

RECARGA VEICULAR FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL INTEGRADA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Paulo Eduardo Darski Rocha, Carla Fabiana N. A. dos Anjos e Caio Gonçalves Silva e Silva
Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Palavras-chave: *Smart Grid*, Recarga Veicular, Veículo Elétrico, Energia Solar.

1. Introdução

O trabalho tem como objetivo realizar uma análise técnica e financeira da viabilidade da recarga veicular residencial feita através de energia fotovoltaica. Foi considerada uma unidade residencial localizada na cidade do Rio de Janeiro, com consumo médio mensal de energia elétrica de 511,5 kWh, e um veículo elétrico, utilizando como parâmetro o Nissan Leaf, visto que é o carro elétrico mais vendido do mundo até o ano de 2014 [1]. A opção de recarga fotovoltaica tem como finalidade reduzir a demanda de energia e contribuir para a redução da poluição ocasionada pelo aumento da geração de energia, além de diminuir a possibilidade de sobrecarga nos transformadores de distribuição em que as unidades residenciais estão conectadas. O sistema fotovoltaico por estar em um grande centro urbano será considerado conectado à rede de distribuição, sendo também verificada a compensação financeira para cada sistema analisado de acordo com [2].

2. Metodologia



Figura 1 - Conexão *Vehicle to Home* - Nissan Leaf [3]

Para avaliação da viabilidade econômica do sistema da Figura 1, foram realizadas as análises em três cenários distintos, onde dimensionamos os sistemas fotovoltaicos para alimentação da carga de três perfis de consumo médio de energia elétrica diário, a serem detalhados a seguir:

Cenário I - Contempla o uso da energia solar fotovoltaica para uma recarga diária completa do veículo elétrico, que corresponde a 24 kWh/dia.

Cenário II - Contempla o uso da energia solar fotovoltaica para uma recarga diária correspondente a uma autonomia média de 80 km do veículo elétrico, que representa 68,3% da carga da bateria, ou seja, 16,4 kWh/dia.

Cenário III - Contempla o uso da energia solar fotovoltaica para suprir uma recarga diária completa do veículo elétrico e consumo residencial diário, que corresponde a 41,05 kWh/dia.

3. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico foi dimensionado com base nos dados de insolação do Sundata apresentados na Tabela 1, que é fornecido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e uma rotina de cálculos elaborados no ambiente do programa Excel®.

Tabela 1 - Dados do Sistema SunData para a cidade do Rio de Janeiro.

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia)													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano horizontal	0° N	5,86	5,67	5,22	4,06	3,83	3,22	3,78	4,06	4,22	4,86	5,28	5,61	4,64	2,64
Ângulo igual a latitude	23° N	5,29	5,41	5,38	4,56	4,76	4,14	4,85	4,77	4,47	4,74	4,85	5,01	4,85	1,27
Maior média anual	21° N	5,36	5,45	5,39	4,54	4,70	4,08	4,78	4,73	4,47	4,77	4,91	5,08	4,85	1,37
Maior mínimo mensal	34° N	4,83	5,07	5,23	4,62	5,00	4,41	5,15	4,90	4,41	4,5	4,47	4,55	4,76	0,82

Com base nas informações para cálculos do número de módulos, tensão de entrada no inversor, corrente de entrada no inversor, e, potência do inversor, extraídos de [4] e [5], foi feito o dimensionamento dos principais componentes do sistema, Tabela 2, considerando que o mesmo é conectado à rede de distribuição.

Os sistemas conectados à rede sempre dispõem de um sistema de Seguimento do Ponto de Máxima Potência integrado ao inversor, logo o método adequado para o cálculo da energia produzida por um módulo é o método da insolação diária.

Tabela 2 - Dados de equipamentos para os Cenários selecionados

Cenários	Painel Escolhido	Energia Produzida (kWh/dia)	Número de módulos	Tensão de Entrada do Inversor (V)	Corrente de Entrada do Inversor (A)	Potência do Inversor (W)	Inversor Modelo
I	Yingli YL245P29b (245 Wp)	1,188	22	451	17,26	5390	Fronius IG Plus 55V-1 (5000W)
II	Canadian Solar - CS6P-255P	1,237	14	280	18,00	3570	Fronius Galvo 3.1-1 (3100W)
III	Yingli YL255P29b (255 Wp)	1,277	36	369	36,04	9180	Fronius IG Plus 100V-1 (8000W)

Para obtenção dos valores apresentados na Tabela 02, detalhamos abaixo a metodologia de cálculo utilizada neste trabalho:

Energia produzida diariamente:

$$E_p = I_d \times A_m \times \eta_m$$

Onde:

E_p → Energia produzida por um módulo, por dia [Wh];

I_d → Insolação diária [Wh/m²/dia];

A_m → Área da superfície do módulo [m²];

η_m → Eficiência do módulo.

Com a energia que pode ser produzida por cada módulo, e sabendo-se a energia que se deseja produzir diariamente ou mensalmente, calcula-se a quantidade de módulos necessários.

Número de módulos:

$$N_p = \frac{E_{sistema}}{E_p}$$

Onde:

$E_{sistema}$ → Energia produzida no intervalo considerado [Wh];

E_p → Energia produzida por módulo [Wh];

N_p → Número de módulos da instalação.

Para a escolha do inversor do sistema fotovoltaico é necessário que: a tensão de circuito aberto do string não exceda a tensão máxima de entrada do inversor, e, a potência de entrada do inversor deva ser igual ou maior do que a potência de pico do conjunto de módulos.

Tensão de entrada do inversor:

$$V_{O_{ctmin}} = V_{O_{cstc}} \times [1 + \beta(T - 25)]$$

Onde:

$V_{O_{ctmin}}$ → Tensão de circuito aberto de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação [V];

$V_{O_{cstc}}$ → Tensão de circuito aberto nas condições padrões [V];

β → Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto [%/°C];

T → Temperatura de operação [°C].

$$N_S \times V_{O_{ctmin}} < V_{icc}$$

Onde:

N_S → Número de módulos em série;

$V_{O_{ctmin}}$ → Tensão de circuito aberto de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação [V];

V_{icc} → Máxima tensão admitida na entrada do inversor [V].

Máxima corrente de entrada no inversor:

$$I_{inv} = I_{SC} \times N_{PR}$$

Onde:

I_{inv} → Máxima corrente de entrada CC no inversor [A];

I_{SC} → Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico na condição padrão [A];

N_{PR} → Número máximo de strings em paralelo.

Potência do inversor:

$$P_{conj} = N_p \times P_{pm}$$

Onde:

P_{conj} → Potência do conjunto fotovoltaico [W];

P_{pm} → Potência de pico de cada módulo fotovoltaico [Wp];

N_p → Número de módulos da instalação.

4. Análise dos resultados obtidos

É possível fazer uma estimativa da energia média produzida ao longo do ano pelo sistema, mês a mês. Nos meses em que a energia produzida pelo sistema for insuficiente para suprir a necessidade mensal, temos a opção de complementar com a energia da concessionária e deduzir essa diferença dos créditos gerados nos meses anteriores.

Nas Figuras 2, 3 e 4 são apresentadas as barras de energia produzida nos Cenários I, II e III, respectivamente. A diferença da energia mensalmente produzida ocorre em virtude da variação da irradiação solar ao longo do ano (Tabela 1). A diferença da energia mensalmente produzida em cada Cenário analisado ocorre devido a quantidade de módulos dimensionados (Tabela 2). No Cenário I a energia solicitada para recarga completa é de 720kWh, no Cenário II a energia solicitada para recarga parcial é de 492kWh e no Cenário III a energia solicitada é a soma da energia necessária para recarga completa (720kWh) mais a demanda residencial, que varia ao longo do ano.

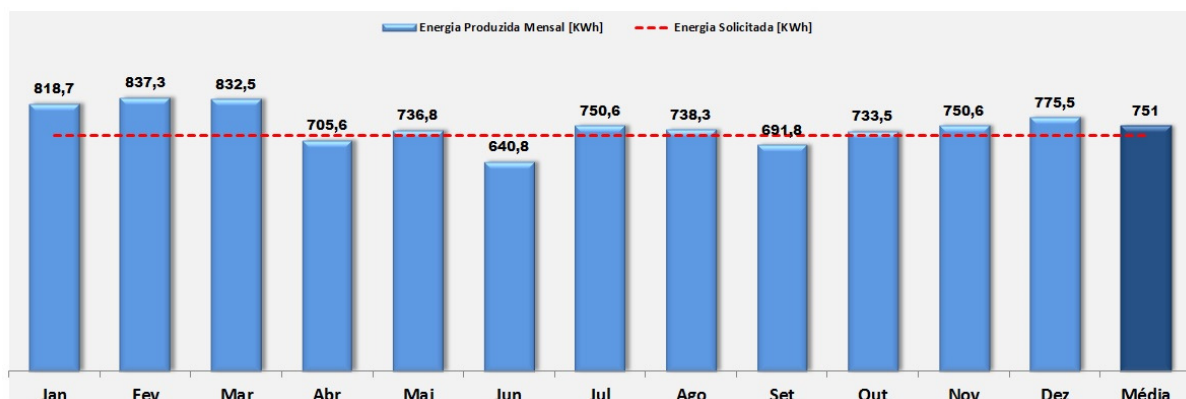


Figura 2- Média mensal de energia produzida ao longo do ano Cenário I

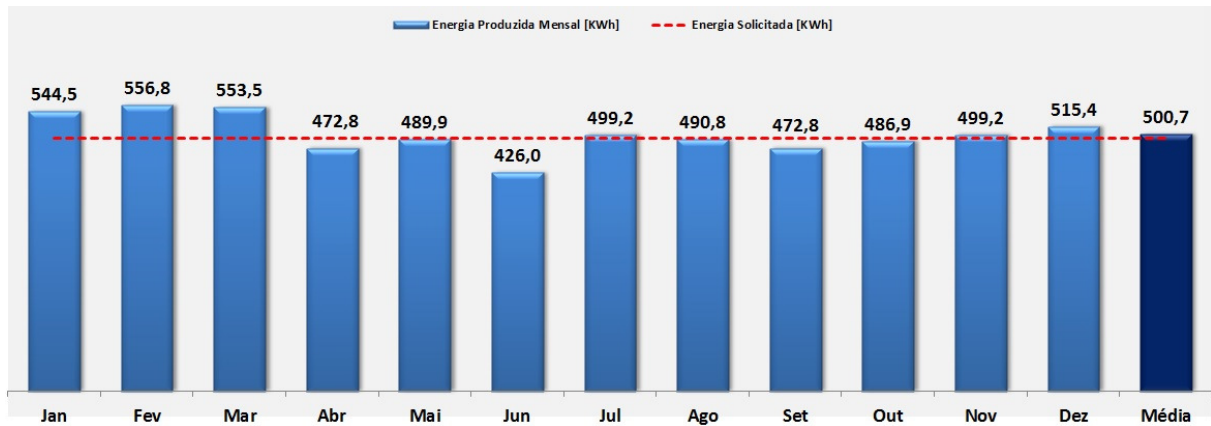


Figura 3 - Média mensal de energia produzida ao longo do ano Cenário II

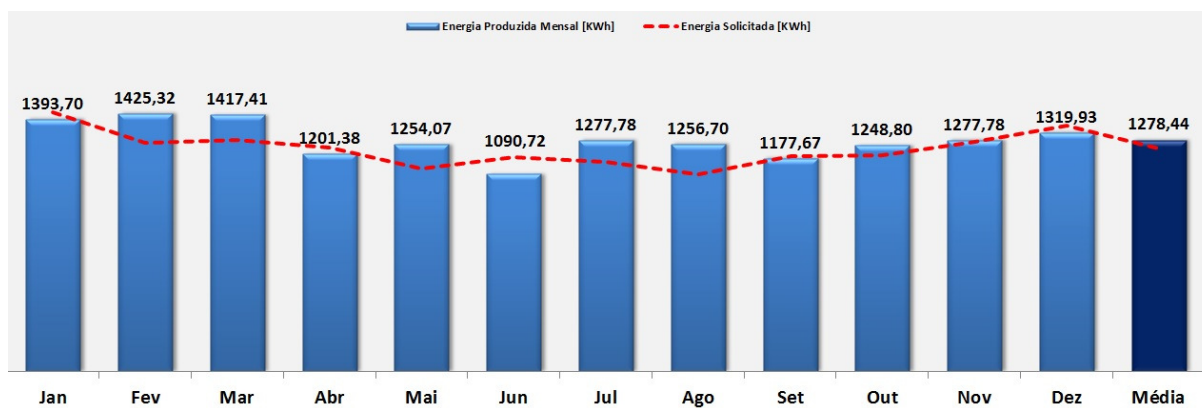


Figura 4 - Média mensal de energia produzida ao longo do ano Cenário III

As barras dos gráficos das Figuras 5, 6 e 7 mostram a diferença entre energia solicitada ao sistema e a energia que o sistema produz para cada um dos Cenários analisados, respectivamente. A linha verde representa a energia acumulada devido ao excedente mensal dessas diferenças ao longo do ano, e representa o crédito em kWh.

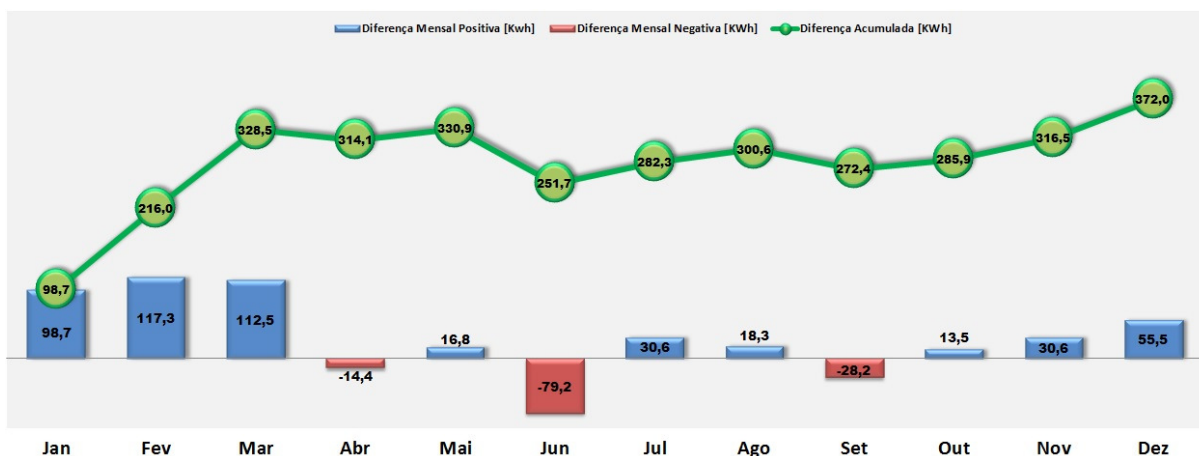


Figura 5 - Média mensal da *energia produzida - energia solicitada* Cenário I [kWh]

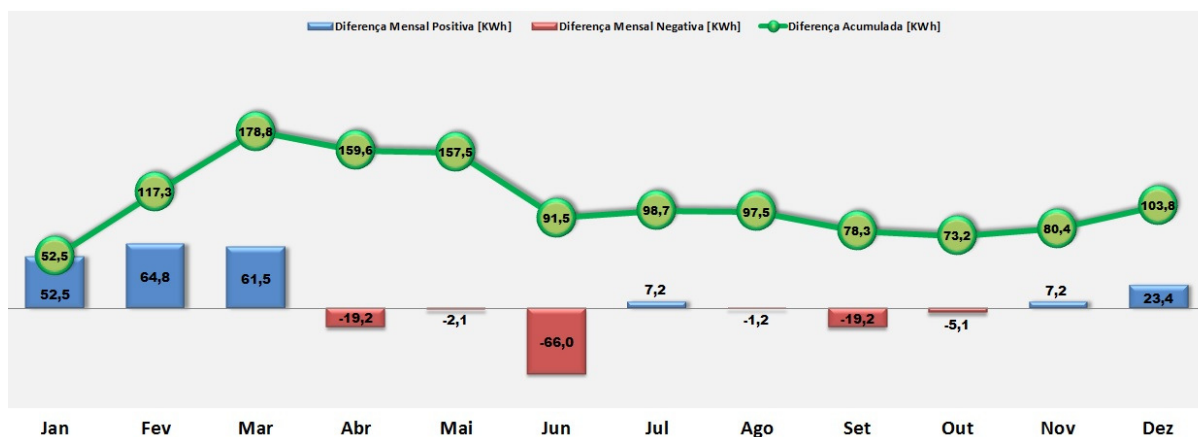


Figura 6 - Média mensal da *energia produzida - energia solicitada* Cenário II [kWh]

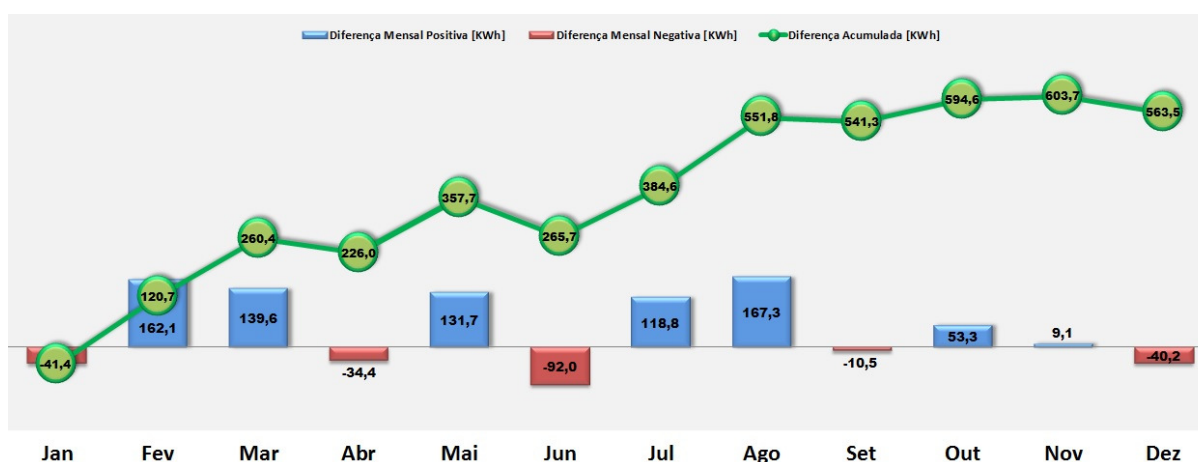


Figura 7 - Média mensal da *energia produzida - energia solicitada* Cenário III

5. Análise Financeira

A análise financeira realizada foi concentrada na viabilidade da instalação do sistema residencial de recarga fotovoltaica, utilizando as informações da Agência de Proteção ao Meio Ambiente dos Estados Unidos (EPA, em inglês) [6], que informa que o Nissan Leaf com a carga completa possui uma autonomia de 117 km (24 kWh) fazendo a variação de parâmetros como: ar condicionado, estrada, cidade, etc. A carga parcial considerada foi uma autonomia de 80 km (16,4kWh), que corresponde a uma distancia ida e volta, do centro da cidade do Rio de Janeiro até os principais pontos, como Zona Sul, Barra da Tijuca, Baixada Fluminense e Região Metropolitana.

Para cada Cenário foi feita uma comparação com o veículo Fiat Pálio Fire com combustão interna que possui o consumo de 13,4 km/litro de gasolina em um ciclo combinado cidade e

estrada, com o preço de R\$ 3,517 por litro, e a tarifa de energia elétrica com PIS/COFINS e ICMS da concessionária Light SESA, que corresponde a R\$0,71758, para o consumidor residencial acima de 300kWh/mês .

Para a análise em que o veículo elétrico é abastecido pelo sistema fotovoltaico, não existem custos diários, porém existem um investimento inicial alto. De acordo com a EPE, o custo para uma instalação residencial seria de US\$3,50/Wp, incluindo os custos dos painéis, inversores, instalação e montagem e a carga tributária incidente que varia de 30 a 35%, porém é considerado um fator de 25%.

De acordo com [7], 80% dos custos da instalação de um sistema fotovoltaico corresponde ao inversor e aos módulos, e 20% aos custos de cabos e instalação, e 1% do valor do investimento é a manutenção anual do sistema, baseados nisso e com os valores dos módulos e inversores cotados, foram feitos os cálculos do investimento inicial, apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Investimento Inicial do Sistema Fotovoltaico

Cenários	Painéis	Inversores	Cabos, proteção e instalação	Operação e manutenção	Investimento Total
I	R\$ 21.978,00	R\$ 11.290,00	R\$ 8.317,00	R\$ 415,85	R\$ 42.000,85
II	R\$ 12.530,00	R\$ 8.090,00	R\$ 5.155,00	R\$ 257,75	R\$ 26.032,75
II	R\$ 32.220,00	R\$ 13.890,00	R\$ 11.527,50	R\$ 576,38	R\$ 58.213,88

Foi elaborada uma rotina no Microsoft Excel®, para todos os cálculos abaixo relacionados. Foi realizada uma análise econômica com os parâmetros informados pela EPE, conforme consta abaixo.

Foram usados os seguintes dados:

- Taxa de desconto: 6% a.a.;
- Vida útil da instalação: 20 anos;
- Troca de Inversores no 10º ano de uso;
- Custo de operação e manutenção anual igual a 1% do valor do investimento;
- Perda anual de eficiência dos painéis de 0,65%;
- No custo da energia unitária do sistema fotovoltaico, não foram considerados os impostos.
- Não foi considerado custo adicional para a instalação da infraestrutura elétrica para recarga de veículo elétrico.

Para fazer o valor do investimento anual de cada Cenário foi utilizado o Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes, dado pela fórmula abaixo:

$$PMT = VP \times \frac{(1 + i)^n \times i}{(1 + i)^n - 1}$$

Onde:

PMT → é o valor de cada parcela da série de pagamentos uniformes;

VP → é o valor presente do investimento;

n → é o número de períodos da série (20 anos no Cenário);

i é o valor da taxa de desconto.

Para o custo da energia unitária do sistema fotovoltaico, foi considerada a fórmula dada por [8]:

$$Custo_{unit} = \frac{\sum_{i=0}^{20} [(Inv_i + C.O\&M) \times (1 + taxa)^{1/i}]}{\sum_{i=0}^{20} [(Energia_i) \times (1 + taxa)^{1/i}]}$$

$Custo_{unit}$ → Custo da energia unitária do sistema fotovoltaico;

Inv_i → é o investimento em cada ano, o valor usado em cada Cenário foi o PMT ;

$C.O\&M$ → Custo de manutenção e operação a cada ano;

$Energia_i$ → e a energia gerada anualmente, considerando a perda de 0,65% em cada ano

Tabela 4 - Comparação dos resultados

Cenários	Abastecimento MCI com gasolina	Abastecimento VE – Tarifação da concessionária	Abastecimento VE – Recarga Fotovoltaica
I	R\$ 921,24	R\$ 516,66	R\$ 363,64
II	R\$ 629,91	R\$ 353,05	R\$ 255,01
Cenários	Abastecimento MCI com gasolina + Tarifação da Residência	Abastecimento VE + Residência com Tarifação da concessionária	Abastecimento VE + Residência com Recarga Fotovoltaica
III	R\$ 1.288,29	883,70	R\$ 541,14

Através dos resultados obtidos na Tabela 4, verificamos que:

- No Cenário I foi verificado que o uso do sistema fotovoltaico para abastecimento é 60,53% mais econômico que abastecimento convencional do veículo à combustão interna, e 29,62% mais econômico que recarregar o veículo elétrico pela rede pública.
- No Cenário II foi verificado que o uso do sistema fotovoltaico para abastecimento é 59,52% mais econômico que abastecimento convencional do veículo à combustão interna e 27,77% mais econômico que recarregar o veículo elétrico pela rede pública.
- No Cenário III foi verificado que o uso do sistema fotovoltaico para abastecimento é 58% mais econômico que abastecimento convencional do veículo à combustão interna mais a tarifação da residência e 38,76% mais econômico que recarregar o veículo elétrico mais a tarifação da residência pela rede pública.

O retorno do investimento é o tempo necessário para que o lucro líquido acumulado se iguale ao valor do investimento, o lucro considerado é o valor que seria pago com energia elétrica anualmente. Feito o fluxo de caixa foram realizadas as seguintes considerações:

- No décimo ano haverá um investimento no valor do inversor.
- O custo de manutenção anual do sistema corresponde a 1% do valor do investimento.
- O preço da energia elétrica se manteve constante ao longo dos anos.

Tabela 5 - Tempo do Retorno do Investimento

	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Tempo do Retorno do Investimento, em anos	7,26	6,54	5,80

6. Análise da compensação de energia elétrica

A compensação financeira anual a ser realizada de acordo com [2], foi feita sem considerar o ICMS da energia a ser fornecida, visto que já há um entendimento que o ICMS será cobrado apenas da energia consumida e em alguns estados já existe a cobrança sem ICMS, como por exemplo, Minas Gerais. Nas tabelas 6, 7 e 8, apresentadas a seguir, será considerado que quando o consumo e a compensação dos créditos de energia forem menores que 100 kWh, o valor a ser pago será o custo de disponibilidade, que equivale a 100 kWh para o sistema trifásico. Os créditos gerados foram abatidos da conta de energia, de acordo com a política em vigor os créditos gerados poderão ser usados em até 36 meses [9].

Tabela 6 - Compensação financeira para o Cenário I

Mês	Consumo (kWh)	Energia Gerada (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Crédito Acumulado (kWh)	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD(R\$)	Diferença (R\$)
Jan	720	818,7	-98,7	98,7	516,66	71,76	444,90
Fev	720	837,3	-117,3	216	516,66	71,76	444,90
Mar	720	832,5	-112,5	328,5	516,66	71,76	444,90
Abr	720	705,6	14,4	314,1	516,66	71,76	444,90
Mai	720	736,8	-16,8	330,9	516,66	71,76	444,90
Jun	720	640,8	79,2	251,7	516,66	71,76	444,90
Jul	720	750,6	-30,6	282,3	516,66	71,76	444,90
Ago	720	738,3	-18,3	300,6	516,66	71,76	444,90
Set	720	691,8	28,2	272,4	516,66	71,76	444,90
Out	720	733,5	-13,5	285,9	516,66	71,76	444,90
Nov	720	750,6	-30,6	316,5	516,66	71,76	444,90
Dez	720	775,5	-55,5	372	516,66	71,76	444,90
Total	8640	9012,0	-372	372	6199,89	861,12	5338,77

Tabela 7 - Compensação financeira para o Cenário II

Mês	Consumo (kWh)	Energia Gerada (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Crédito Acumulado (kWh)	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD(R\$)	Diferença (R\$)
Jan	492	544,5	-52,5	52,5	353,05	71,76	281,29
Fev	492	556,8	-64,8	117,3	353,05	71,76	281,29
Mar	492	553,5	-61,5	178,8	353,05	71,76	281,29
Abr	492	472,8	19,2	159,6	353,05	71,76	281,29
Mai	492	489,9	2,1	157,5	353,05	71,76	281,29
Jun	492	426,0	66	91,5	353,05	71,76	281,29
Jul	492	499,2	-7,2	98,7	353,05	71,76	281,29
Ago	492	490,8	1,2	97,5	353,05	71,76	281,29
Set	492	472,8	19,2	78,3	353,05	71,76	281,29
Out	492	486,9	5,1	73,2	353,05	71,76	281,29
Nov	492	499,2	-7,2	80,4	353,05	71,76	281,29
Dez	492	515,4	-23,4	103,8	353,05	71,76	281,29
Total	5904	6007,8	-103,8	103,8	4236,59	861,12	3375,47

Tabela 8 - Compensação financeira para o Cenário III

Mês	Consumo (kWh)	Energia Gerada (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Crédito Acumulado (kWh)	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD(R\$)	Diferença (R\$)
Jan	1435,09	1393,7	41,39	-41,39	1029,79	71,76	958,03
Fev	1263,18	1425,3	-162,14	120,75	906,43	71,76	834,67
Mar	1277,81	1417,4	-139,6	260,35	916,93	71,76	845,17
Abr	1235,75	1201,3	34,37	225,98	886,75	71,76	814,99
Mai	1122,35	1254,1	-131,72	357,7	805,35	71,76	733,62
Jun	1182,71	1090,7	91,99	265,71	848,69	71,76	776,93
Jul	1158,93	1277,7	-118,85	384,56	831,62	71,76	759,86
Ago	1089,43	1259,7	-170,27	554,83	781,75	71,76	709,99
Set	1188,19	1177,7	10,52	544,31	852,62	71,76	780,86
Out	1195,51	1248,8	-53,29	597,6	857,87	71,76	786,11
Nov	1268,67	1277,8	-9,11	606,71	910,37	71,76	838,61
Dez	1360,11	1319,9	40,18	566,53	975,99	71,76	904,23
Total	14777,73	15344,3	-566,53	566,53	10604,2	875,66	9743,08

7. Conclusões

O estudo dos Cenários apresentados nos mostra que existe a viabilidade técnica e econômica para a instalação de um ponto de recarga de veículo elétrico residencial à energia solar. Após a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL que estabelece as condições gerais para microgeração, minigeração e o sistema de compensação de energia foi demonstrado que atualmente já existe viabilidade técnica e econômica para a implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede mesmo sem a consolidação das redes inteligentes *Smart Grid*. Contudo com a consolidação da *Smart Grid* no país, haverá uma maior interação do consumidor com a concessionária tornando-o um consumidor e produtor de energia elétrica. Por sua vez, as distribuidoras de energia elétrica terão um papel importante de gerenciadoras do fluxo de potência da rede de distribuição, visto que terão vários pontos de geração e carga dentro da rede.

Diante dos três cenários estudados, o que possui retorno financeiro em menor tempo frente ao investimento inicial é o cenário III, em que o sistema fotovoltaico fornece energia para o consumo residencial e recarga completa do veículo elétrico; neste caso, o Nissan Leaf. Porém, este sistema é o que necessita de maior investimento inicial em comparação com os cenários I e II, analisados por necessitar de um sistema de geração solar de maior capacidade. No entanto, ainda assim o cenário III apresentou menor tempo de retorno do investimento e uma maior compensação financeira.

Agradecimentos

Os autores manifestam seu agradecimento ao Professor Doutor Luiz Artur Pecorelli Peres, bem como à toda a equipe dos Laboratórios de Sistemas de Propulsão Veicular (LSPV) e de Instalações Elétricas (LABINST) da Faculdade de Engenharia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Referências Bibliográficas

- [1] D. Fagundes, "UOL CARPLACE," 31 05 2015. [Online]. Available: <http://carplace.uol.com.br/leaf-foi-o-carro-eletrico-mais-vendido-do-mundo-em-2014-veja-ranking/>.

- [2] A. N. d. E. Elétrica, *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*, Brasília, 2014.
- [3] Nissan, "Nissan Global," Nissan, [Online]. Available: <http://www.nissanglobal.com/EN/TECHNOLOGY/OVERVIEW/vehicle>. [Acesso em 04 junho 2015].
- [4] CEPEL - CRESESB, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro, 2014.
- [5] M. G. Villalva e J. Gazoli, *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. sistemas isolados e conectados à rede*, São Paulo: Érica, 2012.
- [6] U. S. E. P. Agency, "Wikipedia," [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Nissan_Leaf#cite_note-GCCEPA-53. [Acesso em 07 09 2015].
- [7] EPE, *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira*, Rio de Janeiro, 2012.
- [8] A. F. Cabello e F. M. Pompermayer, "Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica: atrativo para o consumidor e possíveis impactos no sistema elétrico," *Texto para discussão*, 2013.
- [9] A. N. d. E. Elétrica, "Resolução Normativa N°482, de 17 de abril de 2012".