

ANÁLISE DE RISCO PARA O INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Jean Diniz – jeandiniz89@gmail.com

Wadaed Uturbey – wadaed@cpdee.ufmg.br

Programa de Pós-graduação em Eng. Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais-UFMG

Eduardo Nohme Cardoso – nohme@cpdee.ufmg.br

Departamento de Eng. Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais-UFMG

Bruno Marciano Lopes - bruno.marciano@cemig.com.br

Companhia Energética de Minas Gerais, CEMIG-D

Resumo. *Este trabalho apresenta uma metodologia para a avaliação de riscos para investimentos em geração distribuída fotovoltaica no contexto do mecanismo de compensação de energia definido nas resoluções normativas 482/2012 e 687/2015 da ANEEL considerando os parâmetros de incerteza associados ao fluxo de caixa. A análise se baseia em um modelo de fluxo de caixa através do qual são determinadas as distribuições de probabilidade dos parâmetros de investimento VPL, TIR, LCOE e Payback, além das métricas de risco VaR e C-VaR adaptadas para a avaliação de investimentos. As fontes de incerteza presentes no processo de tomada de decisão são caracterizadas utilizando distribuições de probabilidade triangulares que são entrada para o Método de Simulação de Monte Carlo. Os resultados para investimentos em microgeração na região de Belo Horizonte são apresentados e permitem conclusões significativamente favoráveis para o investimento nos sistemas fotovoltaicos. Além disso, a metodologia utilizada para este tipo de análise é validada no desenvolvimento do trabalho.*

Palavras-chave: *Risco em investimentos, Geração Fotovoltaica.*

1. INTRODUÇÃO

Segundo a nota técnica NT 0017/2015 da ANEEL, 69% dos investimentos em sistemas de geração distribuída (GD) de energia elétrica de fonte solar fotovoltaica (FV) realizados no Brasil no contexto da Resolução Normativa nº 482 de 2012 correspondem a consumidores residenciais. O mecanismo de compensação de energia definido nessa resolução objetiva favorecer o consumo local da energia gerada, sendo que os excedentes de geração FV são injetados à rede e posteriormente compensados com o consumo futuro.

Surge assim a oportunidade de definir métodos de avaliação da atratividade do investimento para o consumidor. Muitas publicações analisam o custo nivelado da energia (LCOE – Levelised Cost Of Energy) e mostram paridade tarifária para algumas regiões do Brasil (Briano et al. 2015). Já outras utilizam critérios tradicionais de avaliação de investimento baseados no fluxo de caixa descontado e nos critérios de valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e tempo de retorno do investimento (*Payback*).

Porém, ainda que se utilizem estes mecanismos, as decisões de investimento são sempre realizadas na presença de incertezas sobre a evolução dos parâmetros que definem o retorno do investimento. Surgem assim, metodologias de avaliação de riscos envolvidos na tomada de decisão de investimento. As ferramentas de apoio para avaliação de risco mais utilizadas na gestão de risco financeiro são o valor em risco - VaR (Value-at-Risk) e o valor em risco condicional - CVaR (Conditional Value-at-Risk) (Morgan, 1996, Jorion, 1997). Sua aplicação na avaliação de investimentos envolve a estimação do valor em risco associado aos critérios de avaliação de investimento mencionados acima, VPL, TIR etc. Os investimentos são modelados através de fluxos de caixa de longo prazo que estão expostos a riscos financeiros, regulatórios e de mercado da atividade do projeto particular considerado (Ye, 2000 e Caron, 2007).

O presente trabalho busca avaliar a atratividade do investimento em geração distribuída fotovoltaica, na região de Belo Horizonte, para unidades consumidoras residenciais, considerando o efeito das incertezas associadas às variáveis que influenciam a economia gerada por estes sistemas. A contribuição do trabalho está na construção de uma metodologia para avaliar resultados financeiros e riscos representando explicitamente as fontes de incerteza presentes na tomada de decisão, utilizando os conceitos de VaR e CVaR, para investimentos em microgeração FV no contexto do mecanismo de compensação de energia da RN 482 e 687/2015 da ANEEL.

2. OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é elaborar uma metodologia de avaliação do investimento em geração distribuída fotovoltaica, na região de Belo Horizonte, considerando as incertezas associadas a variáveis que influenciam a economia gerada por estes sistemas.

O objetivo específico é introduzir as métricas de risco VaR e CVaR no contexto econômico da geração distribuída fotovoltaica para os sistemas estudados e investigar a atratividade a partir destas métricas.

3. METODOLOGIA

A metodologia utilizada pode ser apresentada nas seguintes etapas:

- Modelo de fluxo de caixa;
- Análise tradicional de investimento (VPL, TIR, *Payback* e LCOE);
- Análise de investimento por métricas de risco (VaR e CVaR);
- Levantamento de dados e caracterização dos parâmetros de incerteza;
- Simulação das incertezas (Método de Simulação de Monte Carlo);

As etapas da metodologia são detalhadas a seguir.

3.1. Modelo de fluxo de caixa

O modelo de fluxo de caixa considera a dinâmica de receitas e despesas ao longo de um período de 25 anos. Este período equivale ao tempo estimado pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos no qual a conversão de energia ocorre acima dos 80% de rendimento.

O investimento inicial é determinado pela potência do sistema fotovoltaico multiplicado pelo valor praticado pelos integradores para entregar o sistema em condições de operação.

As receitas são determinadas pela economia correspondente custo evitado quando os consumidores geram a própria energia e evitam adquiri-la através da rede de distribuição. O valor das receitas é calculado multiplicando-se o valor da energia gerada pelo preço da tarifa de energia praticado pela concessionária. A energia gerada considera o valor de potência instalada do sistema fotovoltaico e o nível de irradiação apresentado para a região conforme CRESEB (2015). Anualmente, considera-se a queda de rendimento na conversão de energia conforme especificações dos fabricantes.

As despesas correspondem aos custos de operação e manutenção, o pagamento pela taxa de disponibilidade e a substituição do inversor conforme o período estimado pelos fabricantes para sua vida útil. Os custos de operação e manutenção são calculados com percentual do investimento inicial com periodicidade anual. A troca do inversor também é considerada como percentual do investimento inicial ao final do décimo e do vigésimo ano. O custo de disponibilidade é equivalente ao consumo de 50 kWh, referente às unidades consumidoras da classe residencial e subclasse bifásica.

Uma vez determinadas as variáveis de entrada relacionadas ao fluxo de caixa, podem-se definir os parâmetros de análise de investimento, apresentados na seção 3.2.

3.2. Análise tradicional de investimento

Tradicionalmente, as análises de investimento são feitas com base em três indicadores principais: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* descontado. Entretanto, no contexto da geração distribuída de energia elétrica, formalizou-se outro indicador que determina o preço do kWh gerado a partir do sistema de GD. Este indicador é denominado Custo Nivelado de Energia ou LCOE (*Levelized Cost of Energy*).

Nesta seção, apresentam-se as formalizações matemáticas de cada indicador e os respectivos critérios de decisão conforme Mesquita (2006).

Valor Presente Líquido (VPL).

O Valor Presente Líquido apresenta o valor presente (ou atual) de uma série de movimentos financeiros futuros, descontadas uma taxa de juros apropriada e o investimento inicial. O cálculo do VPL é apresentado na Eq. (1).

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

Onde INV = Investimento inicial; FC = Fluxo de caixa; t = índice do período de tempo; T = Período final; i = taxa de juros do capital (que pode ser a taxa mínima de atratividade).

O VPL indica um posicionamento favorável ao investimento caso seja positivo; indiferente ao investimento caso seja igual a zero ou desfavorável ao investimento quando for negativo.

Taxa Interna de Retorno (TIR).

A taxa interna de retorno é o indicador obtido a partir da igualdade entre os fluxos de entrada e de saída de um fluxo de caixa. A TIR representa o percentual que remunera o capital investido de modo a recuperá-lo totalmente. Este indicador é encontrado resolvendo-se a taxa que satisfaz a Eq. (2).

$$-INV + \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (2)$$

Onde INV = Investimento inicial; FC = Fluxo de caixa; t = índice do período de tempo; T = Período final; TIR = Taxa Interna de Retorno.

Para avaliação do critério de decisão a partir da TIR, é conveniente que o investidor possua uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que pode representar a taxa do custo do capital ou custo de oportunidade referente a aplicação deste capital em outros investimentos. Uma vez definida a TMA, o critério de decisão é favorável ao investimento se a TIR for maior do que a TMA, indiferente ao investimento se a TIR = TMA, e desfavorável ao investimento se TIR for menor que a TMA.

Tempo de retorno sobre o investimento descontado (Payback Descontado).

O tempo de retorno sobre o investimento representa o número de períodos necessários para se recuperar o investimento inicial. O *payback* descontado visa identificar o período a receita acumulada supera as despesas acumuladas. Para obter o *payback* descontado deve-se encontrar o tempo t que satisfaz a Eq. (2).

O critério de decisão que utiliza o indicador *payback* descontado está relacionado a preferência do investidor quanto ao tempo de retorno. Como regra geral, quanto menor o *payback*, mais atrativo é o investimento.

Custo Nivelado de Energia (LCOE).

O custo nivelado de energia, conforme citado por EIA (2010), representa o preço do kWh gerado pelo sistema fotovoltaico. Ele é obtido pela relação entre as despesas totais ao longo do período, incluindo o investimento inicial, e a energia total gerada ao longo do período conforme a Eq. (3), apresentado por NREL (2014).

O LCOE é utilizado para a definição da paridade tarifária, que representa a equiparação do custo da energia gerada por um sistema de GDFV e as tarifas praticadas pelas distribuidoras, de acordo com EPE (2014).

$$LCOE = \frac{\left(INV + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+i)^t} \right)}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (3)$$

Onde INV = Investimento inicial; C = Custos para operação e manutenção do sistema de GD; t = índice do período de tempo; T = Período final; i = taxa de juros do capital.

O critério de decisão utilizando o LCOE apresenta uma posição favorável ao investimento quando o LCOE é menor do que a tarifa da concessionária, indiferente ao investimento quando LCOE é igual a tarifa de energia e desfavorável ao investimento quando o LCOE for maior do que a tarifa de energia da concessionária.

3.3. Análise de investimento por métricas de risco

A abordagem para análise financeira com os indicadores apresentados na seção 3.2 são abordagens determinísticas, ou seja, construídas com base em parâmetros fixos. Por outro lado, o contexto da geração distribuída apresenta parâmetros de incerteza que possuem natureza estocástica. Logo, uma abordagem mais adequada para a análise de investimento pode ser utilizada, levando-se em consideração a variabilidade das variáveis de risco.

Desta forma, é possível obter uma distribuição de probabilidades para cada indicador de investimento (VPL, TIR, Payback e LCOE). E para cada uma delas podem-se avaliar duas métricas utilizadas na gestão do risco financeiro: o *Value at Risk (VaR)* citada em Jorion, P. (1997). e o *Conditional Value at Risk (CVaR)*, citada em Artzner, P. *et al* (1997).

O Valor em Risco (VaR) fornece o valor da variável aleatória associada um determinado nível de confiança α . Ele representa o valor que a variável pode assumir a um nível de probabilidade de $\alpha\%$. Ou seja, há uma probabilidade de $(1-\alpha)\%$ de a variável assumir valores maiores do que VaR.

O CVaR é um indicador mais conservador que tem a finalidade de verificar o valor condicionado ao risco. Ele apresenta o valor médio do risco dado que a variável assume valores menores do que o VaR.

A Figura 1 ilustra a aplicação destas métricas de risco em uma variável aleatória X.

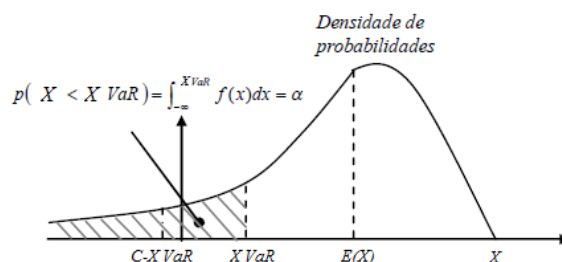


Figura 1 - VaR e CVaR em uma variável X

Conforme citado por Uturbey *et al.* (2010), para a análise de investimento em projetos, é conveniente atribuir este conceito ao VPL. Desta forma, obtém-se o *Net Present Value at Risk (NPVaR)* e o *Conditional Net Present Value at Risk (CNPVaR)*.

Como critério de decisão, observa-se um posicionamento favorável ao projeto, com um nível de confiança de $(1-\alpha)\%$ se o NPVaR for maior do que zero. Neste caso, o CNPVaR complementa a avaliação, apresentando o valor mínimo esperado e permitindo que o investidor tenha maior visão sobre os cenários menos favoráveis.

De forma geral, pode-se dizer que os projetos que apresentem maiores valores para NPVaR e CNPVaR possuem posicionamento favorável ao investimento.

Definidos os critérios para análise de investimento, podem-se determinar os parâmetros de incerteza e seus respectivos valores, apresentados na seção 3.4.

3.4. Levantamento de dados e caracterização dos parâmetros de incerteza

Buscando avaliar de forma mais completa a influência das variações de cada parâmetro de entrada, no comportamento do fluxo de caixa, foram listados os parâmetros de incerteza de acordo com Lowder *et al.* (2013).

As incertezas podem estar relacionadas a fenômenos naturais, aspectos políticos, econômicos ou regulatórios e desgastes físicos dos equipamentos. Elas influenciam diretamente na geração de energia ou nos preços e custos relacionados à dinâmica do fluxo de caixa.

A partir da identificação destes parâmetros buscou-se quantificar os valores máximos, mínimos e médios esperados para cada variável, de modo a definir os limites de variação das incertezas.

Para obter dados reais praticados no mercado, foi realizada uma pesquisa com 10 empresas prestadoras de serviços de projeto e instalação de sistemas fotovoltaicos (integradores), cadastradas em Belo Horizonte conforme Instituto Ideal (2015). A pesquisa identificou os valores de potência e os preços dos sistemas fotovoltaicos mais instalados na região em unidades consumidoras da classe residencial. O resultado da pesquisa e os demais valores dos parâmetros de incerteza são apresentados na Tab. 1, conforme EPE (2015), CEMIG (2015) e ANEEL (2014 e 2015).

Tabela 1 - Parâmetros de incerteza

Variáveis de risco		Máximo	Esperado	Mínimo
Investimento inicial (R\$)	1,5 kWp	12.000	10.500	9.000
	3,0 kWp	10.500	9.500	8.500
	5,0 kWp	10.000	8.500	7.500
Tarifa de energia elétrica (R\$/kWh) ¹		0,89	0,88	0,80
Horas de sol pico (horas por dia)		6,0	5,0	4,0
Custos de operação e manutenção ²		1,5	1,0	0,5
Taxa Mínima de Atratividade (TMA - %)		10,0	8,0	6,0
Queda no rendimento da UFV (%)		0,85	0,80	0,75
Aumento médio anual da tarifa de EE (%)		36,25	15,0	4,86
Troca do inversor ²		20	15	10

¹Tarifa de energia elétrica é considerada com a tarifa plena. Considerando ICMS = 30%, PIS = 1,65%, COFINS = 7,60% e a variação das bandeiras tarifárias conforme CEMIG (2015).

²Dado em porcentagem do capital inicial conforme citado por Betz (2015).

Após listar e definir os valores dos parâmetros de incerteza é possível modelar a simulação de Monte Carlo, conforme se apresenta na seção 3.3.

3.5. Simulação pelo Método de Monte Carlo

O efeito das incertezas relacionadas aos parâmetros de entrada do fluxo de caixa é avaliado através do método de simulação de Monte Carlo. A cada iteração, os parâmetros de incerteza recebem um valor aleatório dentro de um intervalo determinado. Posteriormente, os resultados do fluxo de caixa são calculados para cada combinação dos valores de entrada. Desta forma, obtém-se a distribuição de probabilidades para os critérios de avaliação de investimento: *Payback*, TIR, VPL e LCOE.

Os parâmetros de incerteza receberam valores aleatórios seguindo uma distribuição de probabilidades triangular. Os valores máximos, médios e mínimos foram apresentados na Tabela 1.

O número de 5000 iterações para a para a simulação de Monte Carlo apresenta-se suficiente para caracterizar a distribuição de probabilidade das variáveis de saída.

4. RESULTADOS

A seguir são apresentados os resultados de simulação para cada variável de análise e cada tipo de sistema estudado.

4.1. Payback descontado

O *payback* descontado para cada sistema pode ser observado na Tab. 2.

Tabela 2 – Resultados do *Payback* Descontado

UFV\Valor	Mínimo (anos)	Médio (anos)	Máximo (anos)
1,5 kWp	5	6,8	9
3,0 kWp	5	5,99	7
5,0 kWp	5	5,52	7

Observa-se que os valores máximos esperados para o *payback* acontecem na primeira década de operação do sistema e, portanto, antes da primeira troca de inversor, prevista para o 10º ano. Os valores máximos de *payback* são de 7 anos para os dois maiores sistemas considerados, e de 9 anos para o menor sistema.

O valor médio acontece no 6º ano para sistemas de 1,5kWp e no 5º ano para sistemas de 3 e 5kWp. Mesmo com as variações nos parâmetros, nenhum sistema apresenta *payback* inferior a 5 anos.

4.2. TIR

A TIR máxima, média e mínima para cada sistema pode ser observada na Tab. 3.

Tabela 3 – Resultados da TIR

UFV\Valor	Mínimo	Médio	Máximo
1,5 kWp	14,65	18,37	21,84
3,0 kWp	15,99	19,62	23,01
5,0 kWp	16,57	20,34	23,81

Observa-se que os valores médios de TIR superam os valores esperados para a TMA registrados na Tab. 2. Da mesma forma que o valor máximo encontrado para a TIR, apresenta cerca de três vezes maior do que a TMA. Os valores mínimos identificados para a TIR praticamente o dobro dos valores médios da TMA.

Quanto maior a potência, maior é a probabilidade de se obter maiores valores de TIR. Pelos critérios apresentados, a TIR indica um posicionamento favorável para o investimento em sistemas fotovoltaicos em qualquer configuração.

4.3. VPL

O VPL para cada sistema pode ser observado na Fig. 2, Fig. 4 e Fig. 6.

Os valores de VPL máximo, médio e mínimo para cada sistema são apresentados na Tab. 4.

Tabela 4 – Resultados da VPL

UFV\Valor	Mínimo (R\$)	Médio (R\$)	Máximo (R\$)
1,5 kWp	47.388	144.710	377.930
3,0 kWp	120.330	348.570	895.330
5,0 kWp	220.950	622.910	1.586.000

O VPL apresenta-se positivo em todas as configurações. Pelos critérios de avaliação, este indicador apresenta um posicionamento favorável para o investimento em sistemas fotovoltaicos. Quando maior a potência, observa-se que maior é o VPL. Percebe-se que mesmo considerando as incertezas, o investimento em sistemas de maiores potências se apresenta mais atrativo. E que o menor VPL é cerca de três a cinco vezes maior do que o investimento inicial.

4.4. LCOE

O Custo nivelado de energia para cada sistema pode ser observado nas Fig. 3, Fig. 5 e Fig. 7.

Os valores para análise são apresentados na Tab. 5.

Tabela 5 – Valores LCOE

UFV\Valor	Mínimo (R\$/kWh)	Médio (R\$/kWh)	Máximo (R\$/kWh)
1,5 kWp	0,3280	0,3992	0,4661
3,0 kWp	0,3057	0,3601	0,4111
5,0 kWp	0,2726	0,3296	0,3871

A distribuição de probabilidades observada para o LCOE nos três tamanhos de sistema apresenta os valores mínimos, médio e máximo inferiores aos preços praticados pela concessionária. Pelos critérios de decisão deste indicador, qualquer um dos sistemas se apresenta favorável para o investidor. Mais uma vez, verifica-se que quanto maior o sistema, mais barato fica o valor do kWh.

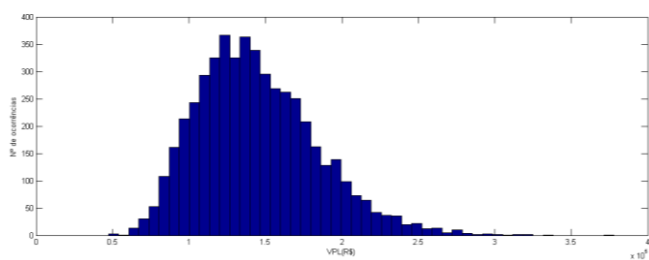


Figura 2 - VPL de 1,5 kWp

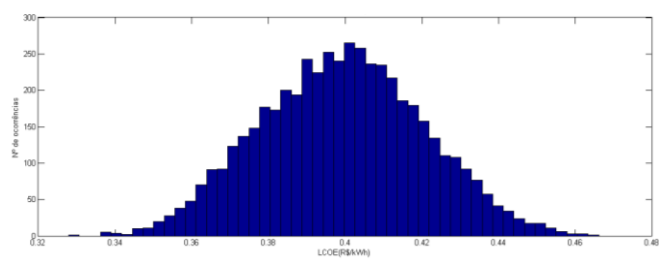


Figura 3 – LCOE de 1,5 kWp

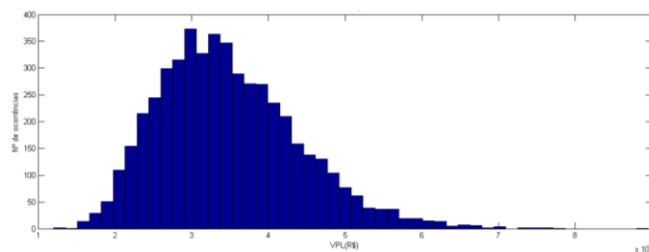


Figura 4 - VPL de 1,5 kWp

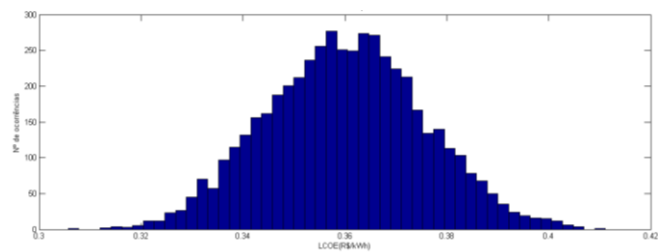


Figura 5 – LCOE de 3 kWp

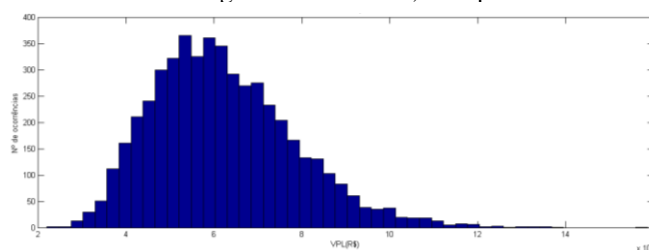


Figura 6 - VPL de 1,5 kWp

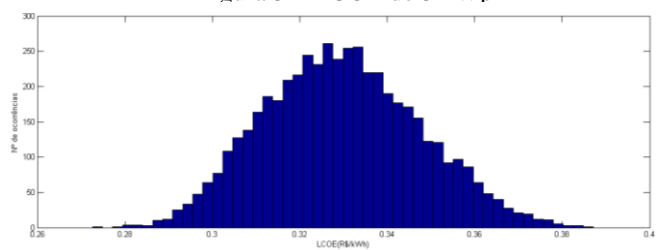


Figura 7 – LCOE de 5 kWp

4.5. NPVaR e CNPVaR

Os valores do para NPVaR e CNPVaR são apresentados na Tab. 6.

Tabela 6 – Valores NPVaR e CNPVaR

UFV\Valor	NPVaR (R\$)	CNPVaR (R\$)	α (%)
1,5 kWp	88.913	83.066	5,0
3,0 kWp	217.890	205.480	5,0
5,0 kWp	391.630	369.440	5,0

Ao avaliar o VaR para o VPL, observa-se que o NPVaR pode chegar na casa das centenas de milhares para os dois casos avaliados. Ainda, há 95% de probabilidade de obter um valor de VPL no investimento quase quatro vezes maior que o investimento realizado.

A análise do CNPVaR revela que é bastante próximo ao NPVaR. Portanto, pode-se dizer que valores muito menores que o NPVaR não são esperados. Finalmente, o comportamento para os três casos é semelhante, com CNPVaR aproximadamente quatro vezes maior que o investimento inicial.

5. CONCLUSÕES

O trabalho apresentou uma metodologia para avaliação de investimentos em microgeração fotovoltaica no contexto da RN 482 de 2012 baseada em métricas de risco. A base da metodologia é um modelo de fluxo de caixa simplificado que reflete a avaliação realizada pelos consumidores finais no momento de investir no sistema de GD. Ao incorporar a variação nos parâmetros de entrada (parâmetros de incerteza) na análise de investimento é possível combinar cenários mais otimistas ou mais pessimistas e obter informações mais completas para a tomada de decisão. Os

dados utilizados baseiam-se em pesquisa com os integradores fotovoltaicos, que indicam uma redução no investimento inicial dos sistemas fotovoltaicos quanto maior é a potência do sistema.

Considerando-se o contexto atual, e as informações obtidas através de agentes ativos deste mercado como entidades e empresas, observa-se que o investimento em sistemas fotovoltaicos se mostram muito atrativos na região de Belo Horizonte. Para todos os sistemas avaliados os indicadores tradicionais apresentaram critérios de decisão favoráveis ao investimento. As métricas de risco VaR e CVaR também mostram valores positivos relacionados aos sistemas fotovoltaicos. Através delas, verificou-se que os cenários menos favoráveis ainda possuem valores bastante positivos.

O estudo de caso apresentado indica a eficácia da metodologia proposta para análise de investimento considerando as fontes de incerteza. Diversos estudos futuros são possíveis. A aplicação em outras regiões de concessão permitiria caracterizar melhor a influência dos parâmetros na avaliação permitiria uma análise mais detalhada. Já no fluxo de caixa, um ponto que pode ser otimizado é estender o modelo para que seja possível considerar a influência dos impostos, do vencimento dos créditos de energia e o perfil de consumo das unidades consumidoras.

Agradecimentos

Este trabalho recebeu apoio financeiro da Cemig-D, no projeto de P&D Arranjos técnicos e comerciais para a incorporação da geração fotovoltaica à matriz energética brasileira do programa de P&D da ANEEL.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2015. Tarifas vigentes de todas as concessionárias. <http://www.aneel.gov.br> – acessado em 15/10/2015.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2014. Cadernos temáticos ANEEL – Micro e Minigeração distribuída. Pp.16.
- Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J., e Heath, D. 1997 . “Thinking coherently,” Risk, vol. 10 (11), pp. 68–71, 1997.
- Betz, S. 2015. PHOTOVOLTAIC ENERGY COMPETITIVENESS AND RISK ASSESSMENT FOR THE SOUTH AFRICAN RESIDENTIAL SECTOR. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition
- Betz, S. 2015. BRAZIL AS NEW PV MARKET OPPORTUNITY. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition
- CEMIG, 2015. Valores de tarifa e serviços. <https://www.cemig.com.br> – acessado em 15/10/2015
- CEMIG, 2015. Por dentro da conta de luz <https://www.cemig.com.br> – acessado em 16/10/2015.
- CRESESB, 2015. <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata> – acessado em 16/10/2015
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2014. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionamentos e Impactos. <http://www.epe.gov.br> – Acessado em 20/10/2015
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2015. Projeção da demanda de energia elétrica – para os próximos 10 anos (2015-2024). <http://www.epe.gov.br> – Acessado em 21/10/2015
- Energy International Agency (EIA) 2015. Annual Energy Outlook 2015 with Projections to 2040.
- F. Caron, Fumagalli, M. e Rigamonti, A. “Engineering and contracting projects: a value at risk based approach to portfolio balancing,” International Journal of Project Management, vol. 25, pp. 569–578, 2007.
- Instituto Ideal, 2015. Mapa de Empresas do Setor Fotovoltaico, site América do Sol. www.americadosol.com.br (acessado em 01/10/2015)
- Jorion, P. 1997. Value at Risk: The New Benchmark for Controlling Market Risk, 2nd ed., McGraw-Hill Companies Inc.
- José I. Briano, María J. Báez, Rocío M. Morales, PV GRID PARITY MONITOR Residential Sector 3rd issue. Feb. 2015. http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/pv_grid_parity_monitor_-_residential_sector_-_issue_3.pdf
- Lowder, T., Mendelsohn, M., Speer, B., Hill, R. 2013. Continuing Developments in PV Risk Management: Strategies, Solutions, and Implications. National Renewable Energy Laboratory.
- Mesquita, M. 2006. Resumo sobre Métodos de análise de investimentos. MBA em gerenciamento de obras. Universidade Federal da Bahia. pp. 01-08.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2014. System Advisor Model (SAM) – Levelized Cost of Energy (LCOE) <https://www.nrel.gov/analysis/sam/> - Acessado em 23/10/2015.
- Uturbey, W., Aguilar, L. A. 2010. Incertezas na Co-geração de Energia Elétrica: Uma abordagem via Conditional NPVaR. SBSE Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém, PA, 18 a 21 de Maio.
- Ye, S. e Tiong, R. “NPV-at-risk method in infrastructure project evaluation,” Journal of Construction Engineering and Management, vol. 126(3), pp. 227–233, 2000.

RISK ANALYSIS FOR INVESTMENTS IN PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION

Abstract. This paper presents a methodology for risk assessment in investments in photovoltaic microgeneration in the context of the energy compensation mechanism defined in the Brazilian regulatory acts 482/2012 and 687/2015 from

ANEEL, considering the uncertainty about the parameters that define the discounted cash flow of the investment. The analysis is based on a discounted cash flow model and in the v-NPV. Moreover, the internal rate of return-IRR, Payback and levelised cost of energy-LCOE are also analyzed. The sources of uncertainty involved in the decision-making process are characterized using triangular probability distributions that are input to the Monte Carlo simulation method. Results for investments in microgeneration in the Belo Horizonte region are presented. Significant favorable conclusions for investments in photovoltaic microgeneration are obtained.

Keywords: *Risk in investments, Photovoltaic Generation.*