

Análise Econômica da Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de Um Campus Universitário

Luan Diego de L. Pereira¹, Helder Roberto de O. Rocha², Thiago M. Galvão³, Jussara F. Fardin⁴

Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Espírito Santo

¹luamdiego@hotmail.com

²helder.rocha@ufes.br

³tmgcolatina@gmail.com

⁴jussara.fardin@ufes.br

Rodrigo Fiorotti

Departamento de Engenharia Elétrica
Instituto Federal do Espírito Santo
rofiorotti@hotmail.com

Resumo — Este trabalho propõe uma metodologia que avalia o impacto da inserção de painéis fotovoltaicos e geradores eólicos, como tecnologia de geração distribuída, na conta de energia da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). A metodologia aplica a simulação de Monte Carlo para determinar a previsão de geração de energia e potência firme, preservando as características de intermitência e volatilidade dos perfis de irradiação solar e velocidade do vento. Com a previsão de energia gerada e potência firme, além da memória de massa do alimentador que atende à universidade, é feita uma análise financeira de maneira a determinar a economia gerada pelo sistema de geração distribuída.

Palavras-chaves — Painel fotovoltaico, aerogerador, geração distribuída.

I. INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira é bastante diversificada, sendo constituída principalmente por hidrelétricas. Porém, nos últimos anos este cenário vem mudando devido à crise hídrica que o país enfrenta. De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2016, com ano base 2015, divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a oferta interna de energia hidráulica teve uma redução de 3,2% em relação ao ano base anterior, correspondendo ao quarto ano consecutivo em queda [1].

Com o setor elétrico em crise, o consumidor é afetado diretamente, como no caso da aplicação do sistema bandeiras tarifárias na conta de energia a partir de 2015. Nele o custo da energia é definido em função dos recursos de geração. Para a bandeira verde não há acréscimo, devido às condições favoráveis de geração de energia. Para a bandeira amarela a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,015 para cada kWh consumidos, devido às más condições de geração. E para a bandeira vermelha tem um acréscimo de R\$ 0,030 por kWh consumidos (patamar 1) ou R\$ 0,045 por kWh consumidos (patamar 2), de acordo com o patamar da condição desfavorável para a geração [2]. Diante do cenário de aumento das tarifas nos últimos anos,

o investimento em micro e minigeração distribuída tem-se tornado economicamente mais atraente, com uma melhora significativa na Taxa Interna de Retorno (TIR) [3].

Neste trabalho é apresentado uma metodologia de previsão de geração capaz de lidar com as características de intermitência e volatilidades dos perfis de irradiação solar e velocidade do vento. No intuito de determinar a energia gerada e a potência firme é utilizada a simulação de Monte Carlo através das funções de densidade de probabilidade das séries históricas da velocidade do vento e da irradiação solar da região de estudo, preservando a característica estocástica destas. A partir de então será avaliado o impacto da inserção de GD, oriundas de painéis fotovoltaicos e geradores eólicos, na conta de energia da Universidade Federal do Espírito Santo, a qual possui tarifa binômica.

O restante deste artigo foi organizado da seguinte maneira: a seção 2 descreve a modelagem estocástica das GD e os cálculos utilizados na tarifação de energia e as seções 3 e 4 apresentam, respectivamente, a análise do impacto da inserção das GD na conta da unidade consumidora e a conclusão do trabalho.

II. MATERIAIS E MÉTODOS

Para aplicar a metodologia proposta, será realizado um estudo de caso de uma minigeração distribuída, contendo 2000 painéis fotovoltaicos (PV) e 20 aerogeradores (AG) instalados na UFES. Para modelar a potência firme e a geração de energia serão utilizados os dados das séries históricas da velocidade do vento, irradiação solar e temperatura de cinco anos, entre os anos de 2010 e 2014, de uma estação meteorológica próxima à unidade consumidora. Os dados são organizados em intervalos horários, visto que cada mês é representado por um dia, que é subdividido em 24 horas. Desta forma o ano inteiro é representado em 288 intervalos horários. As principais etapas da metodologia proposta estão descritas abaixo.

- 1) Obtenção e tratamento dos dados das séries históricas da velocidade do vento, irradiação solar e temperatura da região de estudo;
- 2) Organização da memória de massa do ano de 2015 da unidade consumidora;
- 3) Geração das funções de densidade de probabilidade (PDF) a partir da média e do desvio padrão de cada série histórica;
- 4) Aplicação da simulação de Monte Carlo para obter o modelo probabilístico de geração de energia oriunda das GD;
- 5) Cálculo do gasto com energia e demanda a partir da memória de massa e geração de energia das GD;
- 6) Análise financeira da conta de energia da UFES com e sem GD.

A. Cálculo da geração de energia simulada dos PV e AG

O modelo probabilístico que melhor se adapta a irradiação de uma região é a distribuição Beta [4], cuja PDF está descrita em (1):

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{\max}} \right)^{\alpha-1} \quad (1)$$

Onde r é a irradiação solar (kW/m^2), $r_{\max}$ a máxima irradiação solar no período (kW/m^2) e α e β os fatores de forma.

Para cada um dos 288 intervalos horários será construído uma PDF Beta, cujos fatores de forma α e β são calculados a partir da média μ e do desvio padrão σ dos dados históricos da irradiação solar, conforme (2) e (3):

$$\beta = (1 - \mu) \left[\frac{\mu(1 - \mu)}{\sigma^2} - 1 \right] \quad (2)$$

$$\alpha = \frac{\mu\beta}{1 - \mu} \quad (3)$$

A potência do painel fotovoltaico depende da irradiação solar, da temperatura ambiente e das características físicas do módulo, conforme (4), (5), (6), (7) e (8) [5].

$$T_c = T_a + r \left(\frac{N_{ot} - 20}{0.8} \right) \quad (4)$$

$$I = r \left[I_{sc} + K_i (T_c - 25) \right] \quad (5)$$

$$V = V_{oc} - K_v \times T_c \quad (6)$$

$$FF = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (7)$$

$$P_s = FF \times V \times I \quad (8)$$

Onde T_c é a temperatura do painel fotovoltaico ($^{\circ}\text{C}$), T_a a média da temperatura ambiente no período ($^{\circ}\text{C}$), N_{ot} a tempe-

ratura nominal de operação da célula ($^{\circ}\text{C}$), I a corrente na célula (A), I_{sc} a corrente de curto circuito da célula (A), K_i o coeficiente corrente/temperatura ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$), V a tensão no módulo fotovoltaico (V), V_{oc} a tensão de circuito aberto do módulo (V), K_v o coeficiente tensão/temperatura ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$), FF o Fator de forma (adimensional), V_{mpp} a tensão no ponto de máxima potência (V), I_{mpp} a corrente no ponto de máxima potência (A) e P_s a potência gerada pelo painel (W).

Análogo à modelagem dos PV, a distribuição de Weibull é a que modela o perfil de vento de uma região [6], cuja PDF está descrita em (9).

$$f(v) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (9)$$

Onde v é a velocidade do vento (m/s), c o fator de escala (m/s) e k o fator de forma.

Novamente, para cada um dos 288 intervalos horários será construído uma PDF Weibull, cujo fator de forma (k) é calculado a partir da média (μ) e do desvio padrão (σ) dos dados históricos da irradiação solar e o fator de escala (c) é calculado a partir do fator de forma (k) e da média (μ), conforme (10) e (11):

$$k = \left(\frac{\sigma^{-1.086}}{\mu} \right) \quad (10)$$

$$c = \frac{\mu}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (11)$$

A potência gerada pela turbina eólica foi modelada por um polinômio de grau 9, por meio do método dos mínimos quadrados, o qual ajusta a curva de potência gerada pelas turbinas, fornecida nos manuais dos fabricantes, em polinômios de qualquer ordem, controlando a precisão do modelo, conforme (12) [7].

$$P_s = \begin{cases} 0 & 0 \leq V < V_i \\ (aV^9 + \dots + iV + j) \times n & V_i \leq V < V_o \\ 0 & V \geq V_o \end{cases} \quad (12)$$

Onde P_s é a potência total gerada (W), $a, b, c, \dots, h, i, j$ os coeficientes do polinômio de nona ordem, V a velocidade do vento (m/s), V_i a velocidade de partida (m/s), V_o a velocidade de corte (m/s) e n o número de geradores eólicos.

A potência firme das GD é calculada utilizando a ferramenta de análise de riscos Value at Risk (VaR), considerando um intervalo de confiança (ζ), que consiste em ordenar em ordem crescente o vetor das 288 PDFs da potência gerada pelas GD, obtidas na simulação de Monte Carlo, contendo cada um os resultados das 10000 iterações realizadas [8]. O valor de VaR é o elemento j do vetor ordenado, conforme (13):

$$j = (1 - \zeta) \times 10000 \quad (13)$$

A energia gerada em kWh das GD foi calculada a partir da média dinâmica da convergência de Monte Carlo, que obtém o valor de maior probabilidade das 10000 potências aleatórias obtidas a cada hora, conforme (14). A convergência de Monte Carlo é garantida através do alto número de iterações [5].

$$P_{ave} = \frac{1}{NS} \sum_{j=1}^{NS} P(j) \quad (14)$$

Onde P_{ave} é o valor de maior probabilidade de potência calculada a cada hora, NS o número total de iterações e $P(j)$ a variável aleatória da potência.

B. Tarificação de energia

As unidades consumidoras do grupo A apresentam tarificação binômia, ou seja, são tributadas tanto pela energia elétrica consumida quanto pela demanda de potência ativa. No grupo A, para a modalidade tarifária horária verde não há distinção horária para demanda de potência, entretanto possui distinção horária para consumo de energia elétrica, possuindo tarifas diferentes para horário de ponta e fora de ponta [9].

O cálculo do gasto de energia ativa e energia reativa excedente, em reais, é realizado por (15) e (16), nas quais os sufixos P e FP representam horário de ponta e fora de ponta, respectivamente.

$$GEA = E_P \times (T_P + TUSD_P) + E_{FP} \times (T_{FP} + TUSD_{FP}) \quad (15)$$

$$GERE = (ERE_P + ERE_{FP}) \times T_{B1} \quad (16)$$

Onde GEA é o gasto com energia ativa (R\$), T a tarifa de energia (R\$/kWh), $TUSD$ a tarifa de uso do sistema de distribuição (R\$/kWh), E a energia consumida (kWh), $GERE$ o gasto com energia reativa excedente (R\$), ERE a energia reativa excedente (kWh) e T_{B1} a tarifa elétrica convencional do grupo B1 (R\$/kWh).

Para o gasto com demanda de potência, o cálculo é realizado em função da demanda medida, havendo três possibilidades: menor que a contratada, entre 100% e 150% da contratada e maior que 150% da contratada, conforme (17), (18) e (19), respectivamente.

$$G_D = D_c \times TUSD \quad (17)$$

$$G_D = D_m \times TUSD \quad (18)$$

$$G_D = (D_m + 2 \times (D_m - D_c)) \times TUSD \quad (19)$$

Onde: G_D o gasto com demanda (R\$), D_m a demanda medida (kW), D_c a demanda contratada (kW) e $TUSD$ a tarifa de uso do sistema de distribuição (R\$/kWh).

Para calcular o gasto total considerando os impostos (ICMS, PIS, CONFINS), é utilizado (20):

$$G_{C/impostos} = \frac{G_{S/impostos}}{1 - impostos} \quad (20)$$

Onde $G_{C/impostos}$ é o gasto com impostos (R\$), $G_{S/impostos}$ o gasto sem imposto (R\$) e $impostos$ os impostos correspondendo ao somatório dos gastos com energia ativa, demanda e energia reativa excedente (%).

A Universidade Federal do Espírito Santo se enquadra no grupo A da estrutura tarifária, na modalidade tarifária horária verde, comprando energia elétrica da própria distribuidora e pagando pela Tarifa de Energia (TE) e pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). As tarifas utilizadas neste estudo são as existentes na Resolução Homologatória nº 1.858, de 2 de agosto de 2016.

III. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A metodologia proposta divide o ano em 288 intervalos horários, com o objetivo de preservar as características horazonais da geração, portanto a potência firme anual do sistema de geração distribuída é caracterizada por uma curva composta por 288 valores de VaR. As curvas de potência firme total da geração distribuída (geração eólica mais solar), dos geradores eólicos e dos painéis fotovoltaicos, considerando um intervalo de confiança ζ de 95%, é mostrada na Fig. 1.

De acordo com a Fig. 1 observa-se que a geração eólica sozinha quase não contribui para a potência firme, devido ao perfil do vento da região de estudo. Em contrapartida a geração fotovoltaica consegue gerar uma potência firme significativa, porém somente em períodos diurnos, nos quais há incidência de irradiação solar. A potência firme total das GD segue a tendência da geração solar, porém tem um significativo acréscimo oriundo da geração eólica, comprovando a vantagem de se possuir uma matriz energética diversificada.

Com o sistema de geração fotovoltaica e eólica utilizado em conjunto é possível ter geração de energia tanto no horário de ponta (19h às 22h) quanto no horário fora de ponta. As Fig. 2 e 3 mostram a energia gerada pelo sistema de geração distribuída durante um dia do mês de janeiro de 2015 e a geração anual de energia das GD nos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente.

Observa-se que há geração durante todo o ano, e que a geração eólica é responsável por toda a geração durante o horário de ponta e parte do horário fora de ponta, quando não há incidência de raios solares e, portanto, os painéis fotovoltaicos não conseguem gerar energia.

Para analisar o impacto das GD na conta de energia da UFES foram estimados os valores gastos com consumo e demanda de potência. A economia gerada pela parcela de energia é calculada subtraindo a energia consumida pela universidade da gerada pelas GD, no mesmo posto horário. A parcela da demanda é a diferença entre potência ativa consumida e potência ativa gerada dentro do mesmo posto horário. As Tabelas 1 e 2 mostram a fatura anual de energia antes e após a instalação das GD, respectivamente.

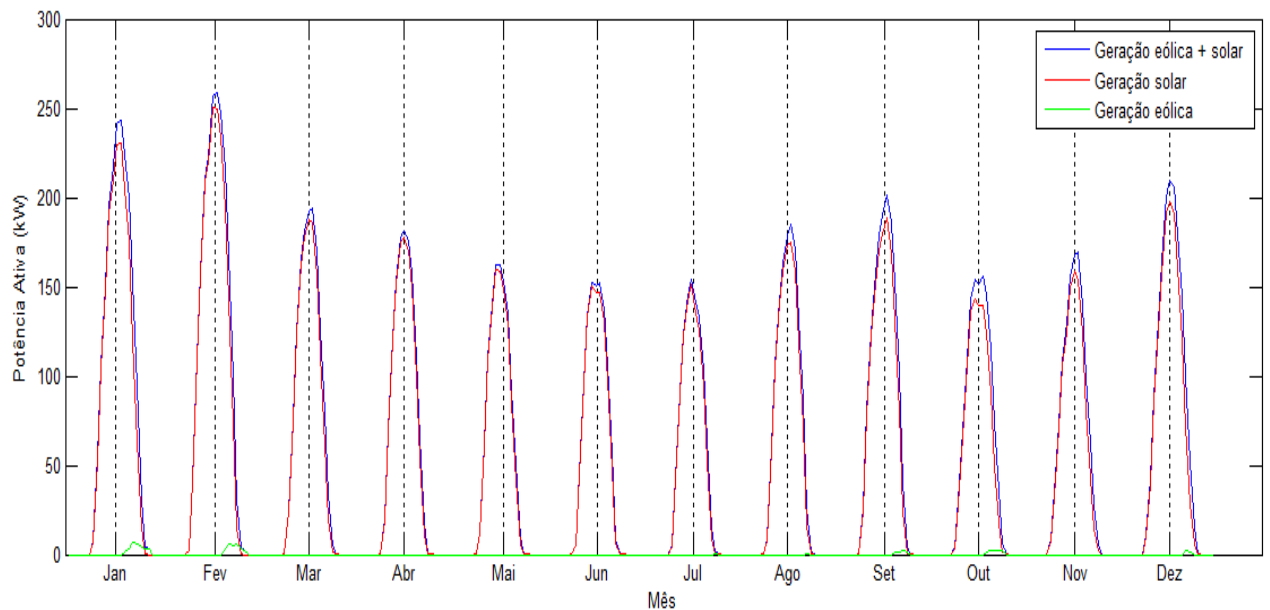


Fig. 1. Curva anual de potência firme das GDs

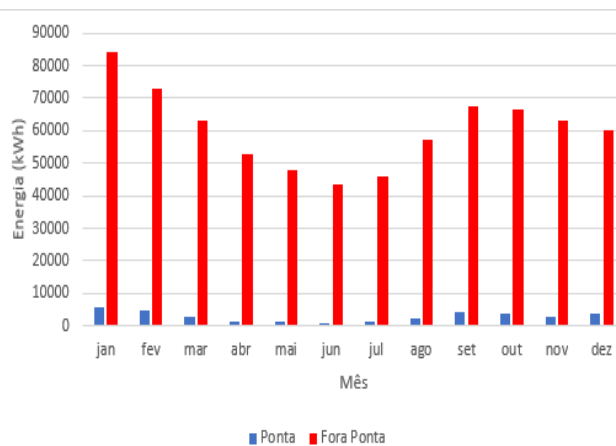


Fig. 2. Geração anual de energia das GD

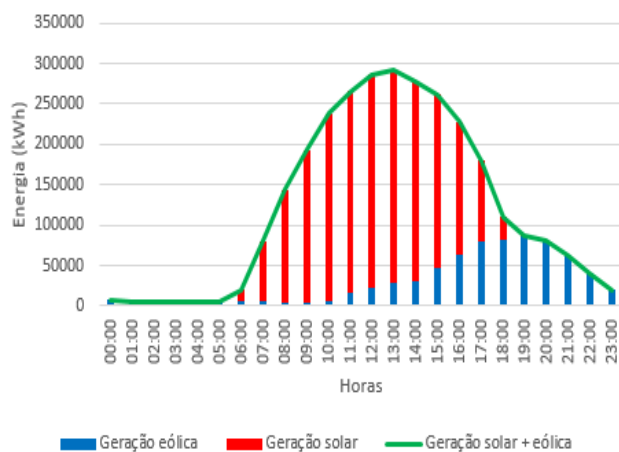


Fig. 3. Energia gerada pelo sistema de GD durante um dia (Janeiro)

De acordo com os dados das tabelas 1 e 2, há uma economia no valor gasto com o consumo total em todos os meses do ano, assim como na demanda, uma vez que a demanda de potência contratada otimizada foi reduzida de 4050 kW para 3840 kW após a instalação das GD. A estimativa é que haja uma economia anual de R\$ 267.432,00 com energia e R\$43.623,87 com demanda de potência, totalizando R\$311.056,54. A economia é ainda maior quando se leva em consideração os impostos, aumentando para R\$ 416.637,54. Os valores mensais com e sem as GD estão apresentados na Fig. 4.

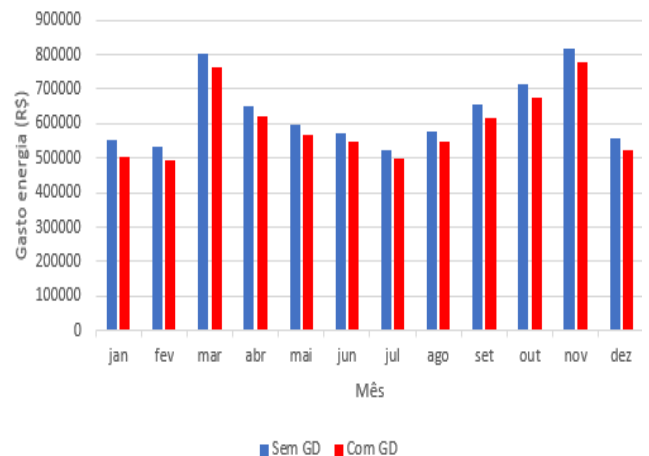


Fig. 4. Fatura anual de energia

TABELA 1. FATURA ANUAL DE ENERGIA ANTES DA INSTALAÇÃO DAS GD

Mês/Ano	Consumo	Demanda	ERE	Total	Impostos	Total c/ impostos
jan/15	R\$ 337.276,26	R\$ 61.641,00	R\$ 7.089,54	R\$ 406.006,80	R\$ 145.108,72	R\$ 551.115,52
fev/15	R\$ 326.111,73	R\$ 61.641,00	R\$ 6.157,49	R\$ 393.910,22	R\$ 140.785,34	R\$ 534.695,56
mar/15	R\$ 521.238,02	R\$ 64.350,16	R\$ 4.951,70	R\$ 590.539,88	R\$ 211.061,69	R\$ 801.601,57
abr/15	R\$ 411.544,93	R\$ 61.641,00	R\$ 5.967,91	R\$ 479.153,84	R\$ 171.251,81	R\$ 650.405,65
mai/15	R\$ 370.994,96	R\$ 61.641,00	R\$ 5.855,32	R\$ 438.491,28	R\$ 156.718,82	R\$ 595.210,09
jun/15	R\$ 354.042,97	R\$ 61.641,00	R\$ 5.116,45	R\$ 420.800,41	R\$ 150.396,02	R\$ 571.196,43
jul/15	R\$ 318.146,93	R\$ 61.641,00	R\$ 5.552,34	R\$ 385.340,27	R\$ 137.722,40	R\$ 523.062,66
ago/15	R\$ 358.432,59	R\$ 61.641,00	R\$ 5.392,96	R\$ 425.466,55	R\$ 152.063,72	R\$ 577.530,27
set/15	R\$ 417.277,38	R\$ 61.641,00	R\$ 5.014,29	R\$ 483.932,67	R\$ 172.959,78	R\$ 656.892,45
out/15	R\$ 458.182,84	R\$ 64.691,09	R\$ 5.174,13	R\$ 528.048,05	R\$ 188.726,82	R\$ 716.774,87
nov/15	R\$ 507.236,59	R\$ 89.840,62	R\$ 5.322,43	R\$ 602.399,63	R\$ 215.300,43	R\$ 817.700,06
dez/15	R\$ 346.916,11	R\$ 61.641,00	R\$ 4.096,25	R\$ 412.653,36	R\$ 147.484,23	R\$ 560.137,58
Total	R\$ 4.727.401,30	R\$ 773.650,86	R\$ 65.690,79	R\$ 5.566.742,96	R\$ 1.989.579,78	R\$ 7.556.322,73

TABELA 2. FATURA ANUAL DE ENERGIA APÓS A INSTALAÇÃO DAS GD

Mês/ano	Consumo	Demanda	ERE	Total/mês	Impostos	Total c/ Impostos
jan/15	R\$ 303.700,48	R\$ 58.444,80	R\$ 7.781,46	R\$ 369.926,74	R\$ 132.213,534	R\$ 502.140,27
fev/15	R\$ 297.473,83	R\$ 58.444,80	R\$ 6.507,39	R\$ 362.426,02	R\$ 129.532,7427	R\$ 491.958,76
mar/15	R\$ 498.503,55	R\$ 60.239,69	R\$ 5.215,43	R\$ 563.958,67	R\$ 201.561,4477	R\$ 765.520,12
abr/15	R\$ 393.856,76	R\$ 58.444,80	R\$ 6.293,07	R\$ 458.594,62	R\$ 163.903,8477	R\$ 622.498,47
mai/15	R\$ 355.179,81	R\$ 58.444,80	R\$ 6.140,31	R\$ 419.764,91	R\$ 150.025,929	R\$ 569.790,84
jun/15	R\$ 339.665,03	R\$ 58.444,80	R\$ 5.346,77	R\$ 403.456,60	R\$ 144.197,2633	R\$ 547.653,87
jul/15	R\$ 302.282,17	R\$ 58.444,80	R\$ 5.857,43	R\$ 366.584,41	R\$ 131.018,9689	R\$ 497.603,38
ago/15	R\$ 337.805,38	R\$ 58.444,80	R\$ 5.719,65	R\$ 401.969,83	R\$ 143.665,8825	R\$ 545.635,71
set/15	R\$ 390.908,93	R\$ 58.444,80	R\$ 5.395,19	R\$ 454.748,92	R\$ 162.529,3744	R\$ 617.278,29
out/15	R\$ 432.868,80	R\$ 60.580,62	R\$ 5.538,54	R\$ 498.987,96	R\$ 178.340,6133	R\$ 677.328,57
nov/15	R\$ 484.501,43	R\$ 83.203,48	R\$ 5.640,27	R\$ 573.345,18	R\$ 204.916,2278	R\$ 778.261,40
dez/15	R\$ 323.222,47	R\$ 58.444,80	R\$ 4.374,94	R\$ 386.042,21	R\$ 137.973,2792	R\$ 524.015,49
Total	R\$ 4.459.968,63	R\$ 730.027,00	R\$ 69.810,46	R\$ 5.259.806,08	R\$ 1.879.879,11	R\$ 7.139.685,19

IV. CONCLUSÃO

A geração distribuída vem atraindo cada vez mais investimentos, uma que vez que, além de ser sustentável e utilizar na maioria das vezes geração de energia limpa, ela também se mostra economicamente viável, principalmente diante do cenário de crise do setor elétrico que o País enfrenta, cujas tarifas estão cada vez maiores, afetando diretamente o consumidor.

Diante desse contexto, este trabalho fez uma análise do impacto da inserção de geradores eólicos e painéis fotovoltaicos na rede elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo, indicando uma redução da energia comprada da distribuidora e uma demanda contratada menor, gerando uma economia significativa na conta de energia, chegando a uma redução anual de cerca de 5,5%, o que equivale a R\$ 416.637,54.

V. REFERÊNCIAS

- [1] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2016 – Ano base 2015. Rio de Janeiro, 2016.
- [2] ANEEL, Agência Nacional De Energia Elétrica. Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>.
- [3] Cruz, D.T. Tese: Micro e Minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para o Desenvolvimento do Setor. USP – SP, 2015.
- [4] Atwa, Y.M.; El-Saadany, E.F.; Salama, M.M.A.; Seethapathy, R. Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization, IEEE Trans. Power Syst 1 (2010) 360–370.
- [5] Abdelaziz, A. Y.; Hegazy, Y. G. W. El-Khattam, and M. M. Othman, "Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks", Electric Power Systems Research, vol. 119, pp. 34-44, 2// 2015.
- [6] Mokryani, G.; Siano, P. "Evaluating the integration of wind power into distribution networks by using Monte Carlo simulation", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 53, pp. 244-255, 12// 2013.
- [7] Thapar, V.; G. Agnihotri and V. K. Sethi (2011). Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines. Renewable Energy, Vol. 36, N°1, pp. 3166-3177.
- [8] Fiorotti, R. Metodologia para Determinar a Potência Firme das Unidades de Geração Distribuída e Sua Aplicação no Processo de Previsão de Demanda das Redes de Distribuição de Energia Elétrica. UFES, 2015.
- [9] Abdelaziz, A.Y.,Hegazy, Y.G.,El-Khattam, W., Othman, M.M."Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks". Electric Power Systems Research 119 (2015) 34–44.