

# IMPLANTAÇÃO DE SFCR EM ESTAÇÃO REPETIDORA – ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Vanessa de Cássia Viana Martins Beltrão - vmbeltrao@hotmail.com  
Universidade Federal do Pará – UFPA

**Resumo.** O artigo apresenta um estudo de viabilidade financeira para a implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) em uma estação repetidora, pertencente à uma grande empresa brasileira do seguimento de transmissão de energia. Na análise foram considerados dois projetos, um de 45 kWp, mantendo-se a demanda já contratada de 45 kW e outro de 135 kWp, fazendo um acréscimo de 90 kW na demanda atual. Para verificação da viabilidade foram usados indicadores financeiros consagrados (TIR, VPL e Payback) levando em consideração os valores de investimento, instalação e manutenção do SFCR e os valores pagos anualmente à distribuidora de energia. Assim, foi possível evidenciar que a utilização de geração fotovoltaica, além de compensar a falta de qualidade de energia elétrica (QEE), pode ser financeiramente atrativa para a empresa transmissora de energia.

**Palavras-chave:** Viabilidade financeira, Geração fotovoltaica, Qualidade de energia elétrica.

## 1. INTRODUÇÃO

Há algum tempo a questão energética vem sendo uma preocupação a nível mundial. Devido às mudanças climáticas e ao aquecimento global, muito se tem discutido sobre a otimização do uso dos recursos naturais e a utilização cada vez maior de fontes de energia com baixa emissividade de gases de efeito estufa, e pequenos impactos ambientais.

O Acordo de Paris, firmado na Conferência das Partes sobre Mudança Climática de 2015 (CoP-21) que entrou em vigor no início de novembro de 2016, na véspera da CoP-22, representa um grande avanço nos esforços para a implementação de ações concretas e efetivas para redução das emissões de gases de efeito estufa. De acordo com o documento do MRE (2015), o Brasil se comprometeu em aumentar para 33% o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz energética total até 2030, que representa um aumento de 23 % na parcela de energias renováveis no fornecimento de energia elétrica. Inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar, o que significa que a inserção da energia renovável na matriz energética mundial e nacional é um caminho sem volta e absolutamente necessário para que o mundo possa continuar atendendo à demanda da sociedade.

Dadas suas condições privilegiadas, com a vasta riqueza da biodiversidade, ampla variedade e disponibilidade de recursos naturais, potencial hidrelétrico, enorme área geográfica, grande produtividade da agricultura e excelente clima, o Brasil tem um papel de destaque no cenário mundial.

Segundo o Relatório da Situação Mundial das Energias Renováveis, (REN21, 2016) - que considera a capacidade total de geração de eletricidade, incluindo geração solar, eólica, biomassa, geotérmica e hidrelétricas - o Brasil está entre as 5 potências mundiais que lideram a geração de eletricidade renovável, ocupando a 3ª posição.

De acordo com o Portal Brasil (2017), no ranking de capacidade de geração eólica o Brasil é o 9º país, segundo dados da GWEC (Global Wind Energy Council), entidade internacional especializada em energia eólica. Sendo o 5º país que mais expandiu no período entre janeiro e dezembro de 2016, com acréscimo de 2.014 MW de potência de energia. E de acordo com o Ministério de Minas e Energia – MME (2017) no boletim “Energia solar no Brasil e no mundo”, o Brasil deverá estar entre os 15 países maiores geradores de energia solar em 2018, ao se considerar a operação da potência já contratada, de 2,6 GW.

## 2. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A participação de energias renováveis na matriz energética no Brasil, conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa vinculada ao MME, foi de 43,5% em 2016. Fazendo-se uma repartição da oferta interna destes 43,5% de energias renováveis, têm-se: biomassa da cana (17,6%); hidráulica (12,6%); lenha e carvão vegetal (8%); lixo e outras renováveis (5,4%).

A fig. 1 mostra a Matriz Energética Brasileira, considerando as fontes renováveis e não renováveis. E de acordo com os dados apresentados pela EPE (2017), verifica-se que apesar do Brasil ter um elevado índice de irradiação (média anual de 1.200 a 2.400 kWh/m<sup>2</sup>), a energia solar ainda tem um papel pouco significativo na produção de energia elétrica, visto que não aparece entre os percentuais relacionados pela

EPE. Significando que ainda há muito trabalho a se fazer para incrementar a participação desta forma de energia na matriz elétrica do Brasil.

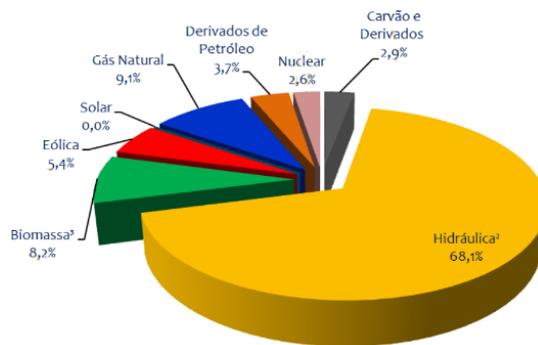


Figura 1 - Matriz Energética Brasileira 2016 (EPE, 2017).

De acordo com o Governo do Estado de São Paulo (2017), no Brasil, a produção da energia fotovoltaica carece de tecnologias e processos de produção em larga escala, que permitam a entrega de um produto a custos mais competitivos. Assim, é provável que todo o potencial de energia solar que o país tem disponível possa ser convertido em reais vantagens competitivas.

Em publicação do MME (2017), com a finalidade de incentivar a geração de energia elétrica a partir da energia solar vários incentivos foram criados pelo governo brasileiro: **Isenção de ICMS** - Pelo Convênio ICMS 101/97, celebrado entre as secretarias de Fazenda de todos os estados, há isenção do imposto Sobre Circulação de Mercadorias (ICMS) para as operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica, válido até 31/12/2021. **Isenção de IPI** - De acordo com o Decreto nº 7.212, de 15/06/2010, são imunes à incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados, a energia elétrica, derivados de petróleo, combustíveis e minerais. **Desconto na TUST/TUSD** - A RN ANEEL 481/2012, ampliou para 80% o desconto na tarifa de uso do sistema de transmissão/distribuição (TUST/TUSD) para empreendimentos com potência inferior a 30 MW. **Chamada Pública (CP) ANEEL** – De 2014 a 2016 entraram em operação as plantas FV da CP nº 013/2011 - Projetos Estratégicos: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” (24,6 MW contratados). **Isenção de ICMS, PIS e Cofins na Geração Distribuída** – Praticamente todos os estados isentam o ICMS sobre a energia que o consumidor gera. O tributo se aplica apenas sobre o excedente que ele consome da rede, e para instalações inferiores a 1 MW. O mesmo vale para o PIS e Cofins (Lei 13.169, de 6/10/2015). **Inclusão no programa “Mais Alimentos”** - A partir de novembro de 2015, os equipamentos para produção de energia solar e eólica passaram a fazer parte do programa “Mais Alimentos”, o que possibilita financiamentos a juros mais baixos. **Apoio BNDES**: pela Lei 13.203, de 8/12/2015, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, foi autorizado a financiar, com taxas diferenciadas, os projetos de geração distribuída em hospitais e escolas públicas. **Redução do Imposto de Importação** – A Resolução CAMEX 22, de 24/03/2016, prorroga até 31/12/2017 a manutenção de 2% para a alíquota incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica. **Plano Inova Energia** – Fundo de R\$ 3 bilhões, criado em 2013, pelo BNDES, Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e ANEEL, com foco na empresa privada e com o objetivo de pesquisa e inovação tecnológica nas áreas de: redes inteligentes de energia elétrica, linhas de transmissão de longa distância em alta tensão; energias alternativas, como a solar; e eficiência de veículos elétricos.

Com energia vinda do sol diariamente seria possível suprir mais do que a demanda total de todos os habitantes de nosso planeta em todo o ano, e apresenta-se hoje como uma das alternativas energéticas mais promissoras para a geração de energia limpa e para o desenvolvimento sustentável.

De acordo com o Portal Solar (2017), o custo de um sistema de energia solar fotovoltaico depende do tamanho e da complexidade da instalação. Com base em dados de dezembro de 2016, em média o sistema para clientes residenciais custa:

- Casa pequena (2 a 3 pessoas): Sistema de 1,6Kwp custa de R\$ 12.700 a R\$ 16.900;
- Casa média (3 a 4 pessoas): Sistema de 2,2Kwp custa de R\$ 16.000 a R\$ 20.900;
- Casa grande (4 a 5 pessoas): Sistema de 4,4Kwp custa de R\$ 26.500 a R\$ 34.500;
- Mansões (mais de 5 pessoas): Sistemas de até 10Kwp custam de R\$ 60.000 a R\$ 72.000.

Mas, de acordo com Edgar Nakano, da Ekon Consultoria Corporativa (2016), o custo de instalação de sistemas fotovoltaicos caiu significativamente nos últimos anos, e continuará caindo, conforme fig. 2, até um patamar que essa indústria deve aumentar sua participação no mercado brasileiro competindo com as outras fontes de energias renováveis.



Figura 2 - Custo de instalação de sistemas fotovoltaicos (Ekon, 2016).

Ainda de acordo com Ekon (2016), apesar dessa queda significativa nos custos de instalação, quando comparado no cenário mundial, o Brasil ainda precisa melhorar seus custos, conforme mostra a fig. 3.

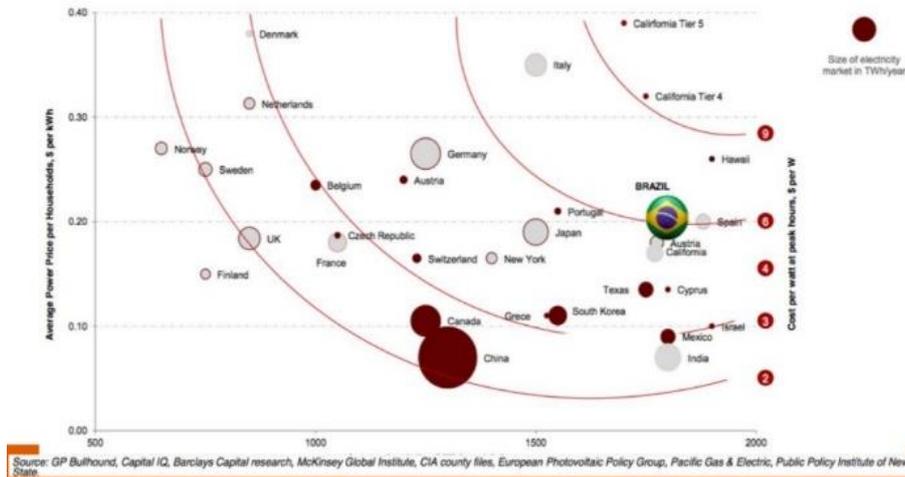


Figura 3 - Potencial do mercado fotovoltaico no mundo (Ekon, 2016).

Dado essa situação, faz-se necessário uma análise de viabilidade financeira para saber se realmente é viável, do ponto de vista econômico, o investimento do consumidor em geração fotovoltaica, ou se ainda são necessárias melhorias na política de incentivos para o investimento nessa fonte de energia.

### 3. VIABILIDADE FINANCEIRA DE PROJETOS

Na visão de Hirschfeld (2013), dependendo das características do projeto, diferentes tipos de indicadores de viabilidade financeira podem ser utilizados. Verificar a viabilidade financeira de um projeto significa saber se o esforço produtivo a ser realizado vale mais do que a simples aplicação financeira dos valores com taxas mínimas de atratividade dentro de um prazo. Assim, para que um projeto seja viável é necessário que os benefícios resultantes sejam superiores aos custos requeridos.

Para analisar a viabilidade financeira da implantação de sistemas fotovoltaicos serão analisadas a rentabilidade pelo valor presente líquido (VPL), o risco e o retorno pelo *payback* e pela taxa interna de retorno.

O VPL leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, sendo assim, representa o ganho futuro proporcionado por determinado objeto em comparação com o valor investido. Ele emprega variáveis, como taxa mínima de atratividade (*i*) específica, para avaliar o custo da oportunidade em relação ao risco, ou seja, é possível calcular a diferença entre o investimento inicial ( $FC_0$ ) e o somatório do valor presente de seus fluxos de caixa futuros ( $FC_t$ ) de forma a obter a viabilidade da transação financeira proposta dentro do período de retorno analisado (*n*), conforme a Eq. 1.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0 \quad (1)$$

O VPL apresenta o ganho resultante de um projeto e auxilia na tomada de decisão quanto a sua aceitação. Dessa forma, pode-se obter as seguintes situações:

- $VPL=0$ , indica que o retorno será exatamente o suficiente para recuperar o investimento ajustado ao risco, conforme calculado na Taxa Interna de Retorno (TIR);
- $VPL > 0$ , sugere que o projeto gera um fluxo de caixa maior do que o necessário para recuperar o investimento, tornando-se viável para o investidor;
- $VPL < 0$ , sinaliza que o objeto em questão consome riqueza, apresentando provável prejuízo.

O *payback*, como também é conhecido o prazo de retorno, representa o tempo necessário para que o somatório de capital obtido seja igual ao somatório dos custos, equivalendo a quando o VPL for igual a zero, enquanto o TIR expressa a taxa de desconto para mesma condição. Esses indicadores são amplamente utilizados, pois suas análises proporcionam um indicativo quanto à minimização dos riscos quando se comparam diferentes projetos, afinal prazos de retorno menores significam menos incertezas e maiores possibilidades de outros investimentos.

A taxa interna de retorno (TIR) de um investimento é a taxa exigida de retorno que, quando utilizada como taxa de desconto, resulta em VPL igual a zero.

Com a TIR, determina-se uma única taxa de retorno para sintetizar os méritos de um projeto. Essa taxa é dita interna, no sentido de que depende somente dos fluxos de caixa de certo investimento e não de taxas oferecidas em algum outro lugar.

Segundo Gomes (2016), é necessário conhecer os montantes de dispêndio de capital e dos fluxos de caixa líquidos gerados pela decisão, onde a TIR representará a rentabilidade do projeto expressa em termos de taxa de juros.

Desta forma, a TIR representa a taxa de juros para a qual o valor presente das entradas de caixa resultantes do projeto iguala o valor presente dos desembolsos do mesmo.

#### 4. LEVANTAMENTO DE DADOS

A empresa do setor de transmissão de energia, estudada nesse artigo, possui diversas estações repetidoras (ERs), sendo o trabalho limitado à uma das ERs localizadas no Estado do Pará. As ERs são responsáveis pela ampliação dos sinais ópticos entre as subestações, onde são disponibilizados os serviços de supervisão, teleproteção, voz e dados. Estas são supridas com a energia elétrica provida da distribuidora, sendo submetidas às interrupções de tensão e demais problemas relacionados com a QEE oriundas da rede supridora, assim para aumentar a autonomia do serviço em caso de interrupção elas tem um sistema composto por Grupo Motor Gerador (GMG) e baterias. A Fig. 4 mostra o layout da ER objeto deste estudo.

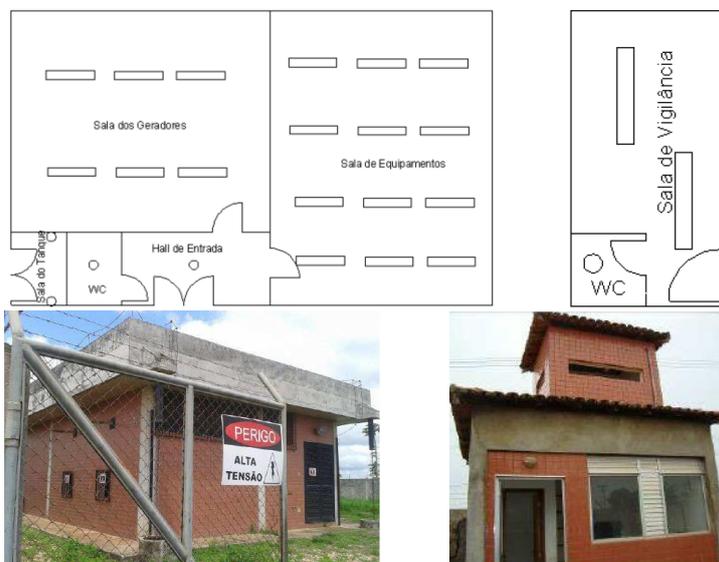


Figura 4 - Layout das duas áreas construídas da ER.

As ERs possuem diferentes níveis de consumo de energia, mas em todas elas a maior parcela do consumo de energia elétrica é derivada do sistema de refrigeração, uma vez que os componentes eletrônicos, comuns ao sistema das ERs, são sensíveis a temperatura, conforme mostra a fig. 5.

AMBIENTES		1	2	3	4	5	6	7	8
NOME		Fachada	Casa de vigilância	Área Externa	Hall de entrada	Sala de Equipamentos	WC	Sala do Tanque	Sala dos geradores
Nome do equipamento	Potência (W)	QUANTIDADE DE EQUIPAMENTOS							
Lâmpada Fluorescente Compacta	36W				1				
Luminária de Lâmpada Fluorescente	2x20W		4	2					
	2x40W					11			6
	2x32W					1			
Lâmpada Incandescente	60W		2						
	100W						1	2	
Lâmpada Mista	160W	2		2					
Ar Condicionado	7000kW					2			
	10750 kW					2			
Motor Elétrico 0,5CV	370 W								1
Conjuntos de Equipamentos	17600					1			
Total parcial (W)		320	280	400	36	54,044	100	200	850
Total de carga instalada (W)		56.230							

Figura 5 - Levantamento de carga instalada na ER.

O consumo mensal das ERs varia de acordo com a carga instalada em cada uma delas. De acordo com a Fig. 6, a ERA consome em média 18.469, a ERB 12.077 e a ERC 4.655 kWh de energia elétrica, totalizando 220.768, 144.926 e 55.865 kWh por ano, respectivamente.

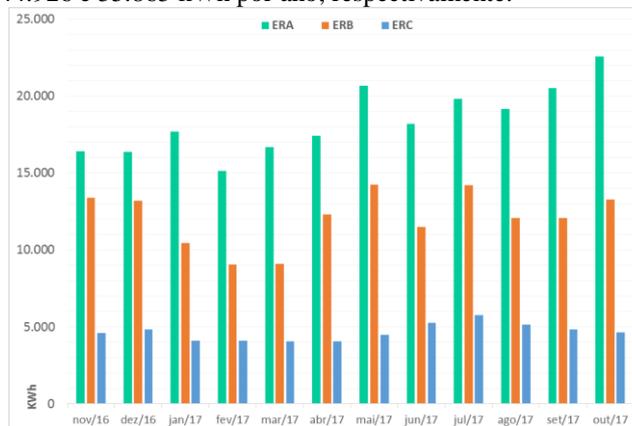


Figura 6 - Consumo ativo (kWh) de 3 ERs durante um ano.

Analisando o custo mensal com energia elétrica, verificou-se que a ERA, que tem o maior consumo, paga cerca de R\$ 176.827,73 anualmente ou, em média, R\$ 14.735,56 por mês à concessionária de energia elétrica, valores essenciais para o cálculo da viabilidade financeira, uma vez que o fluxo de caixa do projeto de microgeração de energia está relacionado majoritariamente à redução deste custo.

Na ERB, por exemplo, a vida útil de uma bateria é, em média, 30% menor do que a média das demais estações da empresa que não possuem altos índices de interrupção em seus históricos, o que representa um custo adicional médio R\$ 22.500,00 a cada 7 anos.

Existem ainda os custos com consumo de óleo diesel, que no caso mais crítico da ERC é de 190 l/mês, a um custo mensal de R\$ 697,30 e anual de R\$ 8.367,60. Além disso, há também custos atrelados à manutenção dos GMGs que são referentes ao deslocamento das equipes de manutenção para os locais que foram comprometidos pelos eventos provenientes da rede elétrica. Considerando todos os custos com deslocamento, o tempo da equipe responsável pelo restabelecimento da energia e os materiais utilizados no procedimento, excluindo a substituição de baterias e o abastecimento de óleo diesel, os custos estimados relacionados a cada interrupção é de cerca de R\$ 750,00.

É importante citar que existem outros custos associados difíceis de serem mensurados, uma vez que dizem respeito à eficiência da prestação de serviços, além da imagem da empresa.

## 5. PROPOSTA

A utilização dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) é atualmente, segundo Sá (2016), uma das formas de geração distribuída mais comum, pois objetiva principalmente a diversificação da matriz

elétrica e, assim, a redução do uso de fontes poluentes, tendência do mercado atual. Esse tipo de configuração, na qual utiliza-se a energia solar, pode ser dividido em dois tipos: a centralizada, caracterizado pela presença de uma grande usina geradora; e a descentralizada, sistema instalado junto ao consumidor.

Nos SFCR descentralizados não é necessária a utilização de banco de baterias, visto que toda energia elétrica gerada é utilizada para o abastecimento do empreendimento e o excesso, caso haja, é redirecionado a rede pública para o uso por outros consumidores, gerando para o micro ou minigerador créditos junto à concessionária de energia elétrica sendo utilizados nos períodos em que o sistema fotovoltaico não consiga abastecer a carga, obedecendo o prazo de validade definido de sessenta meses. Além das vantagens supracitadas, Sá (2016) afirma que esse tipo de sistema promove um maior aproveitamento da energia elétrica gerada, uma vez que não há necessidade de linhas de transmissão.

Apesar da vantagem quanto à obtenção de créditos, de acordo com a resolução estabelecida pela ANELL (2015), deve ser pago mensalmente à distribuidora, referente ao custo de disponibilidade do circuito, no mínimo, o valor da demanda contratada para o consumidor do grupo A.

Em virtude dos custos associados aos impactos provocados pela interrupção de tensão (baixa QEE), bem como os incentivos promovidos para a implantação de geração distribuída, neste artigo é proposto um sistema fotovoltaico conectado em rede que objetiva suprir as necessidades da empresa compensando as perdas financeiras.

Assim como em (Pereira, 2017), o dimensionamento preliminar da planta foi desenvolvido utilizando o Simulador Solar, software livre do Programa América do Sol, desenvolvido através da parceria entre o Instituto Ideal e a Cooperação Alemã. A proposta foi desenvolvida em parceria com a Amazon Solar, empresa paraense que desenvolve soluções para geração de energia elétrica através da fonte solar.

Apenas para a ERA, foram propostos dois sistemas fotovoltaicos, um suficiente para suprir 100% consumo anual da ERA (com reajuste da demanda contratada para 135 kV) e outro para suprir cerca de 31% do consumo anual da estação em questão (mantendo a demanda contratada de 45 kWh).

Na Tab. 1, consta o sistema da proposta 1, com suprimento de 100% do consumo anual. Tal geração corresponde a um fornecimento de cerca de 240,652 MWh por ano e um consumo por parte da concessionária de energia de 1,62 MWh, devido principalmente ao custo de disponibilidade, que se refere ao pagamento da demanda contratada.

Tabela 1 - Sistema Fotovoltaico – Proposta 1

<b>Potência do Sistema</b>	162,5 kWp
<b>Potência do Módulo</b>	325 W
<b>Número de Módulos</b>	500 unidades
<b>Modelo do Módulo</b>	Canadian Solar CS6U-325P 72 Cells
<b>Modelo do Inversor</b>	Fronius Eco: 27.0-3-S / 27.0-3-S Light
<b>Eficiência Máxima</b>	98,3%
<b>Número de Inversores</b>	5 (1 + 4)
<b>Área Ocupada</b>	1.000 m <sup>2</sup>

Como descrito anteriormente na Fig. 6, o perfil de consumo da ER é diretamente influenciado pela falta de qualidade da energia proveniente da concessionária, especificamente devido às interrupções, onde a ER precisa entrar com os GMGs para gerar a energia necessária para seu consumo. A Fig. 7 apresenta graficamente o comparativo entre os consumos de energia, em kWh, atual e proposto, ou seja, após a instalação do SFCR.



Figura 7 - P1-Consumo de energia elétrica (kWh) atual x proposto.

Apesar de produzir energia suficiente para auto abastecimento durante 10 meses do ano, a ER não poderá ter sua fatura zerada, estando limitada ao consumo mínimo de 135 kWh, devido ajuste de demanda em contrato, referente ao custo de disponibilidade.

Em face a isto, a Fig. 8 mostra a quantidade estimada de energia gerada pelo sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e o quanto foi requerido do sistema de distribuição para chegar ao consumo mensal da ER.

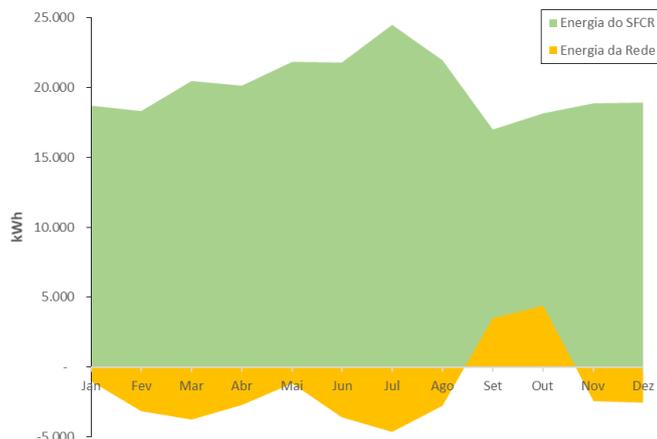


Figura 8 - P1-Eletricidade gerada pelo SFCR x fornecida pela rede.

A Tab. 2 mostra um comparativo entre os valores, em reais, das faturas atuais da ER em relação às faturas estimadas com o sistema fotovoltaico conectado à rede, considerando os créditos e o pagamento referente à disponibilidade.

Tabela 2 - Comparativo Modelo Atual x Proposto 1

Mês	Consumo (kWh)	Geração (kWh)	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)
nov/16	16.413	18.866	27.659,02	21.988,26
dez/16	16.366	18.910	27.659,02	21.985,21
jan/17	17.699	18.691	27.659,02	22.071,71
fev/17	15.159	18.340	27.659,02	21.906,87
mar/17	16.706	20.446	27.659,02	22.007,25
abr/17	17.439	20.138	27.659,02	22.054,87
mai/17	20.688	21.850	27.659,02	22.265,74
jun/17	18.205	21.806	27.659,02	22.104,56
jul/17	19.834	24.482	27.659,02	22.210,30
ago/17	19.162	21.937	27.659,02	22.166,68
set/17	20.530	17.023	27.659,02	22.255,50
out/17	22.567	18.164	27.659,02	22.387,72
<b>Total</b>	<b>220.768</b>	<b>240.652</b>	<b>331.908,24</b>	<b>265.404,68</b>

Através da análise dos dados apresentados, é possível notar que o sistema proposto reduziria a conta de energia em média R\$ 66.503,56 por ano, sem considerar os custos das intervenções quando necessárias.

Na Tab. 3, consta o sistema da proposta 2, com suprimento de 31% do consumo anual. Tal geração corresponde a um fornecimento de cerca de 68,135 MWh por ano e um consumo por parte da concessionária de energia de 153,173 MWh, incluindo o custo de disponibilidade, que se se refere ao pagamento da demanda contratada.

Tabela 3 - Sistema Fotovoltaico – Proposta 2

<b>Potência do Sistema</b>	46 kWp
<b>Potência do Módulo</b>	315 W
<b>Número de Módulos</b>	146 unidades
<b>Modelo do Módulo</b>	Canadian Solar 72 Cells
<b>Modelo do Inversor</b>	Fronius – Symo 20.0-3-M
<b>Eficiência Máxima</b>	98%
<b>Número de Inversores</b>	3
<b>Área Ocupada</b>	234 m <sup>2</sup>

A Fig. 9 apresenta graficamente o comparativo entre os consumos de energia, em kWh, atual e proposto, ou seja, após a instalação do SFCR.

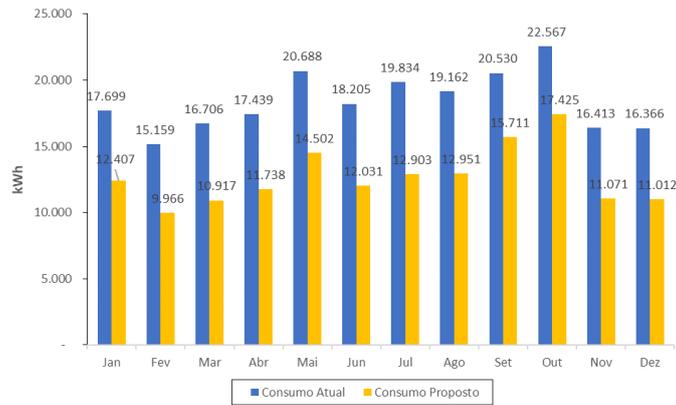


Figura 9 - P2-Consumo de energia elétrica (kWh) atual x proposto.

Com a limitação imposta pela demanda contratada de 45 kW, o SFCR só pode produzir 31% da energia consumida atualmente. Diante disto, a Fig. 10 mostra a quantidade estimada de energia gerada pelo sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e o quanto foi requerido do sistema de distribuição para chegar ao consumo mensal da ER.

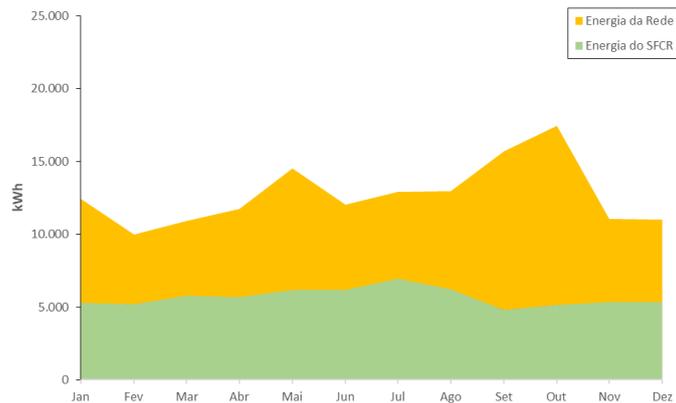


Figura 10 - P2-Eletricidade gerada pelo SFCR x fornecida pela rede.

A Tab. 4 mostra um comparativo entre os valores, em reais, das faturas atuais da ER em relação às faturas estimadas com o sistema fotovoltaico conectado à rede, considerando pagamento referente à disponibilidade.

Tabela 4 - Comparativo Modelo Atual x Proposto 2

Mês	Consumo (kWh)	Geração (kWh)	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)
nov/16	16.413	5.341	13.710,36	9.611,06
dez/16	16.366	5.354	12.633,34	8.306,02
jan/17	17.699	5.292	13.384,22	8.746,43
fev/17	15.159	5.192	13.261,15	8.925,46
mar/17	16.706	5.789	15.197,63	10.653,25
abr/17	17.439	5.702	13.924,50	9.202,31
mai/17	20.688	6.186	15.397,79	10.016,65
jun/17	18.205	6.174	16.150,29	10.915,43
jul/17	19.834	6.931	17.113,29	13.095,75
ago/17	19.162	6.211	18.565,95	14.335,11
set/17	20.530	4.820	13.961,03	9.417,52
out/17	22.567	5.143	13.527,18	9.101,96
<b>Total</b>	<b>220.768</b>	<b>68.135</b>	<b>176.826,73</b>	<b>122.326,96</b>

Através da análise dos dados apresentados, é possível notar que o sistema proposto reduziria a conta de energia em média R\$ 54.499,77 por ano, também sem considerar os custos das intervenções quando necessárias.

## 6. ANÁLISE DE VIABILIDADE

Para aquisição dos sistemas em questão é necessário um investimento de R\$ 662.046,32 para o SFCR de 162,5 kWp e de R\$ 170.516,04 para o SFCR de 46 kWp, visto que engloba custos com as placas fotovoltaicas, os inversores de frequência, os materiais elétricos, os serviços de solicitação, de instalação e o frete.

Através da análise do fluxo de caixa, é possível obter os principais parâmetros financeiros utilizados para escolha de um projeto: o tempo de retorno (*payback*) e o VPL.

Dessa forma, os projetos teriam *paybacks* conforme o descrito na Fig. 11, mesmo considerando que no 15º ano é necessário realizar a troca dos inversores de frequência devido ao fim da sua vida útil.

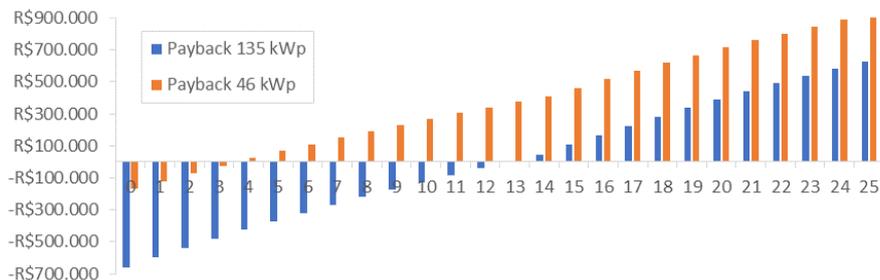


Figura 11 - *Payback* do estudo de caso.

Tendo em vista que a vida útil estimada do sistema fotovoltaico é de 25 anos, o projeto de 135 kWp apresenta um tempo de retorno em torno de 12 anos, enquanto o projeto de 46 kWp apresenta um tempo de retorno em torno de 3 anos.

O VPL do projeto de 135 kWp é calculado em -R\$ 224.455,13, que o caracteriza como inviável. Por sua vez, o projeto de 46 kWp obteve um VPL de R\$ 193.014,07, mostrando que além de ser viável e retornar o capital investido, também geraria lucro.

É válido ressaltar que o *payback*, exposto na Fig. 11, utiliza as taxas e informações contidas na Tab. 5, sendo assim, considerou-se uma taxa de atratividade de 7,7% (Poupança).

Tabela 5 - Taxas e Premissas

<b>Valor da Energia (Ano 0)</b>	R\$ 0,65
<b>Reajuste Tarifário / Ano</b>	10,80%
<b>Degradação dos Painéis / Ano</b>	0,995%
<b>Inflação Projetada / Ano</b>	4,50%
<b>Taxa de Poupança / Ano</b>	7,7%
<b>Ano de Troca do Inversor</b>	15 anos
<b>Custo de Troca do Inversor</b>	R\$ 70.000,00

De formar lógica, quanto maior a taxa de atratividade menor será o VPL e maior o *payback*. Para o caso em questão, o TIR calculado é de 14,35% para o projeto de 135 kWp (abaixo da expectativa de 20%) e para o projeto de 46 kWp é de 36,69%, que também simboliza a taxa máxima de atratividade. Os resultados obtidos para os dois projetos encontram-se comparados na Tab. 6.

Tabela 6 - Resultados dos Indicadores

<b>Indicadores</b>	<b>SFCR 135 kWp</b>	<b>SFCR 45 kWp</b>
TIR	14,35%	36,69%
VPL	-R\$ 224.455,13	R\$193.014,07
<i>Payback</i> simples	8,46 anos	3 anos
<i>Payback</i> descontado	12,9 anos	3,51 anos

## 7. CONCLUSÃO

A falta de QEE, como a interrupção do fornecimento de energia elétrica possui influência considerável sobre o funcionamento de uma estação repetidora, bem como na disponibilidade do serviço disponibilizados por esta, além de provocar perdas financeiras às concessionárias de transmissão, principalmente se considerarmos a criação de indicador de disponibilidade, que pode resultar em penalidades em caso de descumprimento da meta.

Diante disto, a instalação de um sistema de geração própria apresenta-se como solução viável, uma vez que atua dentre outros, diretamente na redução dos custos referentes ao consumo de energia elétrica.

Através da análise de investimento financeira realizada, conclui-se que o projeto do sistema fotovoltaico conectado à rede, é extremamente importante no resultado que se busca alcançar, pois o projeto mantendo a demanda já contratada de 45 kW se mostrou financeiramente bem mais rentável que o projeto de 135 kWp, obtendo uma TIR maior em 22,35%, um VPL maior em R\$ 417.469,20, um *Payback* simples menor em 5,46 anos e um *Payback* descontado menor em 9,39 anos.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução Normativa 687”. 2015.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética, “BEN 2017. Relatório Síntese - ano base 2016”. Jun 2017, RJ.
- Ekon Consultoria Corporativa. “Setor Elétrico Brasileiro. Energia fotovoltaica”. São Paulo. SP. Maio de 2016. Disponível em: <https://www.slideshare.net/edgarnakano/mercado-brasileiro-fotovoltaico>. Acesso em: 09/11/2017.
- Gomes, V.; Camioto, F. análise de viabilidade econômica da implantação de um sistema de energia fotovoltaico nas residências Uberabenses. XXXVI Encontro Nacional De Engenharia de Produção. João Pessoa/PB, out. 2016.
- Governo do Estado de São Paulo - Secretaria de Energia e Mineração. Valor Econômico. “Energia renovável e o futuro da matriz energética do Brasil”. Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/2017/05/energia-renovavel-e-o-futuro-da-matriz-energetica-do-brasil>. Acesso em: 09/11/2017.
- Hirschfeld, Henrique. “Engenharia Econômica e Análise de Custos” Editora Atlas, 7ª ed., 2013.
- MRE – Ministério das Relações Exteriores. “Contribuições Nacionalmente Determinadas – NDC”. Disponível em: [http://www.itamaraty.gov.br/images/ed\\_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf](http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf). Acesso em: 09/11/2017.
- Ministério de Minas e Energia (MME). “Energia solar no Brasil e no mundo - Ano de referência 2016”, 2017.
- Pereira Jr, J.; Barbosa, D. Silva, K. Menezes, A. Viabilidade Econômica da Implantação de Sistema Fotovoltaico em uma Central Telefônica: um Estudo de Caso. XII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica. Curitiba-PR, ago. 2017.
- Portal Brasil - Governo do Brasil - Infraestrutura. “Brasil é o 5º país em ranking de capacidade de geração eólica.” Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2017/02/brasil-e-o-5-pais-em-ranking-de-capacidade-de-geracao-eolica>, Publicado em: 13/02/2017. Acesso em: 09/11/2017.
- Portal Solar. “Quanto custa a energia solar fotovoltaica.” Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>. 2017. Acesso em: 09/11/2017.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century). “Relatório da Situação Mundial das Energias Renováveis”, 2016.
- Sá, Vinícius de S. “Estudo de Viabilidade de Utilização de Sistema de Geração Fotovoltaica Conectado à Rede no Brasil” Universidade Federal de Ouro Preto, 2016.

## IMPLEMENTATION OF GTPVS IN REPEATER STATION - FINANCIAL FEASIBILITY STUDY

**Abstract.** *The article presents a financial feasibility study for the implementation of grid-tie photovoltaic system in a repeater station belonging to a large Brazilian company in the energy transmission segment. In the analysis, two projects were considered, one of 45 kWp, maintaining the already contracted demand of 45 kW and another of 135 kWp, adding 90 kW in the current demand. For viability verification, consolidated financial indicators (TIR, VPL and Payback) were used, taking into account the SFCR investment, installation and maintenance values and amounts paid annually for the energy distributor. Thus, it was possible to show that the use of photovoltaic generation, besides compensating for the lack of quality of electric energy (QEE), can be financially attractive for the energy transmission company.*

**Key words:** *Financial viability, Photovoltaic Generation, Electric energy quality.*