

ESTIMATIVA DO CUSTO DE GERAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS USANDO CONFIABILIDADE

Sergio Shimura – sshimura@usp.br

Roberto Simplicio – roberto.simplicio@lsitec.org.br

Rafael Herrero – rherrero@lsi.usp.br

Cesar Biasi de Moura – cbmoura@lsi.usp.br

Marcelo Knorich Zuffo – mkzuffo@lsi.usp.br

Universidade de São Paulo, Laboratório de Sistemas Integráveis do Departamento de Engenharia de Sistemas
Eletrônicos da Escola Politécnica

Jose Aquiles Baesso Grimoni – aquiles@pea.usp.br

Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica

Resumo. O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para estimar o custo de geração (LCOE – Levelized Cost of Energy), custos de operação (OPEX) e disponibilidade de diferentes topologias de plantas fotovoltaicas (número de inversores, tamanho de strings e arrays e configuração de sua interligação). Métodos tradicionais de estimativa do LCOE utilizam um valor fixo para custos de operação e manutenção e não incluem as perdas de produção por paradas do sistema. A metodologia proposta, para endereçar estes problemas, inclui os custos de implementação da usina e os custos de operação (manutenções preventivas e corretivas e custos de peças e serviços associados); modelo de confiabilidade de cada componente – desde os módulos fotovoltaicos até a chave principal da usina; estratégia de gerenciamento de estoques de peças de reposição; modelos estatísticos dos tempos de reparo; custos por hora e tempos de atendimento de diferentes equipes de trabalho; custos de componentes e respectivos tempos para sua obtenção; e, finalmente, a produção associada a cada item. Três diferentes topologias são analisadas: uma com inversor centralizado e duas com inversores descentralizados. Os resultados de simulação mostram significativa variação nos custos de manutenção, de R\$ 18.015,55 a R\$ 36.740,05; LCOE de 260,36 R\$/MWh a 340,22 R\$/MWh e disponibilidade, de 98,53% a 99,01%. Comparado com estimativas tradicionais de LCOE, a diferença chega entre a metodologia proposta e a usual chega a 10,11%, mostrando que a topologia e estratégias de operação tem impacto significativo nas métricas analisadas.

Palavras-chave: Disponibilidade; Análise Financeira; Sistemas Fotovoltaicos

1. INTRODUÇÃO

As metodologias tradicionais para estimar o custo de geração de energia fotovoltaica dependem muito de dados históricos de sistemas semelhantes. Em regiões onde estes dados são escassos ou não estão disponíveis é necessária uma metodologia que leve em consideração as características do projeto, custos locais de manutenção (peças e serviços), tempos de parada e perdas de produção devido às paradas programadas e não programadas. Trabalhos neste sentido foram desenvolvidos, porém, com o objetivo de calcular somente a disponibilidade e taxa de falha do sistema (Zhang *et al.*, 2012) utilizando modelos de falha constante, o que não é necessariamente verdadeiro para a maioria dos componentes (Collins *et al.*, 2009).

De forma geral, os fundos de investimento do setor de energia utilizam um modelo simplificado para estimar o custo de geração baseado na seguinte expressão (ABINEE, 2012), (Cameron e Goodrich, 2010) e (Darling *et al.*, 2011):

$$LCOE = [CAPEX + PV(OPEX)] / PV(PE) \quad (1)$$

Onde:

LCOE: Custo final da energia fornecida pela usina - *Levelized Cost of Energy* (R\$/kWh)

CAPEX: capital investido em equipamentos e implementação (R\$)

PV(OPEX): Valor presente dos custos totais de operação da usina ao longo de sua vida útil (R\$)

PV(PE): Energia total produzida pela usina ao longo de sua vida útil (kWh)

Para o valor do capital investido (CAPEX), utiliza-se um valor de referência por W_p (Watt-pico) instalado que depende do país ou região onde a usina será instalada. Para o custo de operação (OPEX) utiliza-se um número entre 0,8 a 1,2% do capital investido (valor por ano). O valor utilizado depende da consulta entre especialistas do setor, levando em conta os custos regionais. A energia total produzida (PE) leva em conta a potência instalada multiplicada pelo tempo de vida da usina e considerando o seu fator de capacidade, que por sua vez depende da disponibilidade do recurso solar da região onde a usina será construída.

Este trabalho propõe uma metodologia que, além de possibilitar o cálculo da estimativa da disponibilidade do sistema, permite o cálculo do LCOE levando em conta a confiabilidade, perdas de produção por paradas e custos de manutenção e serviços de cada componente do sistema.

2. METODOLOGIA

Inicialmente é feito o diagrama de blocos de confiabilidade (RBD – Reliability Block Diagram) baseado no diagrama unifilar da usina e modos de falha, contendo duas fases de operação: diurna e noturna.

As propriedades dos blocos de confiabilidade devem ser definidas, tais como: modelos de confiabilidade, modelos de tempo de reparo, atrasos, informações de manutenção preventivas e corretivas, incluindo as equipes, suas tarefas e seus respectivos custos. Além disso, a produção associada a cada bloco também deve ser definida.

A energia total produzida é obtida através de simulação utilizando o software PVSyst™ (PVSYST, 2015). Com este resultado, o diagrama de fases do RBD é ajustado para que a razão entre as horas de produção da fase diurna e a quantidade de horas do dia seja próxima do fator de capacidade obtido na simulação – Fig. 6.

A simulação dos blocos de confiabilidade foi realizada com o ReliaSoft BlockSim 9™ (RELIASOFT, 2015).

Para o cálculo do LCOE, utiliza-se uma estimativa do CAPEX, baseado nos custos de implementação de empreendimentos similares em 2014 (Galdino, 2012) e (CTEEP, 2014).

Os custos de operação, obtidos na simulação do RBD são considerados constantes durante o período de operação da usina e, para o total de energia produzida, as seguintes perdas foram consideradas: 1% para os anos 1, 2 e 3; 0,7% para os anos 4 a 12 e 0,6% para os demais anos, até o final do período considerado, que é de 20 anos.

2.1 Diagrama Unifilar

Este estudo foi feito com base em um caso real: o projeto Villa Lobos que deverá ser colocado em operação até o final do ano de 2016. Trata-se de uma usina fotovoltaica de 445,9 kWp, 1820 painéis, situado no estacionamento do parque Cândido Portinari – Fig. 1.

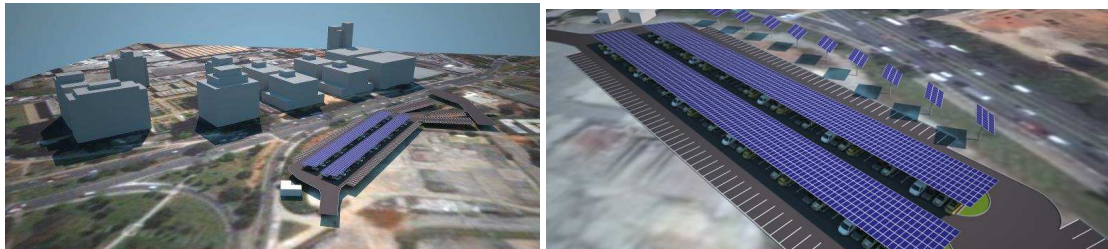


Figura 1 - Modelo da usina deste estudo: (a) modelo 3D com edificações do entorno. (b) vista do estacionamento solar.

Três diagramas serviram como base para este estudo: geração com inversor centralizado, geração com 4 inversores e geração com inversores distribuídos (1 por *string*). Todos os diagramas atendem as normas aplicáveis de instalações (ABNT, 2004) e interligações na rede da concessionária (AES ELETROPAULO, 2012).

2.2 Simulação da Produção de Energia

Para que se possa determinar o efeito da falha de componentes e paradas para manutenção na geração de energia da usina é necessário ajustar o modelo de produção do RBD. Utilizou-se o programa PVSyst™ para esta finalidade. Este simulador utiliza modelos de previsão que levam em conta o modelamento 3D da usina, dados meteorológicos e o posicionamento solar da região e dados técnicos dos módulos solares e inversores para estimar a produção de energia fotovoltaica.

O resultado da simulação é resumido na Fig. 2 para a usina localizada nas coordenadas 23°32'38"S 46°43'54"W a 730m de altitude.

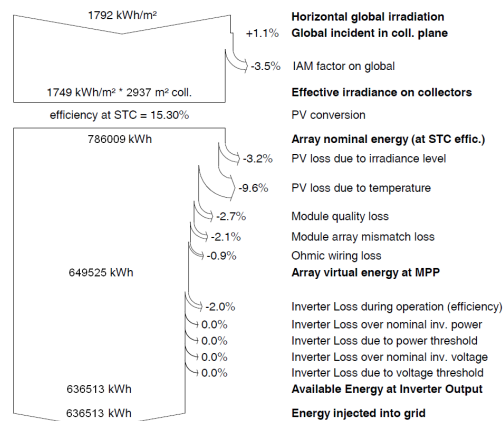


Figura 2 - Resultado da simulação de geração do PVSyst™.

O total de energia produzida em um ano é de 636.513 kWh com um fator de capacidade final de 16,3%, correspondendo a 3,9 horas de operação em capacidade máxima por dia. Esta informação é utilizada no BlockSimTM no diagrama de fases, que foi ajustado para 4 horas de operação diurna e 20 horas para operação noturna.

2.3 Simulação da Confiabilidade

Os modelos de confiabilidade de cada item foram baseados no documento *IEEE 493 Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems* (IEEE 493, 2007) para itens como fusíveis, chaves, transformadores; certificado dos fabricantes e estudos de caso (Collins *et al.*, 2009) para os inversores.

Para validar estes modelos, o número esperado de falhas foi comparado com os resultados de simulação e reajustado.

3. CONSTRUÇÃO DO DIAGRAMA DE BLOCOS

3.1 Topologia com inversor centralizado

A Fig. 3 mostra o modelo para a usina com inversor centralizado, que é composto por 1820 módulos fotovoltaicos organizados em 8 arranjos (*arrays*) que alimentam um inversor de 440 kWp: quatro *arrays* compostos por 10 strings de 22 módulos em série, dois *arrays* compostos por 11 strings de 22 módulos em série, um *array* composto por 9 strings de 24 módulos em série e finalmente um *array* composto por 10 strings de 24 módulos em série. Cada bloco representa um modo de falha e está associado a um modelo de confiabilidade de acordo com a Tab. 2.

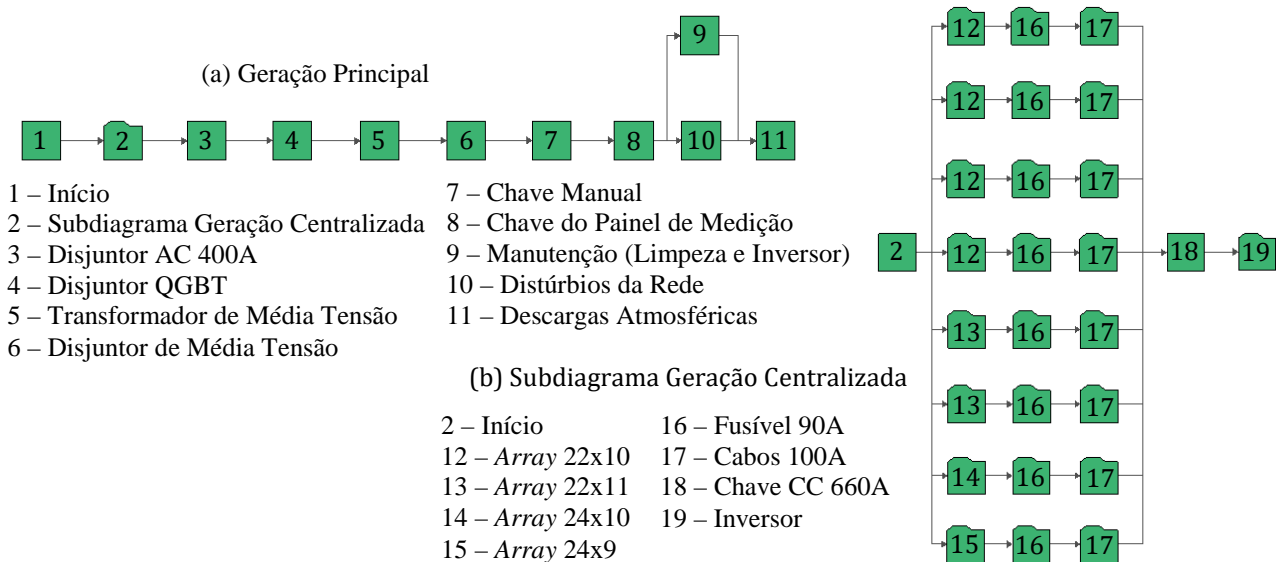


Figura 3 - RBD da topologia de inversor centralizado. (a) geração principal (b) subdiagrama do bloco de geração.

3.2 Topologia com quatro inversores

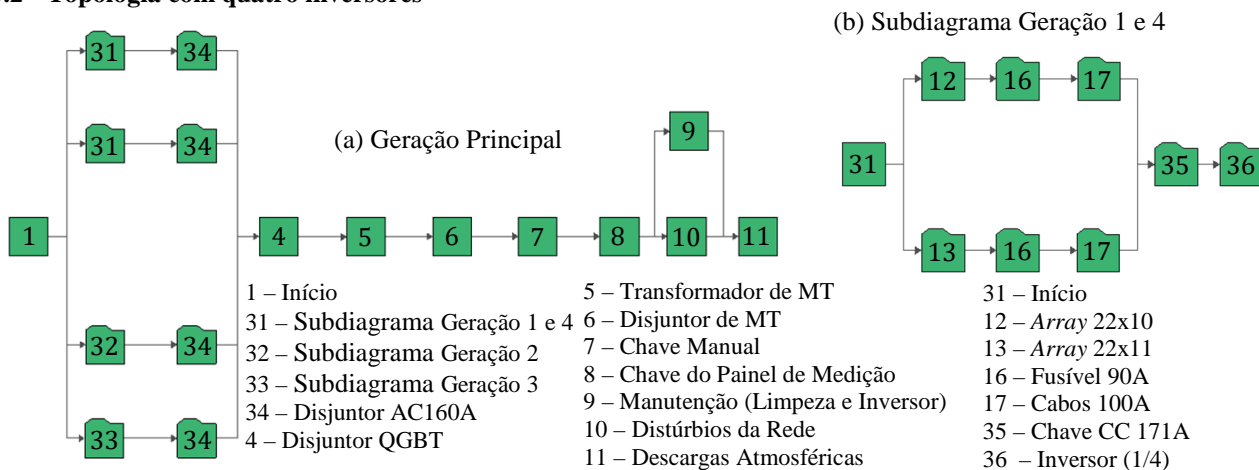


Figura 4 - RBD da topologia com 4 inversores. (a) geração principal (b) subdiagrama do bloco de geração (apenas o primeiro subdiagrama é mostrado. Os outros três seguem disposição semelhante).

A topologia com quatro inversores tem a mesma quantidade de módulos fotovoltaicos, 1820, e mesma organização de *arrays* (oito). Cada inversor de 110 kWp é conectado a 2 *arrays*, como mostra a Fig. 4.

3.3 Topologia com inversores distribuídos

A Fig. 5 mostra o diagrama de blocos da topologia onde cada *string*, de um total de 81, está conectado a um inversor de 5 kWp. 1820 módulos estão organizados nos mesmos 8 *arrays* mencionados anteriormente.

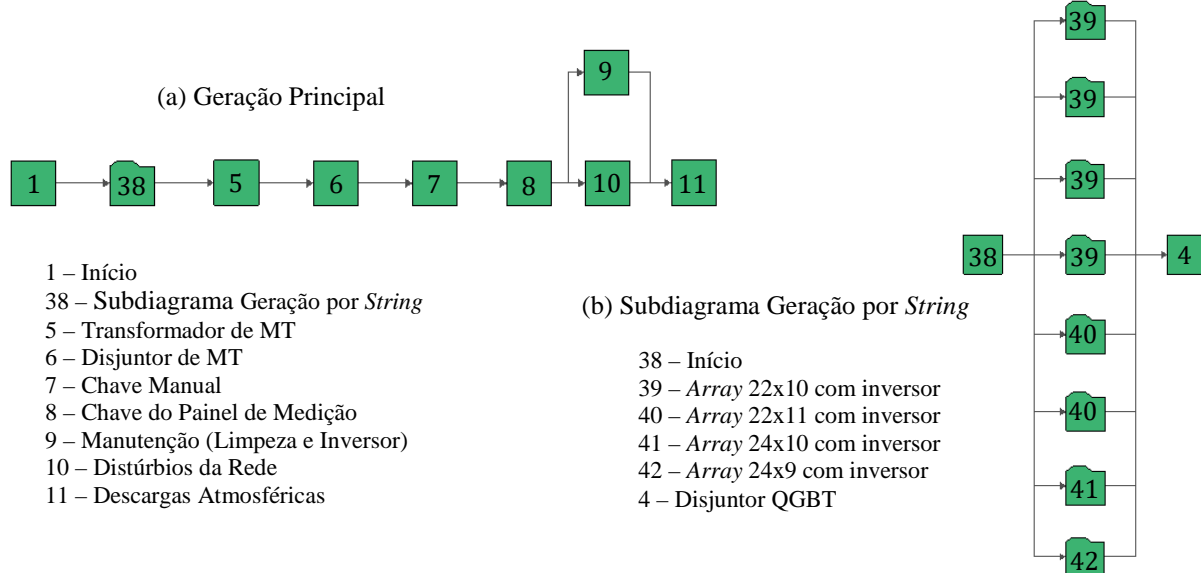


Figura 5 - RBD da topologia com um inversor por *string*. (a) geração principal (b) subdiagrama do bloco de geração.

3.4 Diagrama de Fases

O diagrama de fases usado nesta simulação representa a operação diurna e noturna e sua proporção é definida pelo fator de capacidade (16,3%) determinado pela simulação PVSystTM – Fig. 6. Devido à existência de uma fase em que não há produção (operação noturna) as operações rotineiras de manutenção são atribuídas a esta fase.

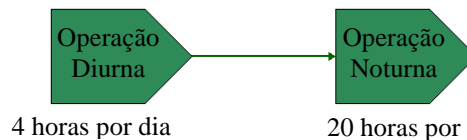


Figura 6 - Diagrama de Fases.

3.5 Modelos de Confiabilidade, Dimensionamento de equipes e Programação de Manutenções

A lista dos modelos de confiabilidade (*Universal Reliability Definition* – URD) usada nesta simulação é apresentada na Tab. 2. Os parâmetros iniciais e distribuições dos blocos ‘chaves’, ‘descargas atmosféricas’, ‘módulos fotovoltaicos’ e ‘transformadores’ são da referência (Collins *et al.*, 2009). Para os demais componentes, uma distribuição Weibull de 2 e 3 parâmetros foram atribuídos com o parâmetro β maior que um para representar um aumento de taxa de falha com o passar do tempo. Uma vez definidos, estes parâmetros foram ajustados para que o número de falhas esperado em um ano fosse coerente com os dados de fabricantes, publicação IEEE 493 (IEEE 493, 2007) e estudos de confiabilidade (IEA, 2002), como mostra a Tab. 6.

Três equipes foram definidas para operacionalizar a usina. A estratégia é ter duas equipes externas, chamadas por evento específico (reparo e limpeza) e uma equipe permanente (operação) que pode ser acionada a qualquer hora por dia, com sua base no local ou remoto, porém disponível para atendimento em curto período de tempo. Os atrasos logísticos são baseados na localização da usina – Tab. 1.

Tabela 1 - Informações das equipes de operação.

Nome da equipe	Número de tarefas simultâneas	Atraso logístico	Custo por hora
Limpeza	1	Sem atraso	50
Operação	1	2 horas	100
Reparo	Sem limite	7 dias	150

Tabela 2 - Modelos de confiabilidade e capacidade de produção de cada bloco.

Item (n. bloco)	Distribuição de falha ¹	Produção (W)
Cabo AC 10A (48)	WB3 (0,35; 3,0E+09; 3,9) dias	5880
Cabo 100A (17)	WB3 (0,35; 3,0E+09; 3,9) dias	59290
Chave do Painel de Medição (8)	WB3 (0,28; 3,0E+06; 17) dias	445900
Chave Manual (7)	WB3 (0,28; 3,0E+06; 17) dias	445900
Chave CC 90A (22)	WB3 (0,28; 5,2E+13; 17) dias	59290
Chave CC 171A (35)	WB3 (0,28; 3,0E+06; 17) dias	113190
Conectores (24)	WB3 (0,35; 1,5E+13; 3,9) dias	5880
Descargas Atmosféricas (11)	EX1 (189) dias	445900
Disjuntor de Média Tensão (6)	WB3 (0,35; 3,5E+05; 3,9) dias	445900
Disjuntor QGBT (4)	WB3 (0,35; 3,5E+05; 3,9) dias	445900
Disjuntor AC160A (34)	WB3 (0,35; 3,5E+05; 3,9) dias	113190
Distúrbios da rede (10)	EX1 (50) dias	445900
Fusível 10A (26)	WB3 (0,35; 2,9E+05; 3,9) dias	5880
Fusível 90A (16)	WB3 (0,35; 2,9E+05; 3,9) dias	59290
Inversor falha leve (29)	WB2 (1,5; 3,7) dias	445900
Inversor centralizado falha severa (30)	WB2 (1,5; 12) anos	445900
Inversor (1/4) falha severa (37)	WB2 (1,5; 12) anos	5880
Inversor distribuído falha severa (46)	WB2 (1,5; 12) anos	113190
Manutenção (Limpeza e Inversor) (9)	Intervalo fixo ²	0
Painel aberto (25)	WB3 (0,28; 6,0E+14; 17) dias	5880
Painel curto (23)	WB3 (0,28; 6,0E+14; 17) dias	245
Transformador de Média Tensão (5)	WB2 (6; 1,9E+04) anos	445900

¹ – WB2(β, η), WB3(β, η, γ): weibull 2 e 3 parâmetros; EX1(MTBF): exponencial

² – conforme Tabela 4

Tabela 3 - Propriedades dos blocos de confiabilidade

Item (n. bloco)	Tempo de reparo (h) ¹	Custo (R\$)	Equipe responsável ²	Origem do sobressalente ³
Cabo AC 10A (48)	WB2 (2; 10)	200,00	Operação	Local
Cabo 100A (17)	WB2 (2; 10)	200,00	Operação	Local
Chave do Painel de Medição (8)	WB2 (2; 3)	1000,00	Reparo	Fornecedor
Chave Manual (7)	WB2 (2; 3)	2000,00	Reparo	Fornecedor
Chave CC 90A (22)	WB2 (2; 3)	100,00	Operação	Local
Chave CC 171A (35)	WB2 (2; 3)	200,00	Operação	Local
Conectores (24)	WB2 (2; 5)	20,00	Operação	Ilimitado
Descargas Atmosféricas (11)	WB2 (2; 5)	200,00	Operação	Ilimitado
Disjuntor de Média Tensão (6)	WB2 (2; 5)	20.000,00	Reparo	Fornecedor
Disjuntor QGBT (4)	WB2 (2; 5)	2.000,00	Reparo	Fornecedor
Disjuntor AC160A (34)	WB2 (2; 5)	100,00	Reparo	Local
Distúrbios da rede (10)	WB2 (2; 5)	200,00	Reparo	Ilimitado
Fusível 10A (26)	WB2 (2; 2)	20,00	Operação	Ilimitado
Fusível 90A (16)	WB2 (2; 2)	50,00	Operação	Ilimitado
Inversor falha leve (29)	LGN(-4,25, 2,27)	0,00	Operação	Ilimitado
Inversor centralizado falha severa (30)	LGN(-4,25, 2,27)	202.156,98	Reparo	Importado
Inversor (1/4) falha severa (37)	LGN(-4,25, 2,27)	74.000,00	Reparo	Importado
Inversor distribuído falha severa (46)	LGN(-4,25, 2,27)	10.000,00	Reparo	Fornecedor
Manutenção (preventiva centralizado) (9)	2	0,00	Operação	Ilimitado
Manutenção (preventiva inversor (1/4)) (9)	4	0,00	Operação	Ilimitado
Manutenção (preventiva distribuído) (9)	12	0,00	Operação	Ilimitado
Limpeza dos painéis (todos) (9)	12	0,00	Limpeza	Ilimitado
Painel aberto (25)	WB2 (2; 6)	1500,00	Reparo	Local
Painel curto (23)	WB2 (2; 6)	1500,00	Reparo	Local
Transformador de Média Tensão (5)	WB2 (2; 8)	50.000,00	Reparo	Importado

¹ – WB2(β, η), WB3(β, η, γ): weibull 2 e 3 parâmetros; LGN(μ, σ): lognormal

² – conforme Tabela 1

³ – conforme Tabela 5

Tempos para reparo, atrasos associados à chegada das equipes e tempos para obtenção de peças de reposição foram estimados, para este trabalho, com base na estratégia de suprimento de peças e serviços local – Tab. 3.

Duas manutenções preventivas foram definidas para cada configuração: ‘Limpeza do Módulo FV’ e ‘Preventiva do Inversor’. Estas manutenções foram programadas de acordo com as recomendações dos fabricantes e são executadas durante a fase de parada da planta de modo a não comprometer a produção de energia. A Tab. 4 mostra a lista de tarefas com respectivas informações de duração e periodicidade. A Tab. 5 mostra os tempos de atraso, estimados pelos autores, de acordo com a origem dos itens de reposição.

Tabela 4 - Manutenção Preventiva

Tarefas planejadas	Duração	Intervalo
Limpeza do Módulo FV	12 horas	180 dias
Preventiva do Inversor Centralizado	2 horas	362 dias
Preventiva do inversor 110 kWp	4 horas	362 dias
Preventiva do Inversor Distribuído	12 horas	362 dias

Tabela 5 – política de gerenciamento de estoques

Tipo de estoque	Tempo logístico para aquisição
Estoque ilimitado	Sem atraso
Itens importados	Atraso de 45 dias
Itens com estoque no fornecedor	Atraso de 21 dias
Itens com estoque local	Atraso de 7 dias

4. RESULTADOS

O programa utiliza uma simulação Monte Carlo para calcular os valores de saída. O número total de itens que são avaliados para cada configuração é: 11.567 para inversor centralizado, 11.591 itens para 4 inversores e 12.089 itens para inversor distribuído. A quantidade de simulações foi escolhida em função da convergência. Nos resultados apresentados a seguir, a convergência obtida foi menor que 0,01.

4.1 Falhas por item

A Tab. 6 mostra o número de falhas por item, agrupadas de acordo com a topologia da usina. Os valores esperados são baseados na literatura (IEEE 493, 2007) multiplicados pela quantidade total em cada configuração. Os resultados mostram que os modelos estão bem ajustados a uma aplicação real.

Tabela 6 - número de falhas esperadas e calculadas pelo programa de simulação – centralizado.

Item	Centralizado		4 Inversores		Inversores Distribuídos	
	Simulado	Esperado	Simulado	Esperado	Simulado	Esperado
Fusível 10A	7,57	8,22474	7,74	8,22474	7,36	8,22474
Perturbações na rede	7,34	7,28	7,62	7,28	7,38	7,28
Descargas atmosféricas	1,86	1,944	1,69	1,944	1,57	1,944
Modulo FV	1,36	1	1,34	1	1,21	1
Inversor (falha leve)	0,9	0,9706572	3,58	3,882629	75,2	78,62324
Fusível 90A	0,75	0,81232	0,88	0,81232	–	–
Chave CC 90A	0,52	0,6864	0,66	0,6864	–	–
Conectores	0,32	0,33	0,24	0,33	0,41	0,33
Disjuntores	0,26	0,2574	0,6	0,5148	7,01	7,1214
Chaves AC	0,18	0,1716	0,11	0,1716	0,12	0,1716
Chaves CC 171A	–	–	0,37	0,3432	–	–
Chaves CC 660A	0,08	0,0858	–	–	–	–
Cabos 100A	0,05	0,25	0,05	0,25	–	–
Cabos 10A	–	–	–	–	0,27	0,25
Chaves CC 9A	–	–	–	–	0,14	0,14094
Inversor (falha severa)	0,03	0,029343	0,12	0,117371	1,92	2,376761
Transformador	0,0	0,006	0,02	0,006	0,02	0,006

4.2 Atendimento de chamadas pelas equipes

A estratégia adotada para operação da usina se mostra bastante efetiva: a simulação, na Tab. 7, mostra que, no pior caso, para a configuração de inversor centralizado, 96,7% das chamadas são atendidas por apenas um operador.

Tabela 7 - Desempenho das equipes

Equipe ↓	Configuração ⇒	Centralizado	4 inversores	Inversores Distribuídos
Operação (1 tarefa simultânea)	Chamadas recebidas	9,77	12,29	72,62
	Chamadas aceitas	9,45	11,97	70,49
	Porcentagem Aceitas	96,7%	97,4%	97,1%
Reparo (sem limite de tarefas simultâneas)	Chamadas recebidas	0,44	0,87	7,14
	Chamadas aceitas	0,44	0,87	7,14
	Porcentagem Aceitas	100%	100%	100%
Limpeza (2 tarefas simultâneas)	Chamadas recebidas	2	2	2
	Chamadas aceitas	2	2	2
	Porcentagem Aceitas	100%	100%	100%

4.3 Causas de parada do sistema

Cada configuração possui diferentes níveis de redundância para seus componentes. Assim, uma falha de item não causa parada de sistema se ele tiver redundância. Por exemplo, devido ao alto nível de redundância na topologia de inversores distribuídos, este item (inversor) não é responsável por paradas de sistema como mostra a Fig. 7c.

As Fig. 7a, 7b e 7c mostram todas as falhas incluindo as ‘perturbações de rede’ e ‘descargas atmosféricas’ que não são controláveis. Como mostram estas figuras, elas são as duas maiores causas de parada, somando 86,37% na topologia inversor centralizado, 95,59% na topologia de 4 inversores e 97,18% na topologia de inversores distribuídos.

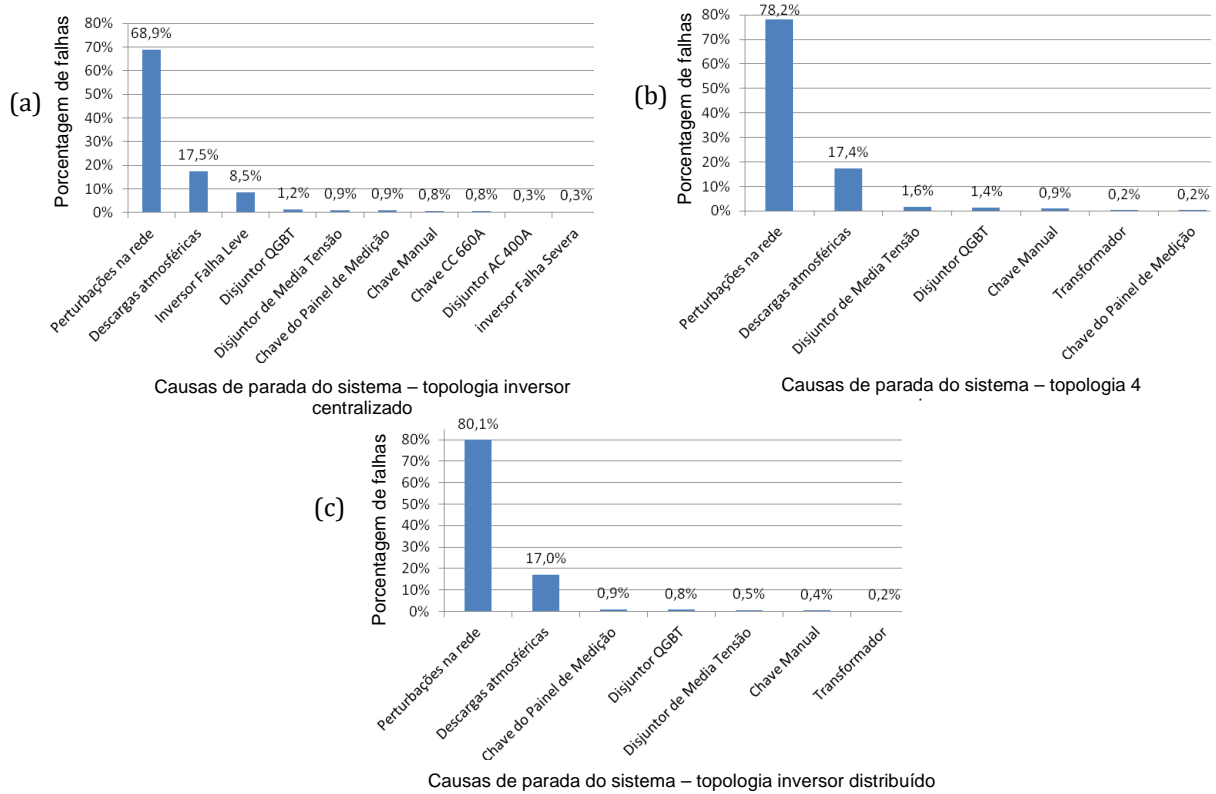


Figura 7 - Causas de parada do sistema – (a) topologia inversor centralizado; (b) 4 inversores; (c) inversores distribuídos.

O custo de manutenção calculado foi de 18.015,54 R\$/ano (0,64% do CAPEX) para a usina centralizada, 20.803,00 R\$/ano (0,72% do CAPEX) para a usina com 4 inversores e 36.740,05 R\$/ano (1,08% do CAPEX) para a usina com inversores distribuídos. É importante notar que a variação dos custos de manutenção entre o valor mínimo e máximo foi de 104%, investimento inicial de 21,7% e custos de geração de 30,5%.

Tabela 8 - Resumo dos resultados principais

Configuração	Centralizado	4 inversores	Inversores Distribuídos
Investimento (R\$/kWp)	6,1770	6,3872	7,5187
CAPEX (R\$)	2.754.330,19	2.848.106,58	3.352.646,31
Energia (MWh/ano)	641,35	639,61	644,11
Manut. (R\$/ano)	18.015,54	20.803,00	36.740,05
% do CAPEX	0,654%	0,730%	1,096%
Disponibilidade	98,53%	98,58%	99,01%
MTTFF ¹	862,03	780,52	977,63
Perdas	1,48%	1,75%	1,06%
LCOE (R\$/MWh)	260,36	273,60	340,22
LCOE usual ²	253,85	262,49	308,99
Dif. % do LCOE	2,57%	4,23%	10,11%

¹ – Mean Time to First Failure

² – LCOE calculado usando OPEX fixo de 1% do CAPEX por ano

A Tab. 8 resume os principais resultados. Como esperado, a configuração de inversores distribuídos apresenta a maior disponibilidade, de 99,01%, seguido pela topologia de 4 inversores, com 98,58% e centralizado, com 98,53%.

Embora tenha a maior disponibilidade, a configuração de inversores distribuídos apresenta o maior custo de geração: 340,22 R\$/MWh e o centralizado, o menor: 260,36 R\$/MWh. A quantidade de energia produzida é muito semelhante entre as três configurações, com diferença máxima de 0,7%. Conseqüentemente as perdas de produção devido às falhas de componentes também pequenas, sendo menor para a usina com inversores distribuídos (1,06%) devido à sua maior redundância e disponibilidade; e maior para a usina com 4 inversores (1,75%) devido ao maior número de chaves e disjuntores de alta corrente utilizados.

É importante verificar que, comparado com o modelo usual que utiliza um valor fixo de porcentagem do investimento (CAPEX) para estimativa dos custos de manutenção, a diferença chega a 10,11% para a topologia com inversores distribuídos. Note que o valor de LCOE usual foi calculado conforme a Eq. (1), levando-se em conta o custo de manutenção e produção total obtidos pelo modelo de confiabilidade e respectivos CAPEX que são distintos para cada topologia.

5. CONCLUSÃO

Os custos de operação (OPEX) obtidos usando esta metodologia, de 0,654%, 0,730% e 1,096% do investimento (CAPEX) para as configurações analisadas mostram que a topologia e as estratégias de gerenciamento da operação têm impacto significativo nestes custos e, portanto, a simplificação de se utilizar um valor fixo do investimento pode levar a uma estimativa errada dos custos de geração (LCOE), principalmente em lugares onde os dados históricos dos custos de operação são escassos.

O método apresentado constitui uma ferramenta importante para um cálculo dos custos de geração, pois inclui custos de manutenção de maneira detalhada: considera a confiabilidade dos componentes, custos e tempos logísticos e o gerenciamento das equipes. Isto permite determinar a melhor configuração e a melhor estratégia de gerenciamento de um empreendimento.

Metodologias como a apresentada neste trabalho constituem importante ferramenta para obtenção de uma melhor estimativa dos custos de geração e conseqüentemente maior segurança para os investidores neste segmento.

A usina Candido Portinari quando da sua conclusão e início de operação irá fornecer dados para ajuste dos modelos usados nesta metodologia.

Agradecimentos

Este trabalho foi possível graças ao suporte da Companhia Energética do Estado de São Paulo (CESP), ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e ao Laboratório de Sistemas Integráveis Tecnológico (LSI-TEC).

REFERÊNCIAS

- ABINEE, 2012. Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, São Paulo, SP, Brazil.
- ABNT NBR 5410, 2004. NBR 5410 - Electrical Installations of Buildings - Low Voltage.
- AES ELETROPAULO. NT-6.012, 2012. Requisitos mínimos para interligação de microgeração e minigeração distribuída com a rede de distribuição da AES eletropaulo com paralelismo permanente através do uso de inversores - consumidores de média e de baixa tensão.
- BlockSim Version 9. ReliaSoft.
- Cameron, C. P., Goodrich, A. C., 2010. The levelized cost of energy for distributed PV: a parametric study, Photovolt. Spec. Conf., Honolulu, HI, USA, June 20-25, pp. 529-534.
- Collins, E., Dvorack, M., Mahn, J., Mundt, M., Quintana, M., 2009. Reliability and availability analysis of a fielded photovoltaic, Photovolt. Spec. Conf., Philadelphia, PA, USA, pp. 2316-2321.
- CTEEP, 2014. PD-0068-0029/2011 Reunião de acompanhamento, São Paulo, SP, Brazil.
- Galdino, M. A., 2012. Análise de custos históricos de sistemas fotovoltaicos. IV Congr. Bras. Energ. Solar e V Conf. Latino-Amer. ISES, São Paulo, SP, Brazil, Sep 18-21.
- IEA, 2002. Reliability study of grid connected PV systems - field experience and recommended design practice, Freiburg, BW, Germany, Task 7 Report IEA-PVPS T7-08: 2002.
- IEEE, 2007. Recommended Practice for the design of reliable industrial and commercial power systems, IEEE Standard 493.
- PVSyst Version 6.26. PVSyst.
- Zhang, P., Wang, Y., Xiao, W., Li, W., 2012. Reliability evaluation of grid-connected photovoltaic power systems, IEEE Trans. Sustain. Energy. vol. 03. n. 03. pp. 379-389.

METHODOLOGY FOR ESTIMATING THE LEVELIZED COST OF ENERGY USING RELIABILITY

Abstract. *This paper proposes a new methodology for estimating the Levelized Cost of Energy (LCOE), operations and maintenance costs (OPEX) and availability of a Photovoltaic plant. Traditional LCOE estimation method uses arbitrary percentage of invested capital (CAPEX) as maintenance costs. Moreover, the delivered energy calculation does not include the production loss due to component failures. To address these issues the model takes into consideration the throughput of each component, operations costs, crew and spare parts management strategy, statistical models for times and failures. The results of a case study with three different topologies (centralized inverter, four inverter and string inverter) show that the maintenance costs varies from R\$ 18,015.54 to R\$ 36,740.05; LCOE from 260.36 R\$/MWh to 340.22 R\$/MWh and availability from 98.53% to 99.01%. Finally, when compared to the usual LCOE estimation method, the highest difference was observed for the String Inverter topology where the energy cost is 10.11% higher. These variations indicates that the topology and operations strategy have appreciable impact in LCOE, OPEX and availability.*

Key words: *Availability; Power System Economics; Photovoltaic Systems*