada com o processo de tomada de decisão e formulação de políticas em cenários de incerteza. Existem poucas referências relacionadas com o comportamento de complexos sistemas contínuos com fontes distribuídas de energia. A metodologia proposta pode assumir então uma função fundamental para acrescentar conceitos financeiros e técnicos para estruturar sistemas dinâmicos junto com geração renovável. Nesta perspectiva, as fronteiras podem ser então expandidas, agregando variáveis macroeconômicas, demográficas e sociais.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) COM(97)599, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION. European Commission. Energy for the future: renewable sources of energy. White Paper for a Community Strategy and Action Plan. Brussels. 1997.

- (2) Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market.
- (3) Directive COM/2002/0415 of the European Parliament and of the Council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market.
- (4) Kaldellis, J. K., Zafirakis, D. Optimum Energy Storage Techniques for the Improvement of Renewable Energy Sources-Based Electricity Generation Economic Efficiency. Energy Journal. Vol.32(12), pag. 2295-2305: <http://www.sciencedirect.com>.
- (5) RETScreen INTERNATIONAL. Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering & Cases Textbook. pag. 10-13: <http://www.etscreen.net/ang/12.php>.
- (6) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Homologatória Nº 635. 17 de abril de 2008.
- (7) AES SUL: [http://www.aessul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/tarifas\\_e\\_taxas.aspx](http://www.aessul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/tarifas_e_taxas.aspx).
- (8) NASA: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen>.
- (9) PLUG POWER FUEL CELL SYSTEM. Gencore 5 Fuel Cell System: <http://www.smartgrup.ro/pdf/fundamentals.pdf>.
- (10) RETScreen INTERNATIONAL. Online User Manual: Combined Heat and Power Project Model. pag. 259: [http://www.etscreen.net/ang/g\\_combine.php](http://www.etscreen.net/ang/g_combine.php).
- (11) GIPE, P. Wind Energy Comes of Age. New York: John Wiley and Sons, 1995.
- (12) RETScreen INTERNATIONAL. Online User Manual: Photovoltaic Project Model. pag. 56: [http://www.etscreen.net/ang/g\\_photo.php](http://www.etscreen.net/ang/g_photo.php).

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

### Breno Wottrich

Natural de São Luiz Gonzaga, RS. Nascido em 07 de julho de 1984

Engenheira Eletricista formada pela UFSM em 2008

Mestrando do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSM (previsão de conclusão em 2010).

Participante do Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente (CEEMA/UFSM).

### Luciane Neves Canha

Natural de Santa Maria, RS. Nascida em 16 de março de 1971

Engenheira Eletricista formada pela UFSM em 1994 e Doutora em Engenharia Elétrica pela UFSM em 2004.

Pesquisadora do Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente (CEEMA/UFSM).

### Ricardo Amaral

Natural de Santa Maria, RS. Nascido em 04 de janeiro de 1989

Acadêmico do Curso de Engenharia Elétrica da UFSM

Participante do Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente (CEEMA/UFSM).

### Alzenira da Rosa Abaide

Natural de Santa Maria, RS. Nascida em 04 de setembro de 1957

Engenheira Eletricista formada pela UFSM em 1980 e Doutora em Engenharia Elétrica pela UFSM em 2005.

Pesquisadora do Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente (CEEMA/UFSM).

### Alexandre Pillon Licht

Natural de Santa Maria, RS. Nascido em 16 de junho de 1978

Engenheiro Eletricista formado pela UFSM em 2000

Mestre em Engenharia Elétrica pela UFSM em 2006.

Engenheiro Eletricista da ELETROSUL