



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

RAFAEL DA SILVA SIQUEIRA

**SISTEMA HÍBRIDO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL EM BARRAGEM
DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA**

ARARANGUÁ

2021

RAFAEL DA SILVA SIQUEIRA

**SISTEMA HÍBRIDO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL EM BARRAGEM
DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação
da Universidade Federal de Santa Catarina para a
obtenção do título de Mestre em Energia e
Sustentabilidade
Orientador: Prof. Dr. Carla De Abreu D'Aquino

ARARANGUÁ

2021

Ficha de identificação da obra

Siqueira, Rafael da Silva
SISTEMA HÍBRIDO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL EM
BARRAGEM DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA / Rafael da Silva
Siqueira ; orientador, Carla de Abreu D'Aquino, 2021.
84 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em
Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2021.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Sistemas Híbridos. 3.
Energias Renováveis. 4. Barragem. I. D'Aquino, Carla de
Abreu . II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade.
III. Título.

Rafael da Silva Siqueira

**SISTEMA HÍBRIDO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL EM BARRAGEM
DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof.(a) Carla de Abreu D'Aquino, Dr.(a)

Instituição UFSC

Prof. César Cataldo Scharlau, Dr.

Instituição UFSC

Prof. Álvaro José Back, Dr.

Instituição UFRGS

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em energia e sustentabilidade.

Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Prof.(a) Carla de Abreu D'Aquino, Dr.(a)

Orientadora

Araranguá, 2021.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todos que me ajudaram, direta ou indiretamente, em especial:

A minha orientadora, Carla de Abreu D'Aquino, pelo grande incentivo, apoio, motivação e dedicação prestada durante todo desenvolvimento desta dissertação.

A minha esposa, amiga e companheira Lenita de Oliveira Siqueira, por me acompanhar em toda minha vida acadêmica, me apoiando e me incentivando em todos os momentos com muito amor e paciência.

A CASAN e a WEG, pelo fornecimento dos dados utilizados nesta pesquisa.

A minha família, por todo apoio e motivação que sempre me deram.

Ao apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES).

RESUMO

O acréscimo de novas usinas hidrelétricas e fotovoltaicas, entre outras fontes de energias renováveis, além de contribuir para garantir o atendimento da demanda de consumidores e para reduzir o risco de desabastecimento de energia, irá reduzir a emissão de gases de efeito estufa. Ainda em seus primeiros passos, mas com imenso potencial, a geração de energia elétrica com sistemas híbridos já é uma realidade no Brasil e pode apresentar uma série de combinações possíveis, dependendo das fontes disponíveis no local. Nesse sentido, este trabalho apresenta um estudo de viabilidade para implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, com a instalação de central geradora hidrelétrica na válvula dispersora da barragem principal e painéis fotovoltaicos sobre o espelho d'água. A barragem do rio São Bento foi inaugurada em 2005, com principal objetivo de abastecimento de água potável para a região carbonífera do Sul de Santa Catarina e está localizada no município de Siderópolis. Dados hidráulicos, hidrológicos e estruturais dos últimos 5 anos de operação foram analisados. A pré-viabilidade foi estimada com base em equações analíticas. O *software HOMER* foi utilizado para simular diferentes cenários: considerando uma planta híbrida hidrelétrica fotovoltaica que atenda a demanda da CASAN e uma planta apenas com a fonte hidrelétrica. Os resultados demonstraram viabilidade para implantação do sistema híbrido que supriria a demanda da CASAN regional por energia elétrica, indicando que a complementaridade energética é um dos caminhos para a sustentabilidade elétrica.

Palavras-chave: Geração Híbrida. Complementariedade. Barragem.

ABSTRACT

The addition of new hydroelectric and photovoltaic plants, among other sources of renewable energy, beyond to guaranteeing the consumer demand and diminish the risk of energy shortages, will reduce the emission of greenhouse gases. Still in its first steps, but with huge potential, the electric power generation by hybrid systems is already a reality in Brazil, and can present a series of possible configurations, depending on the local sources available. In this sense, this work presents a feasibility study for the implementation of a hybrid photovoltaic hydroelectric system, with the installation hydroelectric generator in the main dam's dispersion valve and photovoltaic panels on the water mirror. The São Bento river dam was inaugurated in 2005, with the main objective of supplying drinking water in Siderópolis, one of the municipalities of the southern coal region of Santa Catarina. Hydraulic, hydrological and structural data from the last 5 years of operation have been used. Pre-feasibility was assessed based on analytical equations. The *HOMER software* were applied for different simulation scenarios considering a hybrid photovoltaic hydroelectric plant that meets CASAN's demand and a plant with only the hydroelectric source. The results demonstrated feasibility for the implementation of the hybrid system that would supply CASAN's local demand for electrical energy, indicating that energy complementarity is one of the paths to electrical sustainability.

Key words: Hybrid generation. Complementarity. Dam.

SUMÁRIO

1	CONTEXTUALIZAÇÃO	7
2	ARTIGO	11
3	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	33
	REFERÊNCIAS.....	35
	ANEXO A - PRECIPITAÇÕES.....	36
	ANEXO B - SUBMISSÃO REVISTA	39
	ANEXO C - SIMULAÇÃO CENÁRIO 1.....	41
	ANEXO D - SIMULAÇÃO CENÁRIO 2.....	56

1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A utilização de fontes de energia renovável oferece uma série de vantagens, como o aproveitamento dos recursos disponíveis localmente, redução da dependência de fontes externas de energia, apresentar impacto ambiental muito baixo ou quase nulo, impacta em pequenas proporções a composição atmosférica do planeta, quando comparados com os combustíveis fósseis e são praticamente inesgotáveis, tornando a utilização das fontes alternativas de geração de energia uma solução bastante vantajosa (CANALES, 2015). Quando essas fontes de energia renovável disponíveis são utilizadas em sistema híbridos, explorando sua complementaridade, é possível otimizar o aproveitamento das fontes de energia disponíveis e a geração de energia.

O objetivo geral da dissertação foi avaliar a viabilidade de implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico na barragem do rio São Bento (BRSB), localizada no município de Siderópolis - Santa Catarina.

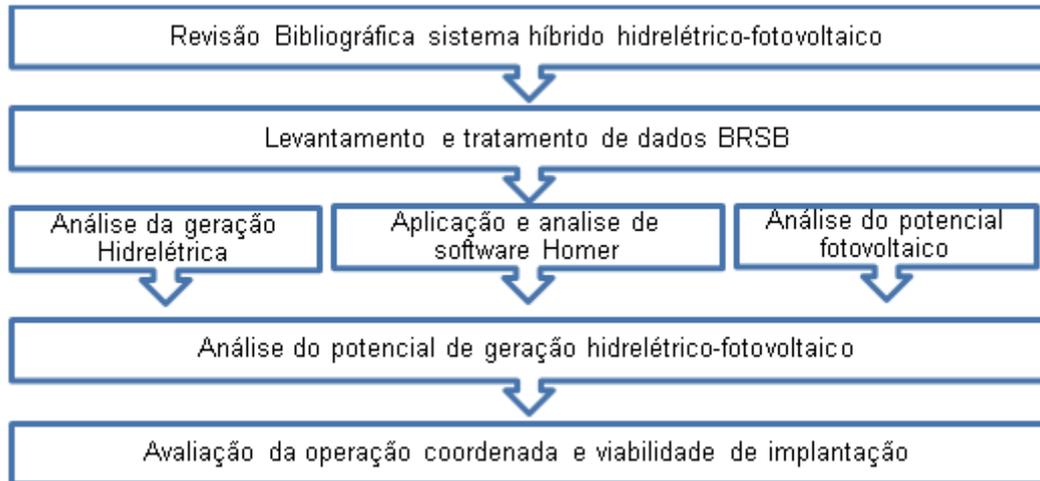
Os objetivos específicos foram os seguintes:

- Estudar a viabilidade técnica das tecnologias do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico para geração de energia elétrica na BRSB;
- Analisar as fontes de energia renovável disponíveis na BRSB;
- Propor a otimização do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico;
- Dimensionar o sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico conectado à rede.

As etapas do desenvolvimento do trabalho foram organizadas conforme o fluxograma da Figura 1. A revisão bibliográfica foi elaborada a partir de análise de artigos, periódicos, dissertações e teses. Após o estudo de todos os temas considerados relevantes, foram solicitados os dados necessários junto a Companhia Catarinense de Água e Saneamento (CASAN) para análise da barragem do rio São Bento (vazões da válvula dispersora, níveis do reservatório, precipitações, dimensões da barragem e consumo de energia elétrica da CASAN).

Posteriormente, foram analisados os dados de vazões da válvula dispersora dos anos de 2014 a 2018, visando compreender o funcionamento da mesma e obter valores para cálculo de vazões turbináveis. Foi dado enfoque nas vazões máximas, médias e mínimas, estipuladas faixas de vazões para cálculo da geração de energia conforme Eletrobrás (2000) e escolha do modelo de turbina.

Figura 1 – Fluxograma de atividades a serem desenvolvidas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Foi realizada uma extensa revisão bibliográfica do tema e da BRSSB, que foi apresentada na qualificação e em parte no artigo (capítulo 2).

A disponibilidade hídrica na válvula dispersora está diretamente relacionada as precipitações e ao volume acumulado no reservatório, a Tabela 1 que apresenta as precipitações dos anos de 2014 a 2018 na estação climatológica barragem do rio São Bento. Estes dados indicam uma precipitação média ao longo do período analisado de 2366,5mm/ano, sendo a precipitação média entre os anos de 2004 a 2018 de 2310,80mm/ano, evidenciando que a análise de apenas 5 anos de operação da válvula dispersora pode representar o funcionamento do equipamento. O ANEXO A apresenta as precipitações de 2004 a 2018.

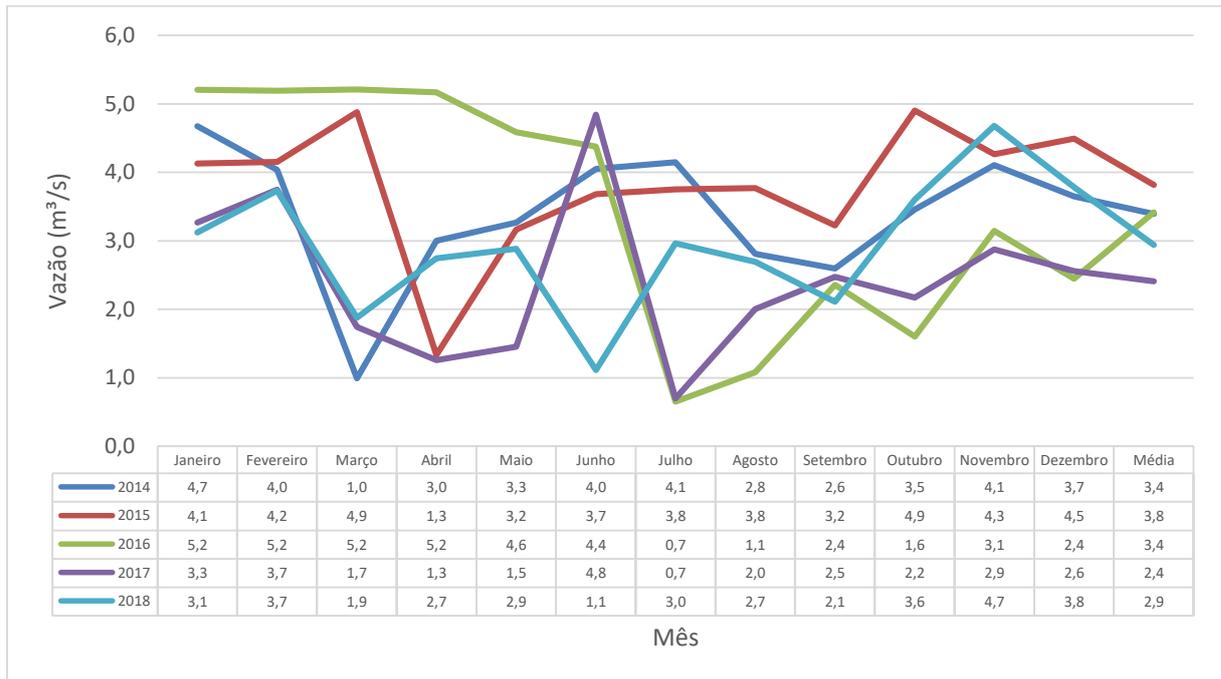
Tabela 1 – Precipitações estação climatológica BRSSB 2014-2018.

Ano / Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total	Média
2014	318,1	249,7	273,0	198,9	97,00	316,1	66,50	125,4	226,4	200,50	191,10	417,70	2680,42	223,37
2015	428,5	300,3	334,0	273,3	248,0	136,6	211,1	47,00	320,9	324,80	243,80	223,70	3092,21	257,68
2016	186,9	329,9	319,7	209,0	77,90	15,90	148,5	134,2	64,60	275,50	121,40	299,80	2183,37	181,95
2017	368,2	90,30	266,3	100,0	269,9	116,4	16,50	143,4	132,9	180,46	186,90	139,40	2010,74	167,56
2018	254,9	88,30	125,1	94,10	114,6	127,6	186,5	94,22	253,6	246,60	107,40	172,60	1865,60	155,47
Média	311,3	211,7	263,6	175,1	161,5	142,5	125,8	108,8	199,7	245,6	170,1	250,6	2366,5	197,2

Fonte: Elaborada pelo autor (2019).

A Figura 2 representa a evolução das vazões ao longo de todo o período analisado e apresenta a grande quantidade de variações que ocorrem em um mesmo mês em anos diferentes. Por não existir a necessidade de manter uma vazão média para geração de energia, hora existem muitos picos com vazões muito baixas e hora existem picos com a dispersora aberta totalmente.

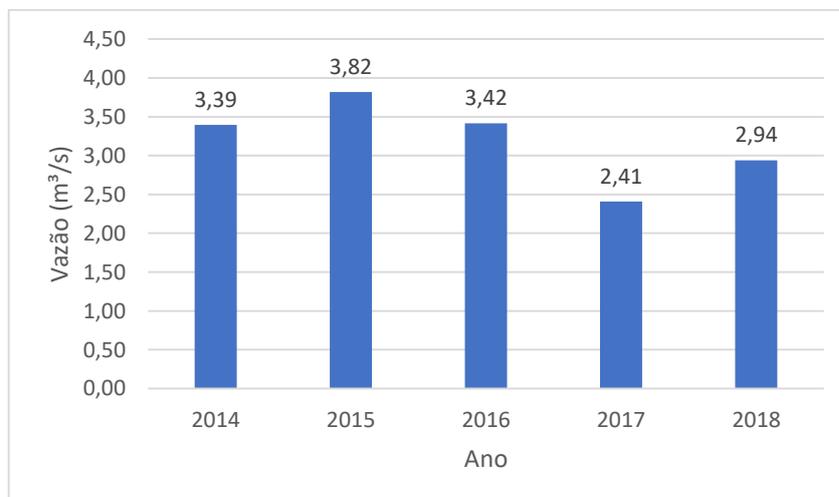
Figura 2 – Vazões médias mensais para o período de 2014-2018 na BRSB.



Fonte: Elaborada pelo autor (2019).

A Figura 3 representa os valores médios de vazão no período analisado. A vazão média do período de 2014 a 2018 foi de 3,20m³/s, valor que será utilizado para a estimar a geração de energia elétrica média. Para o cálculo da energia firme, será utilizado o valor de 0,65m³/s, que se mostrou o valor mínimo operacional da válvula dispersora da BRSB. Os anos de 2017 e 2018 apresentaram vazões menores devido a menor precipitação no período.

Figura 3 – Vazões médias da válvula dispersora para os anos de 2014-2018 na BRSB.



Fonte: Elaborada pelo autor (2019).

A possibilidade de instalação de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico foi avaliada, buscando-se uma forma inteligente de aproveitar os recursos naturais ali presentes, sem interferir na função principal da válvula dispersora em manter a vazão ecológica do rio São Bento e da barragem em desempenhar sua função principal de abastecimento de água potável a população.

Em seguida foi simulada a geração de energia de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico no *software Homer*, a fim encontrar a melhor planta de geração, realizar a análise da operação coordenada das fontes de energia e verificar a viabilidade de implantação do sistema.

O *software HOMER* é um modelo computacional que permite a simulação, otimização e análise de sensibilidade de micro centrais de energia, turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos e geradores à base de combustível. Este foi desenvolvido objetivando-se prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando um grande número de alternativas, na busca da considerada solução ótima: o sistema de menor custo capaz de suprir a demanda energética de uma determinada região.

Foram apresentadas 508 plantas de geração pelo *software* ao simular os 2 cenários propostos e a simulação para verificar o potencial máximo de geração considerando a utilização da área total disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos. Os resultados serão apresentados e discutidos no capítulo 2 na forma de artigo, conforme modelo de submissão da revista brasileira de energia (ANEXO B), apresentando somente as melhores soluções encontradas para cada cenário, sendo os cenários: 1) geração híbrida hidrelétrica fotovoltaica necessária para atender a demanda atua da CASAN; e 2) somente geração hidrelétrica. Os ANEXOS C e D apresentam os relatórios fornecidos pelo *software HOMER* para os cenários analisados.

A seguir será apresentado o capítulo 2, o qual traz na íntegra o artigo submetido a revista brasileira de energia. O capítulo 3 apresentará as considerações finais.

2 ARTIGO

FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL EM BARRAGEM DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA: PLANEJAR PARA CRESCER

RENEWABLE ENERGY SOURCES IN WATER SUPPLY DAM: PLANNING TO GROW

Rafael da Silva Siqueira
Carla de Abreu D'Aquino

RESUMO

O acréscimo de novas usinas hidrelétricas e fotovoltaicas, entre outras fontes de energias renováveis, além de contribuir para garantir o atendimento da demanda de consumidores e para reduzir o risco de desabastecimento de energia, irá reduzir a emissão de gases de efeito estufa. Ainda em seus primeiros passos, mas com imenso potencial, a geração de energia elétrica com sistemas híbridos já é uma realidade no Brasil e pode apresentar uma série de combinações possíveis, dependendo das fontes disponíveis no local. Nesse sentido, este trabalho apresenta um estudo de viabilidade para implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, com a instalação de central geradora hidrelétrica na válvula dispersora da barragem principal e painéis fotovoltaicos sobre o espelho d'água. A barragem do rio São Bento foi inaugurada em 2005, com principal objetivo de abastecimento de água potável para a região carbonífera do Sul de Santa Catarina e está localizada no município de Siderópolis. Dados hidráulicos, hidrológicos e estruturais dos últimos 5 anos de operação foram analisados. A pré-viabilidade foi estimada com base em equações analíticas. O *software HOMER* foi utilizado para simular diferentes cenários: considerando uma planta híbrida hidrelétrica fotovoltaica que atenda a demanda da CASAN e uma planta apenas com a fonte hidrelétrica. Os resultados demonstraram viabilidade para implantação do sistema híbrido que supriria a demanda da CASAN regional por energia elétrica, indicando que a complementaridade energética é um dos caminhos para a sustentabilidade elétrica.

Palavras-chave: Geração Híbrida. Complementariedade. Barragem.

ABSTRACT

The addition of new hydroelectric and photovoltaic plants, among other sources of renewable energy, beyond to guaranteeing the consumer demand and diminish the risk of energy shortages, will reduce the emission of greenhouse gases. Still in its first steps, but with huge potential, the electric power generation by hybrid systems is already a reality in Brazil, and can present a series of possible configurations, depending on the local sources available. In this sense, this work presents a feasibility study for the implementation of a hybrid photovoltaic hydroelectric system, with the installation hydroelectric generator in the main dam's dispersion valve and photovoltaic panels on the water mirror. The São Bento river dam was inaugurated in 2005, with the main objective of supplying drinking water in Siderópolis, one of the municipalities of the southern coal region of Santa Catarina. Hydraulic, hydrological and structural data from the last 5 years of operation have been used. Pre-feasibility was assessed based on analytical equations. The *HOMER software* were applied for different simulation scenarios considering a hybrid photovoltaic hydroelectric plant that meets CASAN's demand and a plant with only the hydroelectric source. The results demonstrated feasibility for the

implementation of the hybrid system that would supply CASAN's local demand for electrical energy, indicating that energy complementarity is one of the paths to electrical sustainability.

Key words: Hybrid generation. Complementarity. Dam.

1 INTRODUÇÃO

A energia é fundamental para muitos desafios e oportunidades que o mundo enfrenta hoje em dia. É necessário expandir a infraestrutura e atualizar a tecnologia para geração e fornecimento de serviços energéticos. No entanto, a cadeia de energia é responsável por aproximadamente 60% da produção de gases de efeito estufa (ONU, 2015). Esta emissão de gases é preocupante e expressiva, uma vez que a participação das energias renováveis na matriz energética mundial não era superior a 20% até o ano 2015 (IEA, 2014; CANALES, 2015).

O Brasil apresenta um cenário diferente da média mundial. Segundo a ANEEL (2020), a matriz elétrica é apresentada 83% de fontes renováveis, composta principalmente pela fonte hídrica, responsável por 63,8% do parque gerador. A geração fotovoltaica representa 1,4% da matriz e está em pleno crescimento.

A utilização de fontes de energia renovável oferece uma série de vantagens, como o aproveitamento dos recursos disponíveis localmente, redução da dependência de fontes externas de energia, reduzido impacto ambiental, pouca ou nenhuma emissão atmosférica, quando comparadas com os combustíveis fósseis e são praticamente inesgotáveis, tornando a utilização das fontes alternativas de geração de energia uma solução bastante vantajosa (CANALES, 2015).

Segundo Tolmasquim (2016), as tecnologias de geração de energia hidráulica, solar e eólica são exemplos mais comuns de energias renováveis, e a energia hidráulica tem sido a principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil, devido sua competitividade econômica, disponibilidade deste recurso energético no território nacional, confiabilidade e atual busca da diminuição das emissões de gases de efeito estufa.

A disponibilidade energética das fontes utilizadas em conjunto pode apresentar algum tipo de complementaridade no tempo, espaço ou ambos, que por sua vez influencia no dimensionamento, operação e geração. A complementaridade utiliza diferentes fontes de energia em busca um sistema que apresente melhores condições técnicas e econômicas, e pode servir como ferramenta de planejamento afim de se chegar a melhores soluções para o aproveitamento de fontes de energia. Devido à complexidade das inúmeras variáveis envolvidas no processo de avaliação da geração de energia elétrica, como a variedade de opções, a variação nos custos dessas tecnologias e a disponibilidade de recursos energéticos, torna se imprescindível à aplicação de modelos matemáticos que permitam simular diferentes cenários com vista a ajudar na tomada de decisões.

Existem diversas ferramentas computacionais específicas para dimensionamento e simulação de sistemas híbridos de geração e armazenamento de energia, tornando-os mais precisos e confiáveis (SILVA et al., 2014). Sinha e Chandel (2014) e Connolly et al. (2010), avaliaram respectivamente, 19 e 37 *softwares* para modelagem de sistemas híbridos de geração, e tiveram como resultado que os algoritmos de análise de otimização e de sensibilidade do *software HOMER* são mais amplamente utilizados em pesquisas relacionadas à simulação e configuração ótima destes tipos de sistemas, simplificando a avaliação das muitas plantas de geração.

Assim, o objetivo principal deste trabalho foi avaliar a possibilidade de aproveitamento da estrutura de uma barragem de abastecimento de água para geração de energia elétrica, avaliando-se a instalação de sistema híbrido hidrelétrico-fotovoltaico. Foram simulados

diferentes cenários de geração, híbrida e simples, fomentando a utilização de novas formas de geração de energia elétrica que reduzam a emissão de gases do efeito estufa, otimizando os recursos naturais e infraestrutura disponíveis. O estudo demonstrou a possibilidade de complementaridade energética aproveitando uma estrutura pré-existente para gerar energia elétrica de forma sustentável e rentável.

2 MATERIAIS E MÉTODO

Serão apresentados a área de estudo, os sistemas híbridos de geração, cada uma das fontes utilizadas na proposta de sistema com o respectivo cálculo de pré-viabilidade e o modelo utilizado para as simulações. Os dados foram fornecidos pela Companhia Catarinense de Água e Saneamento (CASAN), proprietária da barragem do rio São Bento, e consistiram de: dados de vazões da válvula dispersora, níveis do reservatório, precipitações, dimensões da barragem do rio São Bento e consumo de energia elétrica da CASAN, para um período de 5 anos.

Foram realizadas análises estatísticas das vazões da válvula dispersora dos anos de 2014 a 2018, a partir das quais foi possível calcular as vazões turbináveis. Também as vazões máximas, mínimas e média por período foram calculadas. Adicionalmente, foram estipuladas faixas de vazões para cálculo da geração de energia conforme Eletrobrás (2000), a partir do qual selecionou-se o modelo de turbina que apresenta melhor rendimento para as características do local.

O projeto propõe a instalação da turbina na tubulação hidráulica antes de válvula dispersora para geração hidrelétrica e a instalação de sistema fotovoltaico flutuante no reservatório. Ambos devem manter as características atuais de funcionamento da barragem. A instalação de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico representa uma forma inteligente de aproveitar os recursos naturais ali presentes, preservando a função principal da válvula dispersora em manter a vazão ecológica do rio São Bento e o abastecimento de água potável a população.

A simulação da geração de energia de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico realizada com *software Homer* será apresentada, destacando-se os cenários simulados.

2.1 Área De Estudo

O local escolhido para implantação do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico proposto foi a Barragem do rio São Bento (BRSB). Ela foi construída entre os anos de 2001 e 2003, está inserida na bacia hidrográfica do rio São Bento, sendo definida como uma sub-bacia da bacia hidrográfica do rio Mãe Luzia, estando localizada no estado brasileiro de Santa Catarina no município de Siderópolis. A CASAN foi a responsável pela obra e procurou já naquela época solucionar dificuldades causadas por escassez de água gerada pelos passivos ambientais causados pela mineração, agravadas em ocorrência de estiagens na região carbonífera. Foi construída então uma barragem com atributo principal de abastecimento humano, tendo ainda benefícios secundários como: o aproveitamento de água para irrigação de área de cultivo a jusante (rizicultura), manutenção da vazão ecológica a jusante, laminação de cheias no reservatório evitando inundações a jusante, proteção das florestas integrantes das escarpas da Serra Geral e a criação de um lago artificial (COSTA, 2008).

A bacia hidrográfica do rio São Bento possui uma área de drenagem total de 157,40 km², com este rio principal desenvolvendo-se por aproximadamente 35 km desde a nascente até sua foz no rio Mãe Luzia. Com a construção da barragem do rio São Bento, a respectiva bacia possui em sua porção montante ao barramento principal uma área de 113,79 km², e em sua porção jusante uma área de 43,61 km². A Figura 1 mostra o reservatório com uma área de

inundação no nível máximo normal de 4,50 km², capacidade de 58,5hm³, que abastece atualmente 330 mil habitantes, com capacidade de abastecer até 700 mil habitantes.



Figura 1 - Reservatório da barragem do rio São Bento. Fonte: Casan (2006).

A Figura 2 destaca a barragem principal, caracterizada como mista de concreto compactado a rolo (CCR) do tipo gravidade no centro e nas ombreiras de enrocamento com espaldares em cascalho compactado com núcleo impermeável de argila; e dois diques do tipo barragem zoneada com núcleo em argila compactada e espaldares em cascalho.



Figura 2 - Composição das estruturas da barragem do rio São Bento. Fonte: Casan (2006).

2.2 Sistemas Híbridos De Geração De Energia

Os sistemas híbridos de geração de energia se caracterizam por uma operação conjunta de distintos sistemas de geração de energia elétrica para se abastecer uma carga consumidora. Seus componentes são os geradores de energia elétrica, sistemas de armazenamento de energia, conversores elétricos e a carga elétrica. Esses sistemas podem apresentar uma série de combinações conforme a disponibilidade natural local em termos de fontes de energia.

A determinação da combinação ótima do sistema híbrido em relação aos recursos naturais disponíveis para alcançar o atendimento da carga demandada, necessita o dimensionamento e otimização dos mesmos através do modelamento matemático, que apresenta soluções com base em critérios relevantes relacionados com o arranjo dos componentes, como parâmetros técnicos, econômicos, sociopolíticos e ambientais.

UPADHYAY e SHARMA (2014) destacam que, conforme a função principal do sistema, esses critérios terão diferentes graus de relevância.

As características de geração de energia de fontes renováveis são afetadas principalmente pelo escoamento superficial, precipitação, irradiação solar, velocidade do vento e temperatura ambiente. Portanto, uma mistura de múltiplas fontes de energia pode efetivamente superar os obstáculos da aleatoriedade, variabilidade e imprevisibilidade da geração de energia (KHATIB, 2013).

Os reservatórios de hidrelétricas, ao armazenarem um volume significativo de água em uma elevação, funcionam como um dispositivo de armazenamento de energia elétrica, utilizando da gravidade para transformar a energia potencial em energia cinética quando a água cai para uma elevação mais baixa, usando esse fluxo para movimentar uma turbina para gerar energia elétrica no processo. Por apresentar esses benefícios e ser uma tecnologia mais madura e amplamente utilizada, esta tecnologia é um componente importante a ser considerado em projetos de sistemas híbridos de geração de energia (CANALES et al., 2015).

Conforme Schultz et al. (2016), que estudaram a viabilidade de geração de energia elétrica a partir da vazão ecológica na PCH Guarita, adotando o método de cobertura com painéis fotovoltaicos operando como estruturas flutuantes sobre espelho d'água em reservatórios, pontuam ser economicamente viável gerar energia da fonte hidráulica em virtude do baixo investimento inicial e custo de operação. O sistema fotovoltaico possui um investimento inicial elevado para instalação do sistema e ainda é economicamente inviável para a realidade de muitos brasileiros.

Dentre as várias combinações possíveis, os recursos hídricos e energia solar fotovoltaica é tida como sendo uma combinação ótima e interessante, por permitir melhor aproveitamento dos corpos d'água, pois eles passam a gerar energia não apenas do seu potencial hidráulico. Já existem aplicações de painéis fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes em sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos no Brasil, que apresentam bom desempenho na água na geração fotovoltaica e reduzem a evaporação, fato que aumenta consideravelmente a geração de energia.

No Brasil, a geração fotovoltaica é uma opção tecnicamente convidativa, em decorrência do elevado nível de energia solar disponível (MIRANDA et al., 2015). Uma característica que as fontes de geração hidrelétrica e fotovoltaica têm em comum é a necessidade de grandes áreas para instalação. Nesse sentido, os reservatórios de hidrelétricas podem ser aproveitados para instalação de usina fotovoltaica flutuante (AN et al., 2015; SAHU et al., 2016). Esse modelo de solução tem vantagens econômicas: não há custo com a aquisição de terreno, em alguns casos pode-se compartilhar a subestação de elevação de tensão, o sistema de transmissão e a mão de obra para manutenção. Por estar em operação, essas áreas já possuem licenciamento ambiental, potencializando ainda mais a aplicabilidade dessa tecnologia no Brasil (STRANGUETO, 2016).

Conforme Vasco (2017), a solução indicada como ótima na geração híbrida hidrelétrica fotovoltaica a ser instalada na barragem de Laranjeiras, é a instalação de um sistema híbrido de energia, implementando uma micro usina hidrelétrica ao pé da barragem, com 1 497 kW de capacidade instalada, operando simultaneamente com um conjunto de módulos fotovoltaicos flutuantes de 180 kW de capacidade instalada, conectados à rede de distribuição para garantir o fornecimento, injetar energia excedente e comprar quando necessário.

Teixeira et. al. (2015), analisam como funcionaria um acoplamento hidroelétrico fotovoltaico, instalando ambos em uma barragem de abastecimento de água potável no Brasil. O estudo determinou ser ótimo e viável, a instalação de um sistema híbrido com um sistema solar fotovoltaico operando como estrutura flutuante sobre espelho d'água em uma hidrelétrica.

A economia com o aproveitamento dos espelhos d'água dos lagos de barragem pode compensar a aquisição das estruturas flutuantes utilizadas, que representam até 25% dos custos totais do projeto de uma usina fotovoltaica flutuante (SAHU et al., 2016). Diante das perspectivas relatadas, o presente trabalho realizou um estudo de viabilidade técnica para implementação um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico.

2.2.1 Energia Hidrelétrica

De acordo com a Constituição Federal, a água como recurso natural é considerada um bem da união (BRASIL, 1988). Logo, a exploração dos potenciais hidráulicos para geração de energia é regida de acordo com uma série de regulamentos de ordem institucional, ambiental e comercial estabelecidos pela ANEEL (ELETROBRÁS, 2000).

O Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas (BRASIL-MME, 2007) fornece um conjunto de critérios, procedimentos e instruções para o ciclo de implantação de uma usina hidroelétrica. As etapas apresentadas no referido manual são cinco: Estimativa do Potencial Hidrelétrico; Inventário Hidroelétrico; Viabilidade; Projeto Básico e Projeto Executivo.

No presente artigo foi realizada a estimativa do potencial hidrelétrico no mecanismo de descarga existente, onde encontra-se instalado uma válvula dispersora com função de manter a vazão ecológica do rio São Bento e regularizar o nível do reservatório.

O sistema hidráulico é responsável pela conversão e transformações energéticas (VIANA, 2009). A energia hidráulica, que também pode ser conhecida como hídrica ou hidrelétrica, é proveniente da modelagem da natureza no que se refere à transformação da energia hidráulica em energia mecânica e em seguida em energia elétrica (SOUZA et al., 2009). Essa transformação é resultado do aproveitamento de cursos d'água e seus desníveis, utilizando a força da água para mover turbinas e formar a energia elétrica.

Na classificação de uma usina hidrelétrica, observa-se como principais variáveis a altura da queda d'água, a vazão, a capacidade ou potência instalada, a localização, o tipo de turbina empregada, o tipo de barragem e o tipo de reservatório. Todas as variáveis citadas são interdependentes. Assim, a altura da queda d'água e a vazão dependem do local de construção e são responsáveis por determinar qual será a capacidade instalada que, por sua vez, determina o tipo de turbina, barragem e reservatório. Os reservatórios podem ser classificados como de acumulação e a fio d'água. A queda d'água geralmente é classificada como de baixa, média ou alta altura, em que a baixa queda possui uma altura de até 15 metros, a média possui entre 15 e 150 metros, e a alta queda possui altura superior a 150 metros, segundo o Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas.

As usinas hidrelétricas no Brasil podem ser classificadas quanto à sua potência para geração de energia em: Usina hidrelétrica (UHE), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Central Geradora Hidrelétrica (CGH). A Lei 13.097, de 20 de janeiro de 2015 (BRASIL, 2015), trouxe alterações quanto a energias renováveis. Assim, a nova classificação coloca as CGHs com potência instalada de até 3MW, as PCHs com potência de 3 MW a 30 MW e, as UHEs, com mais de 30 MW de potência.

Encontra-se na Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, a alteração que passa a vigorar com relação a microgeração distribuída, que preconiza que uma central geradora de energia elétrica é agora tratada como tendo potência instalada superior a 75 kW e com valor menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou então, com números menores ou iguais a 5 MW para cogeração qualificada, conforme a regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015 c).

Segundo o Banco de Informações da Geração (BIG) (ANEEL, 2020), em setembro de 2019 existiam em operação 713 CGHs com potência instalada de 744,2 MW; 425 PCHs com potência instalada de 5.271,5 MW e 217 UHE com uma capacidade total instalada de 102.932,6 MW. Desse modo, totalizando 1.355 empreendimentos em operação no Brasil, com 108.948,3 MW de potência instalada, equivalente a 63,9% de energia elétrica gerada no país, segundo as informações que constam no BIG para o referido período. Está prevista para os próximos anos uma adição de 23.338.36 MW na capacidade de geração do País, proveniente dos 196 empreendimentos atualmente em construção e mais 419 em empreendimentos com construção não iniciada.

Existem vantagens ambientais e econômicas na implementação de geração hidrelétrica. Em relação à dependência de um fornecedor conectado à rede: menor custo da energia elétrica; maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica; melhor qualidade da energia elétrica produzida; evitar-se os custos de transmissão e distribuição da energia adquirida do fornecedor conectado; maior eficiência energética; redução do volume de poluentes; criação de novas oportunidades de negócio e trabalho (COGEN, 2008).

A válvula dispersora (Figura 3) é um acessório de descarga instalado no inferior da barragem principal e tem papel de controlar a vazão defluente. Seu acionamento é dado por meio de painel de controle eletromecânico. O controle de vazão ocorre por deslocamento do êmbolo situado externamente à válvula, regulando assim o fluxo de água pela válvula. A válvula dissipa uma grande quantidade de água à uma pressão aproximada de 30 mca e descarrega uma vazão máxima de 5,3 m³/s. A água dispersa é encaminhada para o rio São Bento à jusante do reservatório.



Figura 3 - Válvula dispersora da barragem rio São Bento (A), barragem principal com válvula dispersora aberta (B).

A turbina hidrelétrica será instalada entre a válvula dispersora e o registro existente na barragem, aproveitando as vazões disponíveis e mantendo a válvula dispersora em funcionamento.

Ao analisar os dados de vazões da válvula dispersora dos anos de 2014 a 2018 fornecidos pela CASAN, pode-se compreender o funcionamento da mesma e obter valores para cálculo de vazões turbináveis. A Figura 4 apresenta as frequências das vazões médias diárias, para oito faixas de vazões estipuladas, que variam de 0 a 5,3m³/s.

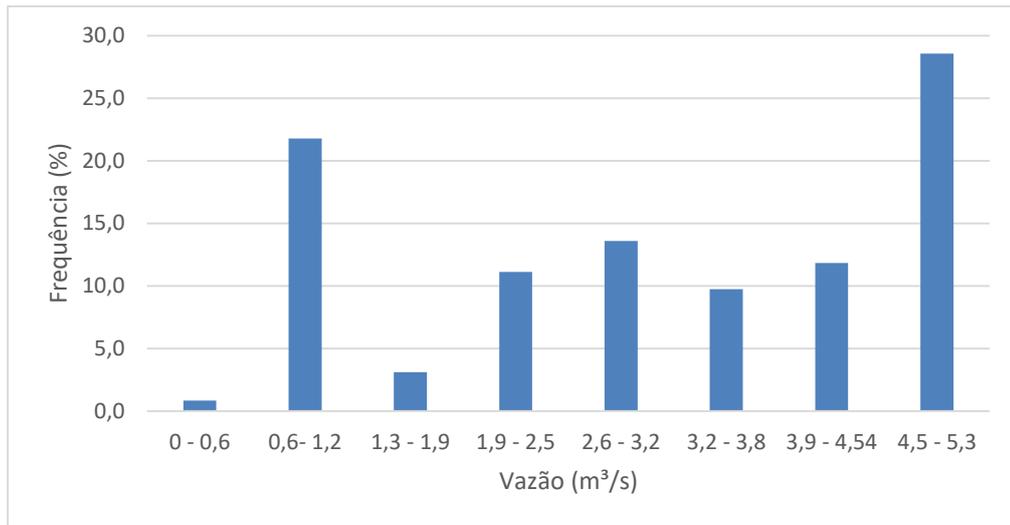


Figura 4 – Frequência de vazões da válvula dispersora da barragem do rio São Bento de 2014-2018.

A vazão média do período de 2014 a 2018 foi de 3,20m³/s, valor que será utilizado para a estimar a geração de energia elétrica média, e para o cálculo da energia firme será utilizado o valor de 0,65m³/s, que se mostrou o valor mínimo operacional da válvula dispersora da BRSB.

Com base nos dados fornecidos pela CASAN referentes ao período de 2014 até 2018, temos um valor médio para altura líquida (*Hliq*) de 29,50 metros. A vazão média (*Q*) da válvula dispersora no período obtida é de 3,20 m³/s. Inserindo os valores no gráfico da Figura 5, encontra-se a turbina do tipo **Francis** como a que mais se adéqua ao projeto.

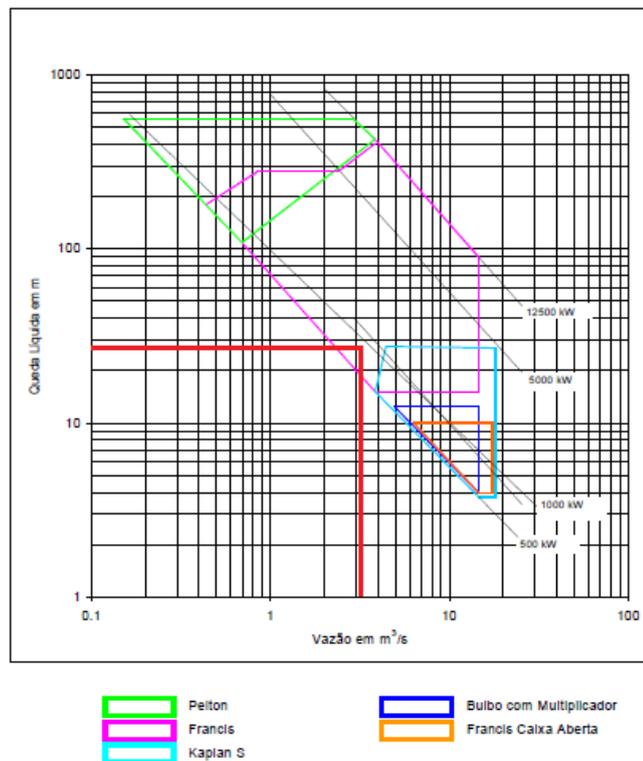


Figura 5 – Análise gráfica do tipo de turbina hidráulica, o ponto de encontro das linhas vermelhas indica o modelo de turbina adequada a instalação. Fonte: ELETROBRÁS (2000).

Para o cálculo da Energia Firme (EFe), foi utilizado o valor referente ao mínimo operacional na válvula dispersora, que costuma ocorrer em períodos de estiagem na Barragem do Rio São Bento. A vazão mínima é de $Q = 0,65 \text{ m}^3/\text{s}$. O valor da altura líquida adotada foi de 29,50 m. Através da equação (1) encontra-se: $Efe = 0,1591 \text{ MW}$

$$EFe = 0,0083 * Q * Hliq \quad \text{Eq (1)}$$

Ainda de acordo com a ELETROBRÁS (2000), $EFe = Fc.Pot$, onde Fc é o fator de capacidade com recomendação de adotar o valor de 0,55. Assim, utilizando a equação (2) foi possível estimar a potência instalada: $Pot = 0,2893 \text{ MW}$

$$Pot = \frac{EFe}{Fc} \quad \text{Eq (2)}$$

Deste modo com a potência instalada na unidade de 0,2893 MW, o empreendimento será classificado como uma Central Geradora de Energia - CGH.

Para o cálculo de produção de energia elétrica foi utilizada a vazão média encontrada no período de $Q = 3,20 \text{ m}^3/\text{s}$, para altura líquida será adotado o valor de nível de operação normal, resultando em $Hliq = 29,50 \text{ m}$, ηT . ηg são rendimento da turbina e rendimento do gerador, e adotado o valor 0,92 conforme recomendação do equipamento fornecido pela fabricante WEG, obtendo-se a partir da equação (3) a potência gerada: $Pg = 0,851 \text{ MW}$.

$$Pg = 9,81. Q. Hliq. \eta T. \eta g \quad \text{Eq (3)}$$

Aplicando a relação exposta pelo ELETROBRÁS (2000) em que o valor de 1 MW médio corresponde a 8760 MWh por ano, pode-se obter o valor de energia em kWh produzido no período de um ano. Assim, estimou analiticamente que a Potência gerada por uma turbina Francis adequada a vazão média da válvula dispersora irá produzir cerca de 7.454,76 MWh.

2.2.2 Energia Fotovoltaica Flutuante

O aumento na produção mundial de módulos fotovoltaicos e um maior número de programas de incentivo para sua instalação sobre telhados ou sobre o solo já é uma prática difundida em muitos países, mas pesquisas revelam uma tendência recente que é a utilização da superfície livre de reservatórios de água para a instalação de módulos fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes, operando em sistemas híbridos com a planta de geração hidrelétrica. Assim, é melhor aproveitada a fonte de energia elétrica disponível na estrutura hidráulica que mantém esse reservatório. Devido ao resfriamento da temperatura dos painéis fotovoltaicos instalados no espelho d'água ocorre um aumento na geração de energia dos painéis (LEVY, 2009).

Segundo Schultz et al. (2016), para o uso de painéis flutuantes, uma série de adaptações são necessárias como, por exemplo, garantir a estabilidade do sistema mesmo com o efeito de intempéries e se adaptar aos diferentes níveis do espelho d'água. Ferrer-Gisbert et al. (2013) destacam outra vantagem extra com o sistema fotovoltaico flutuante: esse sombreamento da superfície da água bloqueia a luz solar, impedindo a proliferação de algas, causando assim uma menor evaporação que, por exemplo, no caso de reservatórios para irrigação faz com que mais água esteja disponível para ser utilizada, além da possibilidade de uso mais nobre da terra, seja para a agricultura ou outras atividades primordiais do ser humano.

Craig et al. (2005), enfatizam o bom desempenho dos métodos mecânicos que incluem estruturas flutuantes sobre o espelho d'água de reservatórios e que a redução da evaporação obtida com a aplicação desses sistemas é de cerca de 80%. Logo, a proposta beneficiará a BRSB com a diminuição da evaporação de água e aumentará a sua disponibilidade para geração hidrelétrica.

Ferrer-Gisbert et al. (2013) e Santafé (2014), estudaram sistema híbrido com estruturas flutuantes sobre o espelho d'água em sistemas de irrigação na Espanha e o sistema se mostrou viável técnica e economicamente, através dos resultados encontrados. O custo do sistema fotovoltaico flutuante é em torno de 30% maior que o custo de um sistema fotovoltaico convencional devido o acréscimo dos flutuantes e do sistema de fixação (FERRER-GISBERT et al., 2013). Mesmo com esse custo adicional, o sistema torna-se viável devido a diminuição de evaporação de água e o aproveitamento da área inundada para instalação dos módulos, que elimina os gastos com aquisição de novas áreas para sua instalação.

A célula solar, ou célula fotovoltaica, é o elemento principal para a transformação da radiação eletromagnética em energia elétrica, que consiste em um dispositivo semicondutor que gera uma corrente elétrica quando exposta à radiação solar (SEGUEL, 2009). Elas devem ser instaladas em módulos, pois uma célula fornece tensão elétrica de aproximadamente 0,4 V. A tensão e a corrente desejadas para o sistema irão definir o número de células que devem ser conectadas ao módulo e se a disposição vai ser em série e/ou paralelo (CRESESEB, 2014).

Um arranjo fotovoltaico é caracterizado pela interligação elétrica de módulos fotovoltaicos, de forma a se obter os níveis de corrente e de tensão pretendidos e permitir uma única saída de tensão e corrente. Um sistema solar fotovoltaico é o conjunto de elementos composto de um ou vários arranjos fotovoltaicos, podendo conter dispositivos para controle, condicionamento, supervisão, proteção e armazenamento de energia elétrica, fiação, fundação e estrutura (BRAUN-GRABOLLE, 2010).

O inversor normalmente tem as funções de transformar a tensão contínua dos módulos em alternada, limitar a corrente e a tensão, encontrar o ponto de máxima potência do módulo solar e fazer a ligação do módulo fotovoltaico ou do banco de baterias com a rede elétrica local ou com a rede elétrica da distribuidora.

Referente a orientação dos módulos, para instalação no hemisfério norte os coletores devem ficar voltados para o sul geográfico, se o sistema for instalado no hemisfério sul os coletores devem ficar voltados para o norte geográfico (ANEEL, 2005; CRESESEB, 2014; GASPARIN e KRENZINGER, 2017). A inclinação ótima dos coletores deve considerar a latitude do local que estão instalados (GASPARIN e KRENZINGER, 2017).

Os projetos de sistemas fotovoltaicos flutuantes existentes podem ser feitos com sistemas fotovoltaicos com instalações fixas, os quais buscam maximizar a área coberta do reservatório, ou com instalações com rastreamento solar, que visam maximizar a energia coletada pelos painéis (TRAPANI, 2014).

Sahu et al. (2016) realizaram uma revisão dos projetos fotovoltaicos flutuantes ao redor do mundo e apresentaram algumas novas tecnologias utilizadas nos mesmos. Desta revisão, destacam-se duas plantas com potência instalada superior a 1 MWp que foram instaladas sobre as lagoas de Nishihira e Higashihira na cidade de Kato. As plantas utilizam sistema flutuante da fabricante Ciel & Terre, apresentado na Figura 6, que de acordo com Kyocera Company, foi escolhido devido à robustez do polietileno de alta densidade utilizado para fabricação do sistema, o que confere segurança à instalação contra fenômenos naturais e sísmicos.

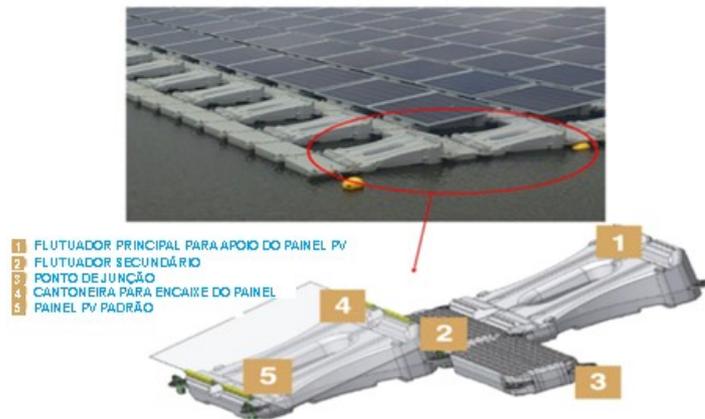


Figura 6 – Estrutura flutuante com base fixa desenvolvida pela Ciel & Terre (SAHU et al. 2016).

Este mesmo sistema flutuante (Figura 6), foi utilizado no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) subsidiado pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) de duas usinas solares fotovoltaicas de 5 MWp, nos reservatórios da UHE Balbina e UHE Sobradinho. O estudo é coordenado pelas empresas Sunlution e WEG, ambas brasileiras, e as pesquisas sobre o grau de eficiência da interação de uma usina solar em conjunto com a operação de usinas hidrelétricas, produção e transporte de energia, instalação e fixação no fundo dos reservatórios, a complementariedade e o escoamento da energia gerada, serão realizados pela Universidade Federal do Amazonas (UFAM) e de Pernambuco (UFPE). A energia gerada pelas usinas solares fotovoltaicas irá complementar a base hidrelétrica das usinas, aproveitando a estrutura de transmissão já instalada e otimizando os estudos sobre a operação de duas fontes diferentes de energia utilizando uma única infraestrutura (MME, 2016).

A produtividade do sistema é dada pela razão entre a energia elétrica em corrente alternada produzida em um determinado período e a potência nominal instalada do gerador fotovoltaico, e seu resultado é dado em (kWh/kWp) (CRESESB, 2014).

Os dados energéticos foram obtidos na base de dados do Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (INSTITUTO IDEAL, 2019) que utiliza a base de dados do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA). Após carregar o programa com o endereço ou localização geográfica da área, o mesmo fornece os dados de: irradiação solar global mensal e anual, produtividade do sistema, fator de capacidade e razão de performance.

A Figura 7 representa a variação da irradiação global, irradiação global inclinada e irradiação direta durante os meses do ano para o município de Siderópolis, com os módulos a uma inclinação aproximada de 29° , conforme base de dados do SWERA (INSTITUTO IDEAL, 2019). A Tabela 1 apresenta os dados anuais da irradiação global horizontal, irradiação global inclinada e irradiação direta.

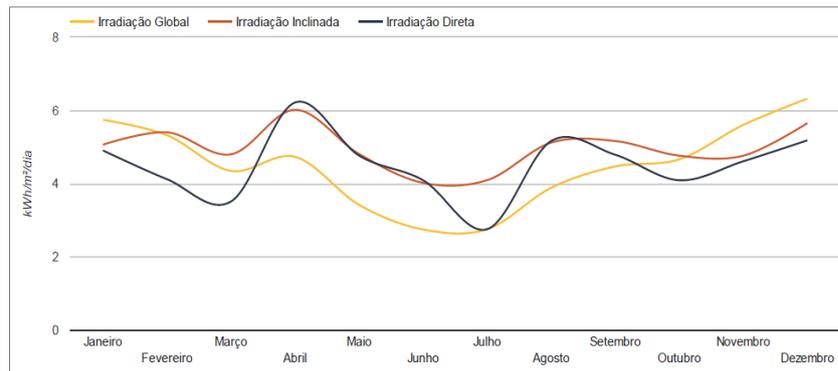


Figura 7 – Irradiação solar média diária mensal no município de Siderópolis

Tabela 1 – Irradiação solar anual no município de Siderópolis (INSTITUTO IDEAL, 2019).

Irradiação Anual de Siderópolis	
Global horizontal (kWh/m ²)	1.684,48
Global inclinada (kWh/m ²)	1.872,45
Direta (kWh/m ²)	1.694,70

A faixa de variação da irradiação global horizontal anual do Brasil é de 1.500 a 2.200 kWh/m², validando praticamente todo o território brasileiro o aproveitamento deste recurso (PEREIRA et al., 2006).

A área total do lago é de 450 hectares. A área delimitada na Figura 8, na qual é prevista a instalação dos módulos fotovoltaicos, possui 15 hectares. Para o presente artigo, foram simulados flutuadores fixos, que possuem melhor custo benefício, com menores custos de aquisição e manutenção.



Figura 8 – Área provável para instalação de módulos fotovoltaicos no lago da barragem do rio São Bento.

2.3 Simulações

O software *HOMER* é um modelo computacional que permite a simulação, otimização e análise de sensibilidade de micro centrais de energia, turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos e geradores à base de combustível. Este foi desenvolvido objetivando-se prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando um grande número de alternativas, na busca da considerada solução ótima: o sistema de menor custo capaz de suprir a demanda energética de

uma determinada região. A grande variedade de opções tecnológicas e a variação tanto nos custos dessas tecnologias, quanto na disponibilidade de recursos energéticos, tornam estas decisões bastante difíceis, porém os algoritmos de análise de otimização e de sensibilidade do *HOMER* tornam mais fácil a avaliação das possíveis configurações do sistema, que podem ser muitas (SILVA, 2012).

Conforme Lambert et al. (2006), o *software HOMER* tem três funções principais: simulação, otimização e análise de sensibilidade.

Na simulação, é determinado o comportamento de uma configuração dos componentes de um sistema para certo ajuste de entradas a cada hora do ano. No processo, o *HOMER* determina se o conjunto dos componentes de um sistema é viável em relação as restrições impostas pelo usuário e o custo do seu ciclo de vida.

Na otimização, o software testa diferentes configurações para se determinar aquele que apresenta o menor custo de ciclo de vida, satisfazendo as restrições técnicas. No processo, ele descarta as soluções inviáveis, ordena as restantes com base no custo total e mostra o que tem o menor custo total como sendo a melhor configuração otimizada.

Na análise de sensibilidade, são apresentadas soluções através de múltiplas otimizações para distintas suposições de entradas, possibilitando a avaliação do efeito de incertezas e mudanças dos sistemas. Nesse procedimento, o *HOMER* entra com diversas entradas paralelamente com primeira base para simulação do sistema. Assim é possível estimar o comportamento de variáveis que possuem forte característica de incerteza, como preço de combustíveis, valor da tarifa de eletricidade da rede ou variação da carga elétrica a longo prazo. Isso compensa o fato do *software* fazer as simulações considerando a amostra de apenas um ano, o que limita as soluções de projeto em relação as variáveis sensíveis que podem mudar a longo prazo de tempo.

Os dados de entrada são divididos em: recursos naturais; informações técnicas dos componentes dos sistemas; e outras. No primeiro grupo são inseridas as informações sobre o tipo de fonte de energia utilizado, como solar, hidráulica, eólica e combustíveis fósseis. Na seguinte, são informadas as capacidades, eficiências, dados de custos e outras informações dos componentes de geração, armazenamento, conversores e outros. Por último, as “outras”, que envolve informações econômicas gerais, estratégias de operação e controle, condicionantes relacionados a emissões e restrições adicionais. O programa modela os sistemas baseando-se nas equações fundamentais físicas de conversão energética e econômicas para cálculo do ciclo de vida.

Na otimização, o *software* testa diferentes configurações para determinar aquela que apresenta o menor custo de ciclo de vida, satisfazendo as restrições técnicas e mostra o que tem o menor custo total como sendo a melhor configuração otimizada. Foi utilizado o *Software HOMER Pro 3.13.7*, versão atualizada em 20/02/2021, da HOMER Energy LLC. A versão *Homer Pro* possibilita a otimização técnico-econômica de micro redes, utilitários remotos e sistemas de geração distribuída de todos os tamanhos.

Para análise de viabilidade econômica o *software* apresenta ao final da simulação dados econômicos e *payback* simples. *Payback* simples não exige nenhuma sofisticação de cálculo, somente sucessivas subtrações, sem observar o valor do dinheiro ou custo do capital ao longo do tempo.

Foram realizadas simulações entre os 2 cenários propostos e análise do potencial máximo de geração. Nos resultados, serão apresentadas e discutidas somente as melhores soluções encontradas cada cenário: 1) geração híbrida hidrelétrica fotovoltaica necessária para atender a demanda atua da CASAN; 2) somente geração hidrelétrica.

Os cenários simulados e suas características estão descritos a seguir:

Cenário 1: sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico.

Objetivo: buscar a melhor configuração para atender a demanda de energia atual da CASAN regional.

A Figura 9 representa a configuração da planta de geração.

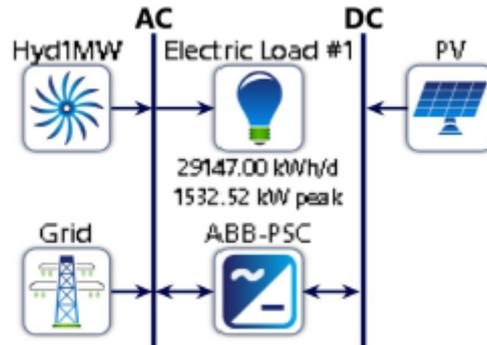


Figura 9 – Composição do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico.

A melhor configuração foi:

- Módulos fotovoltaicos: 5000 kW
- Conversor: 5760 kW
- Hidrelétrica: 838 kW
- Rede: Ligado

Cenário 2: sistema hidrelétrico.

Objetivo: simular uma planta com menor investimento inicial.

Considerou somente um sistema hidrelétrico como pode ser visualizado na Figura 10.

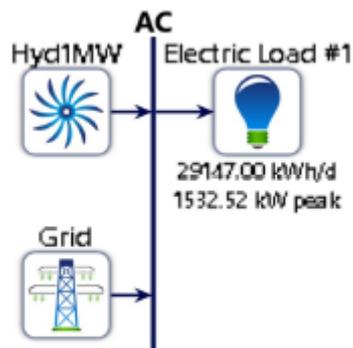


Figura 10 – Composição do sistema hidrelétrico.

A melhor configuração simulada para este cenário foi:

- Hidrelétrica: 838 kW
- Rede: Ligado

Para todos os cenários, foram inseridos no *software*: o consumo mensal de energia elétrica da CASAN; valor pago por kW/h; dados técnicos e valor do conjunto turbina hidráulica e gerador fornecidos pela WEG; valor médio do conjunto de módulo fotovoltaico flutuante; selecionado inversor disponível no *software* que atenda às necessidades do sistema e adicionado

seu valor; valor de operação e manutenção dos equipamentos e sua vida útil estimados em 25 anos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Tabela 2 apresenta a produção de energia estimada para cenário 1 e cenário 2 (B). A demanda anual da CASAN é de 10,638,655 kWh/ano, com as suas unidades consumidoras funcionando 24 horas por dia. Como ocorre uma intermitência na geração, seja pelo sistema fotovoltaico gerar energia apenas durante o dia e o sistema hidrelétrico estar limitado as vazões disponíveis na válvula dispersora em períodos de estiagem ou chuvoso, a produção de energia proveniente do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico necessita estar ligado à rede para utiliza-la como uma bateria, injetando energia quando produzir em excesso e retirando quando necessário, para garantir o abastecimento de energia 24 horas por dia conforme a demanda.

Tabela 2: Apresenta a produção de energia sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico (Cenário 1) e a produção de energia sistema hidrelétrico (Cenário2).

PRODUÇÃO DE ENERGIA		
Cenário 1		
Componente	Produção (kW/ano)	Porcentagem
Fotovoltaico	6,706,843	44.0
Hidrelétrico	5,541,356	36.4
Compra Rede	2,986,974	19.6
Total	15,235,172	100
Cenário 2		
Componente	Produção (kW/ano)	Porcentagem
Hidrelétrico	5,541,356	52.1
Compra Rede	5,097,299	47.9
Total	10,638,655	100

O sistema híbrido apresentado no cenário 1 é capaz de atender 80,4% da demanda da CASAN de forma instantânea, em que a planta ótima necessita comprar energia da rede de distribuição elétrica durante a noite, apresentando resultados próximos as simulações de Vasco (2017).

O sistema hidrelétrico no cenário 2, atende 52,1% da demanda da CASAN, e sua produção de energia será contínua ao longo do dia, como mostra o mapa de dados na Figura 12 B a compra de energia da rede vai ser contínua.

Considerando a o sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, com a instalação de módulos fotovoltaicos nos 15 hectares disponíveis e o sistema hidrelétrico, seria possível gerar 40,385,756 KWh/ano. Esse valor é aproximadamente 4 vezes maior que a demanda atual da CASAN, evidenciando que, conforme o consumo da CASAN for aumentando devido a ampliação dos sistemas de tratamento de água e esgoto, poderá também ampliar a geração de energia na barragem do rio São Bento para atender a sua demanda.

Observou-se que as vazões válvula dispersora não apresentam uma curva de permanência ideal para geração hidrelétrica devido a sua grande variação, e o reservatório apresenta volumes excedentes que podem ser aproveitados para geração com uma melhor operação do reservatório.

As vazões de vertimento analisadas no período, caso aproveitadas para geração, representariam um acréscimo de $0,8\text{m}^3/\text{s}$ ao longo de todo período analisado, elevando a vazão média disponível de $3,2\text{m}^3/\text{s}$ para $4,0\text{m}^3/\text{s}$, um acréscimo de 25% na geração de energia, que representa maior viabilidade técnica e econômica para implantação do sistema.

O saldo de energia para o cenário 1 está representado no mapa de dados na Figura 11, o cenário 2 não apresentou saldo de energia.

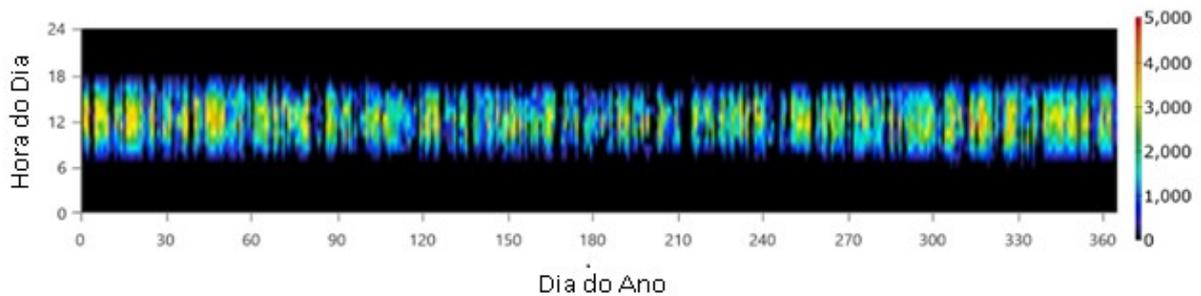


Figura 11 – Saldo de energia sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico (Cenário 1).

A complementaridade do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico faz com que na maioria do período que o sistema gera energia de forma coordenada, toda a demanda da CASAN seja atendida sem necessidade da rede. O sistema de geração estar ligado à rede garante que a energia produzida em excesso ao longo do dia seja utilizada durante a noite conforme necessidade do sistema.

A quantidade de energia a ser comprada da rede no sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico e no sistema hidrelétrico estão ilustradas nos mapas de dados na Figura 12.

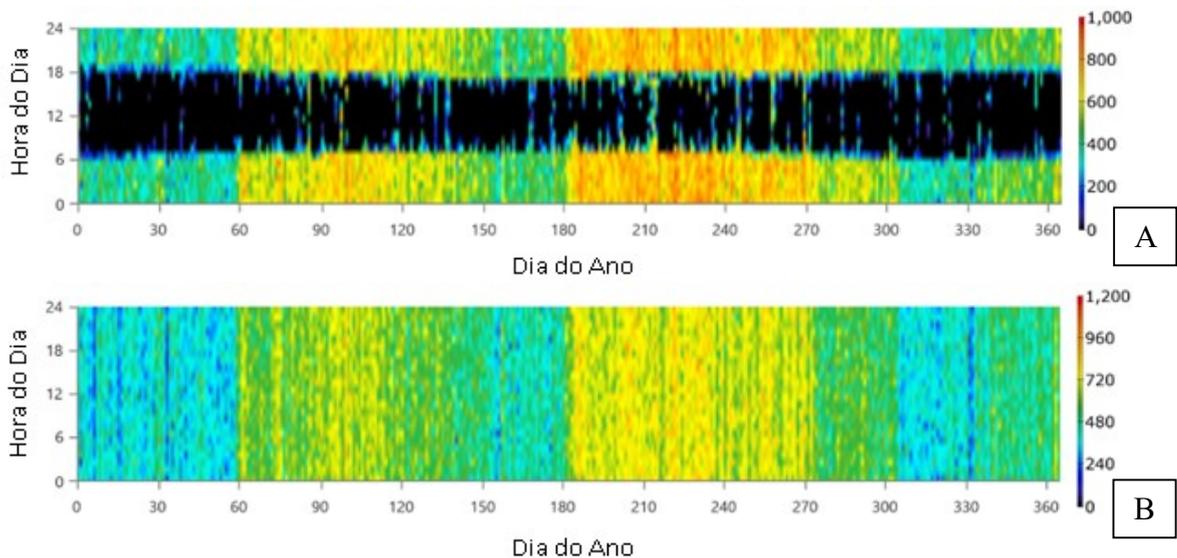


Figura 12 – Compra de energia no sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico - Cenário 1(A);
Compra de energia no sistema hidrelétrico - Cenário 2 (B).

Em ambos os cenários a ligação a rede é fundamental para que se atenda as demandas da CASAN, pois como objetivo principal tem-se a análise de viabilidade de aproveitamento das energias renováveis disponíveis no local e obter a melhor planta de geração, independente de continuar comprando energia da rede.

O custo presente líquido para implantar e manter o sistema hidrelétrico fotovoltaico por 25 anos é de R\$ 16.2M, com um investimento inicial de 15.1M conforme Tabela 3. Gerando um custo nivelado de energia de R\$ 0.0837 / KWh e um *payback* simples de 1.41 (ano).

O custo presente líquido para implantar e manter o sistema hidrelétrico por 25 anos é de R\$ 33.1M, com um investimento inicial de 2.62M conforme Tabela 3. Gerando um custo nivelado de energia de R\$ 0.24 / KWh e um *payback* simples de 1.03 (ano).

Tabela 3 – Custo presente líquido em reais (R\$) do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico (Cenário 1) e Custo presente líquido em reais (R\$) do sistema hidrelétrico (Cenário 2).

CUSTO PRESENTE					
CENÁRIO 1					
Componente	Capital	Operação	Substituição	Manutenção	Total
Hidrelétrico	2.62M	129,280	0	0	2.75M
Conversor	10,000	12,930	3,190	1,800	24,320
Fotovoltaico	12.5M	161,590	0	0	12.7M
Rede	0	792,970	0	0	762,970
Sistema	15.1M	1.07M	3,190	1,800	16.2M
CENÁRIO 2					
Componente	Capital	Operação	Substituição	Manutenção	Total
Hidrelétrico	2.62M	129,280	0	0	2.75M
Rede	0	30.3M	0	0	30.3M
Sistema	2.62M	30.4M	0	0	33.1M

As plantas apresentadas darão liberdade aos gestores de investir conforme disponibilidade financeira, com um investimento inicial menor para utilizar apenas o potencial hidráulico com a geração hidrelétrica, ou fazer um investimento inicial maior e atender toda sua demanda atual.

Sistema híbrido complementar é uma alternativa para melhorar o desempenho, equilíbrio e maior otimização no fornecimento de energia elétrica, e como excelente ferramenta para operacionalizar os potenciais energéticos inexplorados ou em funcionamento com vista a melhorar a eficácia dos sistemas de geração de energia.

4 CONCLUSÕES

Destacam-se entre os resultados da pesquisa que existe viabilidade técnica de instalação de sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico na Barragem do Rio São Bento. Para aproveitamento do recurso hidráulico recomenda-se instalar uma turbina hidráulica do tipo Francis e para aproveitamento do recurso solar, recomenda-se a instalação de módulos fotovoltaicos com flutuadores fixos sobre o espelho d'água do reservatório.

Obteve-se 2 cenários para análise de geração: cenário 1, onde buscou-se atender a demanda anual da CASAN, cenário 2, que visou gerar energia com um menor investimento inicial se comparado com o cenário 1. Os cenários 1 e 2 apresentaram valores de geração de energia e *payback* satisfatórios, viabilizando a implementação de ambos os cenários. Enquanto o cenário 1 tem um custo total para os 25 anos simulados de R\$ 16,2M e o cenário 2 tem um custo de R\$ 33,1M, atualmente a compra de energia para atender a demanda simulada tem um custo anual de R\$5,5M.

O aproveitamento dos recursos naturais ali existentes representa uma opção sustentável de geração de energia, sem trazer prejuízos ao empreendimento quanto ao seu objetivo principal de abastecimento de água.

Ao longo da elaboração do trabalho constatou-se lacunas de estudos a serem supridas por trabalhos futuros, como: estudos mais específicos referentes a licenciamento ambiental complementar para aumentar as funções da barragem; a análise de modalidades de subsídios e financiamentos que possibilitariam a realização do projeto em parceria com o governo; mudança na operação do reservatório e diminuir a ocorrência vertimentos e escoar o máximo de água pela tubulação da válvula dispersora; instalação e simulação de válvula dispersora com maior capacidade de descarga.

Ferramentas computacionais podem beneficiar o planejamento energético, permitindo avaliar de forma mais adequada a expansão crescente da geração de energia renovável na matriz brasileira. Este é um desafio mundial e deve ser um dos objetivos a ser atingido por todos os agentes do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 10899**: Energia solar fotovoltaica - Terminologia. Rio de Janeiro: Abnt, 2013.

AN, Yuan; FANG, Wei; MING, Bo; HUANG, Qiang. Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling. *Journal Renewable Sustainable Energy*, v. 7, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1063/1.4939056>>. Acesso em: 17/10/2019

ANEEL. **Atlas da energia hidráulica**: Energia solar. 2ª ed. – Brasília: Aneel, 2005. 243 p. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf). Acesso em: 10/10/2019

ANEEL. **Atlas da energia solar no Brasil**: Energia solar. 2ª ed. – Brasília: Aneel, 2005. 243 p. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf). Acesso em: 10/10/2019

ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Brasília: Aneel, 2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 10/02/2020.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Atlas de energia elétrica do Brasil, 3ª Ed. ANEEL, Brasília. 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>. Acesso em: 18/10/2019

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 672, de 4 de agosto de 2015**. Estabelece os procedimentos para a realização de estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas. Diário Oficial da União. Brasília, DF. ANEEL, 2015a.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 673, de 4 de agosto de 2015**. Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH. Diário Oficial da União. Brasília, DF. ANEEL, 2015b.

ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA (COGEN). **Aplicações da cogeração**. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/cogeracao/aplicacoes>. Acesso em: 07/10/2019

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas** / Ministério de Minas e Energia, CEPEL – Rio de Janeiro, 2007.

BRASIL. **Lei Nº 13.097, de 19 de Janeiro de 2015**. Trata de diversos assuntos correlacionados ao país, estando dentro desses as alterações quanto a energias renováveis, especialmente a eólica e as pequenas centrais hidrelétricas. Diário Oficial da União, Brasília, 2015.

BRAUN-GRABOLLE, Priscila. **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. 2010. 257 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

CANALES, Fausto Alfredo; BELUCO, Alexandre; MENDES, Carlos. A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: conventional reservoir or pumped storage plant, **Journal of Energy Storage**, vol. 4, pp. 95-105, 2015.

CANALES, Fausto Alfredo. **Simulação e dimensionamento ótimo de sistemas autônomos híbridos com reservatórios hidrelétricos**. Tese de Doutorado em Engenharia. Pósgraduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental. Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2015.

CASAN (OAS) - Companhia Catarinense de Águas e Saneamento. **Projeto Executivo – Volume 1 – Memorial Descritivo**. Siderópolis, SC, 2001, 110 p.

CASAN (MOR) - Companhia Catarinense de Águas e Saneamento. **Manual de operação o reservatório: Barragem do rio São Bento**. Santa Catarina, 2003, Relatório Técnico.

COSTA, Paulo Roberto. **Processos hidrológicos aplicados ao controle hidráulico-operacional de reservatórios de acumulação de água: O caso da barragem do rio São Bento - SC**. 2008. 133f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Ciências Ambientais) – Universidade do Extremo Sul Catarinense, 2008.

CONNOLLY, David.; LUND, Henrik.; MATHIESEN, Brian Vad; LEAHY, Martin. **A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems**. *Applied Energy*, v.87, n.4, 2010. 1059-1082pp

CRAIG, Ian.; GREEN, Andrew.; SCOBIE, Michael; SCHMIDT, Erik. Controlling Evaporation Loss from Water Storages. NCEA Publication Nº 1000580/1. Queensland, 207 pp. 2005

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**: Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES). Rio de Janeiro: Cepel – Cresesb, 2014. 529 p.

ELETROBRAS. **Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. 2000. Disponível em: <http://eletrobras.com/pt/Paginas/Manuais-e-Diretrizes-para-Estudos-e-Projetos.aspx>. Acesso em: 21/09/2019

FERRER-GISBERT, Carlos; FERRAN-GOZALVEZ, José; REDON-SANTAFE, Miguel. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. *Renewable Energy*, v. 60, p. 63–70, 2013.

GASPARIN, Fabiano Perin; KRENZINGER, Arno. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. *Revista Brasileira de Energia Solar*, Porto Alegre, v. 8, n. 1, p.10-17, jul. 2017.

IEA. **International Energy Agency**. Key World Energy Statistics. 2014

INSTITUTO IDEAL. **Simulador Solar**. 2019. Disponível em: <http://www.americadosol.org/simulador/>. Acesso em: 10/10/2019.

KHATIB, Tamer; MOHAMED, Azah; SOPIAN, Kamaruzzaman. A review of photovoltaic systems size optimization techniques. *Renew Sustain Energy*. Rev 2013; 22:454–65.

LAMBERT, Tom; GILMAN, Paul; LILIENTHAL, Peter. Micropower system modeling with HOMER. In: FARRET F. A.; SIMÕES M. G. **Integration of Alternative Sources of Energy**. 1. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2006. cap. 15.

LEVY, Mitchell. **Saving the blue planet**. In: Domingo, Lázaro (Ed.). Proceedings of the IASS symposium on evolution and trends analysis and construction of shell and spatial structures. Valencia: UPV; 2009

MIRANDA, Raul; SZKLO, Alexandre; SCHAEFFER, Roberto. **Technical-economic potential of PV systems on brazilian rooftops**. *Renewable Energy*, v. 75, p. 694–713, 2015.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Hidrelétrica Balbina inicia projeto com flutuadores para gerar energia solar**. 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset/publisher/32hLrOzMKwWb/content/hidreletrica-balbina-inicia-projeto-com-flutuadores-para-gerar-energia-solar>>. Acesso em:15/10/2019

ONU. Organização das Nações Unidas. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. 2015. Disponível [online]: <http://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>. Acesso em: 20/08/2019

PEREIRA, Enio Bueno.; MARTINS, Fernando; ABREU, Samuel; COSTA, Rodrigo. **Atlas Brasileiro de Energia Solar: INPE. São José dos Campos – SP, 2006.**

SAHU, Alok.; YADAV, Neha.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 66, p. 815–824, 2016.

SANTAFÉ, Miguel.; SOLER, Juan; ROMERO, Francisco. Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs. *Energy*, v. 67, p. 246–255, 2014.

SCHULTZ, Rafael; BELUCO, Alexandre; HOMRICH, Roberto Petry; EIFLER, Ricardo C. **A PV hydro hybrid system using residual flow of Guarita Hydro Power Plant, in southern**

Brazil. In: KISHOR, Nand & FRAILE-ARDANUY, Jesus. Modeling and Dynamic Behavior of Hydropower Plants. The Institution of Engineering and Technology, 2016. 185- 202pp

SEGUEL, Julio Igor López. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital.** 222 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009. Disponível em: https://www.ppgee.ufmg.br/documentos/Defesas/850/Julio_Lopez_Versao_Corrigida.pdf. Acesso em: 12/10/2019

SILVA, Jones. **Viabilidade de geração de energia elétrica através de ondas oceânicas no litoral norte do Rio Grande do Sul: estudo de um sistema híbrido de energias renováveis.** Dissertação de Mestrado em Engenharia. Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental. Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2012. 118f

SILVA, Jones S.; BELUCO, Alexandre. **Guia de Introdução para o HOMER Legacy (Versão 2.68),** 2012. Tradução. Disponível [online]: <http://homerenergy.com/pdf/HOMERGettingStarted_Portugues.pdf>. Acesso em: 25/10/2019.

SILVA, Jones; BELUCO, Alexandre; ALMEIDA, Luiz. Simulating an ocean wave power plant with HOMER. *International Journal of Energy and Environment (IJEE)*, v.5, n.5, 2014. 619-630pp

SINHA, Sunanda; CHANDEL, Shyam. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.32, n.1, 2014. 192-205pp. [DOI: 10.1016/j.rser.2014.01.035]

SOUZA, Zulcy. SANTOS, Afonso, BORTONI, Edson. **Centrais Hidrelétricas: Implantação e Comissionamento.** 2ª Edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2009.

STRANGUETO, Karina. **Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas.** Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) — UNICAMP, Campinas, 2016.

TEIXEIRA, Luis; CAUX Johan; BELUCO, Alexandre; BERTOLDO, Ivo; LOUZADA, Jose. Feasibility Study of a Hydro PV Hybrid System Operating at a Dam for Water Supply in Southern of Brazil, *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 3, pp. 70-83, 2015.

TOLMASQUIM, Mauricio. (Coord.). **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica.** Rio de Janeiro (RJ), Empresa de Pesquisa Energética. 2016. 452p

TRAPANI, Kim; SANTAFÉ, Miguel. A review of floating photovoltaic installations: 2007-2013. *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, v. 15, n. February 2013, p. 659–676, 2014.

UPADHYAY, Subho; SHARMA, Mahendra. A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. V. 38, p. 47-63, oct. 2014. Disponível em:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114003827>. Acessado em: 11/10/2019

VASCO, Gabriel. **Estudo De Pré-Viabilidade Para Implementação De Um Sistema Híbrido De Energia Na Barragem De Laranjeiras, No Sul Do Brasil**. 2017. Dissertação Mestrado – UFRGS, Porto Alegre, 2017.

VIANA, Trajano de Souza. **Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no brasil**. 2010. 127 f. Tese (Doutorado) - Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.

VIANA, Augusto. **Bombas funcionando como turbinas**, Itajubá, MG: Editora ACTA, 2009.

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Destaca-se que o trabalho atingiu seu objetivo geral, avaliando a viabilidade de implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico na barragem do rio São Bento, localizada no município de Siderópolis - Santa Catarina. O principal resultado foi a demonstração de viabilidade para implementação de um sistema híbrido de geração de energia elétrica, sem prejuízo para o desenvolvimento da principal atividade da barragem, o abastecimento humano. Além disso, foi demonstrada a viabilidade de implementação de um sistema híbrido hidrelétrico e fotovoltaico atendendo a demanda de consumo da CASAN.

Para ambos os cenários simulados, sistema híbrido de geração hidrelétrico fotovoltaico e sistema hidrelétrico, foi possível obter a planta ótima com viabilidade técnica e econômica de instalação.

O cenário 1, com instalação de CGH de 838 kW, módulos fotovoltaicos de 5000 kW, conversor de 5760 kW e sistema ligado à rede de distribuição de energia se mostrou a melhor planta de geração, atendendo 80,4% da demanda da CASAN instantaneamente. O restante foi atendido no sistema de troca, injetando energia na rede para utilizar posteriormente. O custo presente líquido para implantar e manter o sistema hidrelétrico fotovoltaico por 25 anos é de R\$ 16.2M, com um investimento inicial de 15.1M, gerando um custo nivelado de energia de R\$ 0.0837 / kWh e um *payback* simples de 1.41 (ano).

O cenário 2, com instalação de CGH de 838 kW e sistema ligado à rede de distribuição de energia, atenderia 52,1% da demanda da CASAN. O custo presente líquido para implantar e manter o sistema hidrelétrico por 25 anos é de R\$ 33.1M, com um investimento inicial de 2.62M, gerando um custo nivelado de energia de R\$ 0.24 / kWh e um *payback* simples de 1.03 (ano).

Caso seja de interesse da companhia gerar o máximo de energia na área disponibilizada, com a instalação de CGH de 838 kW, módulos fotovoltaicos de 25000 kW, conversor de 23040 kW e sistema ligado à rede de distribuição de energia, a capacidade de geração é de 40,385,756 kWh/ano. Esse valor é aproximadamente 4 vezes maior que a demanda atual da CASAN, demonstrando o potencial de geração do sistema.

Considerando a operação atual das vazões de saída da válvula dispersora, o sistema hidrelétrico já apresenta viabilidade, mas uma mudança na operação trará maior disponibilidade de vazões turbináveis com aumento de aproximadamente 25% na geração apresentada nessa pesquisa.

Além disso, destaca-se que os resultados encontrados serão apresentados a CASAN, ressaltando que, além da viabilidade econômica em implantar o sistema, os valores de inovação e sustentabilidade que fazem parte da companhia estão diretamente relacionados com esse projeto.

Como recomendação de trabalhos futuros, ao longo da elaboração do trabalho constatou-se lacunas de estudos a serem supridas, como: estudos mais específicos referentes a licenciamento ambiental complementar para aumentar as funções da barragem; a análise de modalidades de subsídios e financiamentos que possibilitariam a realização do projeto em parceria com o governo; mudança na operação do reservatório para diminuir a ocorrência de vertimentos e escoar o máximo de água pela tubulação da válvula dispersora; instalação e simulação de válvula dispersora com maior capacidade de descarga e revisão do manual de operação do reservatório.

REFERÊNCIAS

CANALES, Fausto Alfredo. **Simulação e dimensionamento ótimo de sistemas autônomos híbridos com reservatórios hidrelétricos.** Tese de Doutorado em Engenharia. Pós graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental. Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2015.

ELETROBRAS. **Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas.** 2000. Disponível em: <http://eletrobras.com/pt/Paginas/Manuais-e-Diretrizes-para-Estudos-e-Projetos.aspx>. Acesso em: 21/09/2019

ANEXO A – PRECIPITAÇÕES



COMPANHIA CATARINENSE DE ÁGUAS E SANEAMENTO

Agência Regional de Criciúma - Setor Operacional - BARRAGEM DO RIO SÃO BENTO

RELATÓRIO: PRECIPITAÇÕES (mm)

Período: 01/01/04 à 31/12/18

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total Anual	Média Mensal
2004	224,5	155,6	202,3	193,2	232,5	126,0	82,00	18,40	241,0	111,28	194,10	225,80	2006,71	167,23
2005	134,3	202,4	226,1	103,7	162,1	65,00	65,60	312,2	195,0	338,50	172,40	201,40	2178,90	181,58
2006	310,1	213,5	301,9	93,06	101,9	72,20	96,85	104,7	39,85	145,20	561,40	140,90	2181,61	181,80
2007	221,7	201,1	360,8	122,5	231,2	26,50	164,0	111,7	194,1	142,60	199,23	196,40	2172,09	181,01
2008	232,2	193,3	262,9	132,7	218,2	95,40	19,80	62,10	200,5	317,50	467,12	276,40	2478,23	206,52
2009	503,8	305,9	276,1	81,60	40,10	47,58	66,40	205,9	468,5	116,10	246,50	304,89	2663,43	221,95
2010	376,7	181,7	369,4	149,3	395,2	95,90	146,6	87,30	123,0	148,61	320,10	128,10	2522,05	210,17
2011	668,8	361,4	212,6	54,90	137,9	136,6	288,7	351,6	174,0	102,50	66,90	216,72	2772,89	231,07
2012	382,3	175,2	76,20	40,60	38,70	108,4	129,4	91,20	168,1	167,71	59,30	150,75	1587,93	132,33
2013	199,9	353,2	205,0	50,60	41,10	118,4	102,6	517,1	148,9	101,02	153,40	274,41	2265,90	188,82
2014	318,1	249,7	273,0	198,9	97,00	316,1	66,50	125,4	226,4	200,50	191,10	417,70	2680,42	223,37
2015	428,5	300,3	334,0	273,3	248,0	136,6	211,1	47,00	320,9	324,80	243,80	223,70	3092,21	257,68
2016	186,9	329,9	319,7	209,0	77,90	15,90	148,5	134,2	64,60	275,50	121,40	299,80	2183,37	181,95
2017	368,2	90,30	266,3	100,0	269,9	116,4	16,50	143,4	132,9	180,46	186,90	139,40	2010,74	167,56

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total Anual	Média Mensal
2018	254,9	88,30	125,1	94,10	114,6	127,6	186,5	94,22	253,6	246,60	107,40	172,60	1865,60	155,47

ANEXO B – SUBMISSÃO REVISTA

[rbe] Agradecimento pela submissão

Lúcia Garrido / Kelly Reis <exec@sbpe.org.br>

Ter, 30/03/2021 14:19

Para: Rafael da Silva Siqueira <rafaelsiqueira_@hotmail.com>

Rafael da Silva Siqueira,

Agradecemos a submissão do trabalho "FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL EM BARRAGEM DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA" para a revista Revista Brasileira de Energia.

Acompanhe o progresso da sua submissão por meio da interface de administração do sistema, disponível em:

URL da submissão: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/authorDashboard/submission/598>

Login: rsiqueira

Em caso de dúvidas, entre em contato via e-mail.

Agradecemos mais uma vez considerar nossa revista como meio de compartilhar seu trabalho.

Lúcia Garrido / Kelly Reis

Revista Brasileira de Energia

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE

ANEXO C – SIMULAÇÃO CENÁRIO 1



System Simulation Report



File: BRSB - real.homer

Author: Rafael Siqueira

Location: R. Florenço S, 57, Siderópolis - SC, 88860-000, Brazil (28°35.8'S, 49°25.9'W)

Total Net Present Cost: R\$16,199,560.00

Levelized Cost of Energy (R\$/kWh): R\$0.0837

Notes: System Hibrid

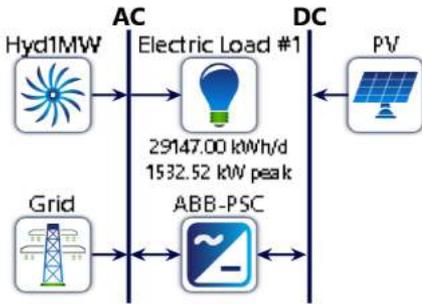
Table of Contents

System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
PV: Generic flat plate PV	7
Converter: ABB PSTORE-PCS	8
Hydroelectric: 1MW Generic	9
Grid: Grid	10
Renewable Summary	12
Compare Economics	13

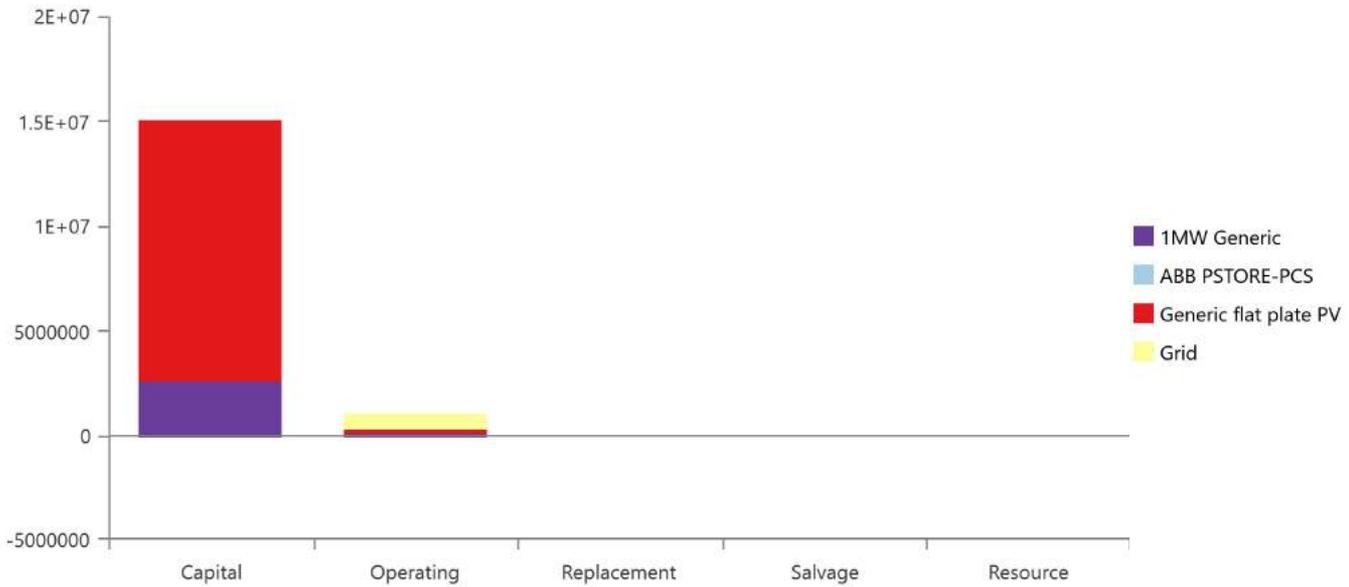
System Architecture

Component	Name	Size	Unit
PV	Generic flat plate PV	5,000	kW
System converter	ABB PSTORE-PCS	5,760	kW
Grid	Grid	999,999	kW
Hydroelectric	1MW Generic	838	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic



Cost Summary



Net Present Costs

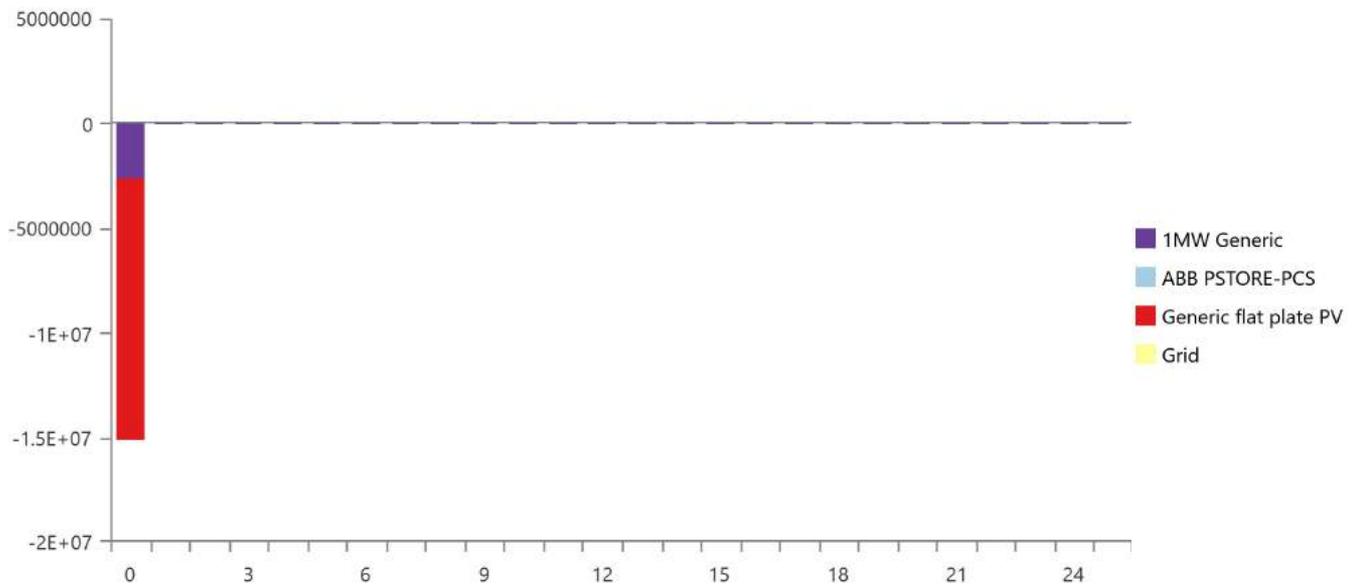
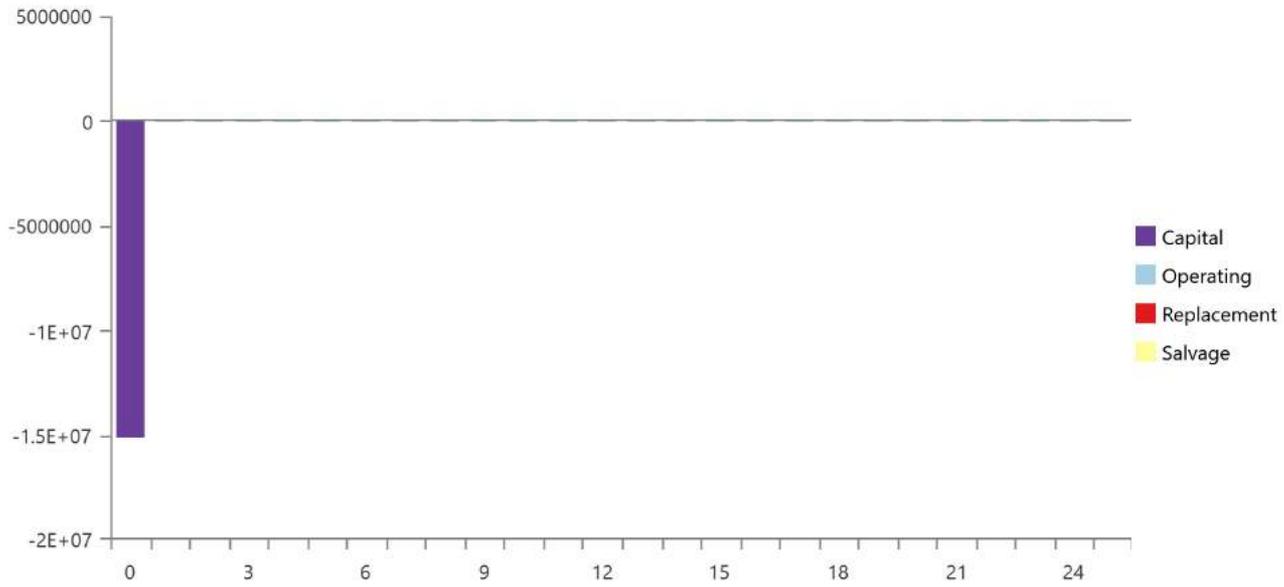
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
1MW Generic	R\$2.62M	R\$129,275	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$2.75M
ABB PSTORE-PCS	R\$10,000	R\$12,928	R\$3,188	-R\$1,797	R\$0.00	R\$24,319
Generic flat plate PV	R\$12.5M	R\$161,594	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$12.7M
Grid	R\$0.00	R\$762,971	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$762,971
System	R\$15.1M	R\$1.07M	R\$3,188	-R\$1,797	R\$0.00	R\$16.2M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
1MW Generic	R\$202,777	R\$10,000	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$212,777
ABB PSTORE-PCS	R\$773.54	R\$1,000	R\$246.61	-R\$138.98	R\$0.00	R\$1,881
Generic flat plate PV	R\$966,930	R\$12,500	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$979,430
Grid	R\$0.00	R\$59,019	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$59,019
System	R\$1.17M	R\$82,519	R\$246.61	-R\$138.98	R\$0.00	R\$1.25M



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	0	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic flat plate PV	6,706,843	44.0
Hydro	5,541,356	36.4
Grid Purchases	2,986,974	19.6
Total	15,235,172	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	10,638,655	71.1
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	4,328,244	28.9
Total	14,966,899	100

PV: Generic flat plate PV

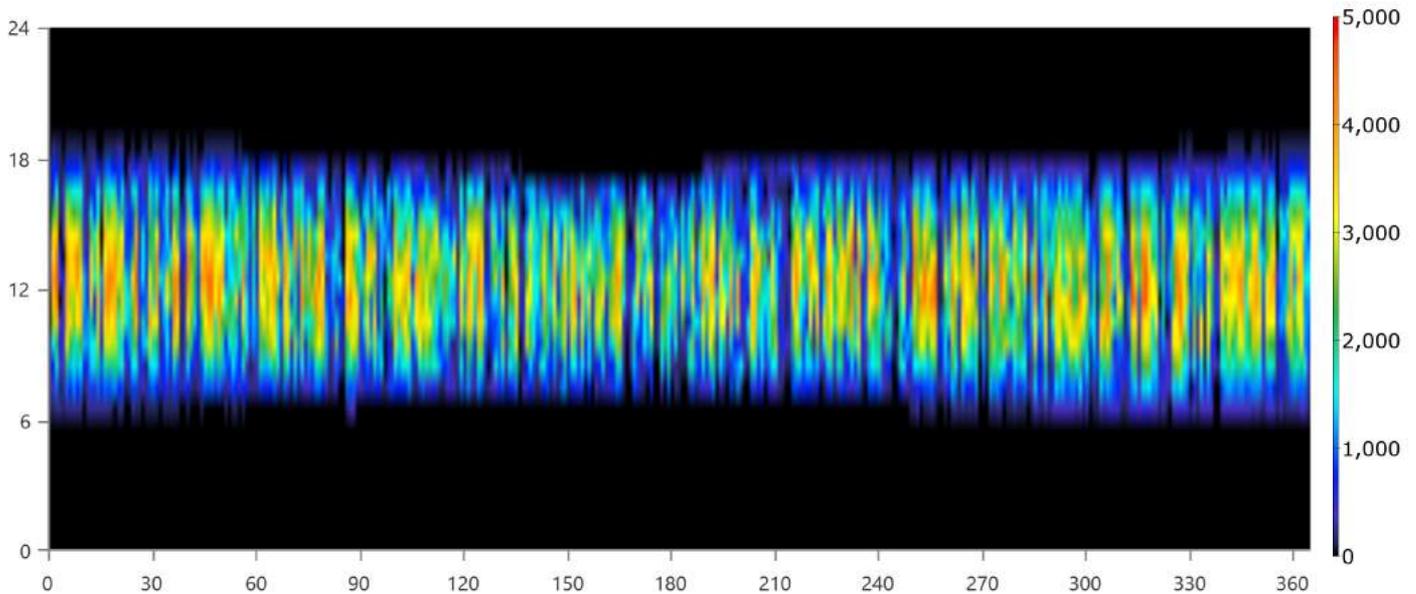
Generic flat plate PV Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	4,840	kW
PV Penetration	63.0	%
Hours of Operation	4,384	hrs/yr
Levelized Cost	0.146	R\$/kWh

Generic flat plate PV Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	5,000	kW
Mean Output	766	kW
Mean Output	18,375	kWh/d
Capacity Factor	15.3	%
Total Production	6,706,843	kWh/yr

Generic flat plate PV Output (kW)



Converter: ABB PSTORE-PCS

ABB PSTORE-PCS Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	4,384	hrs/yr
Energy Out	6,438,569	kWh/yr
Energy In	6,706,843	kWh/yr
Losses	268,274	kWh/yr

ABB PSTORE-PCS Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	5,760	kW
Mean Output	735	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	4,647	kW
Capacity Factor	12.8	%

ABB PSTORE-PCS Inverter Output (kW)

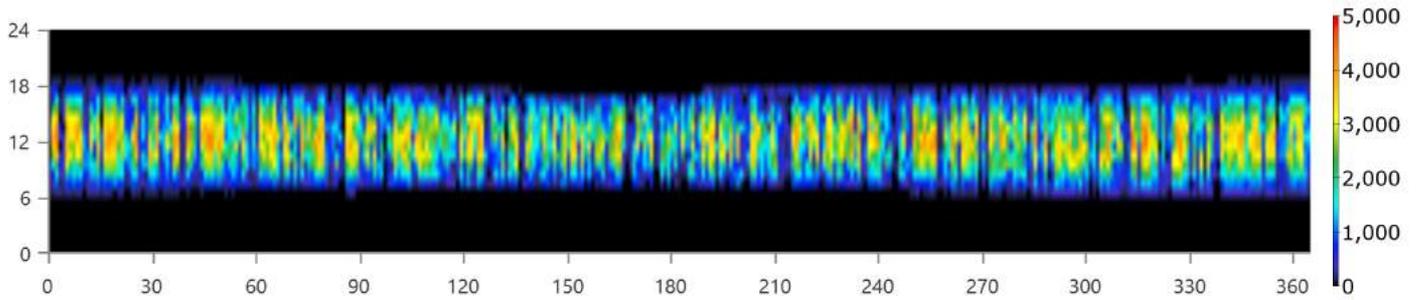
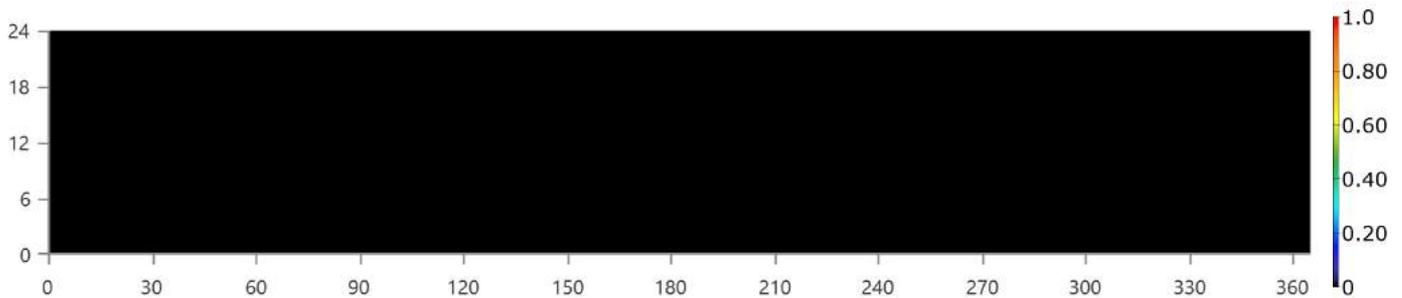


ABB PSTORE-PCS Rectifier Output (kW)



Hydroelectric: 1MW Generic

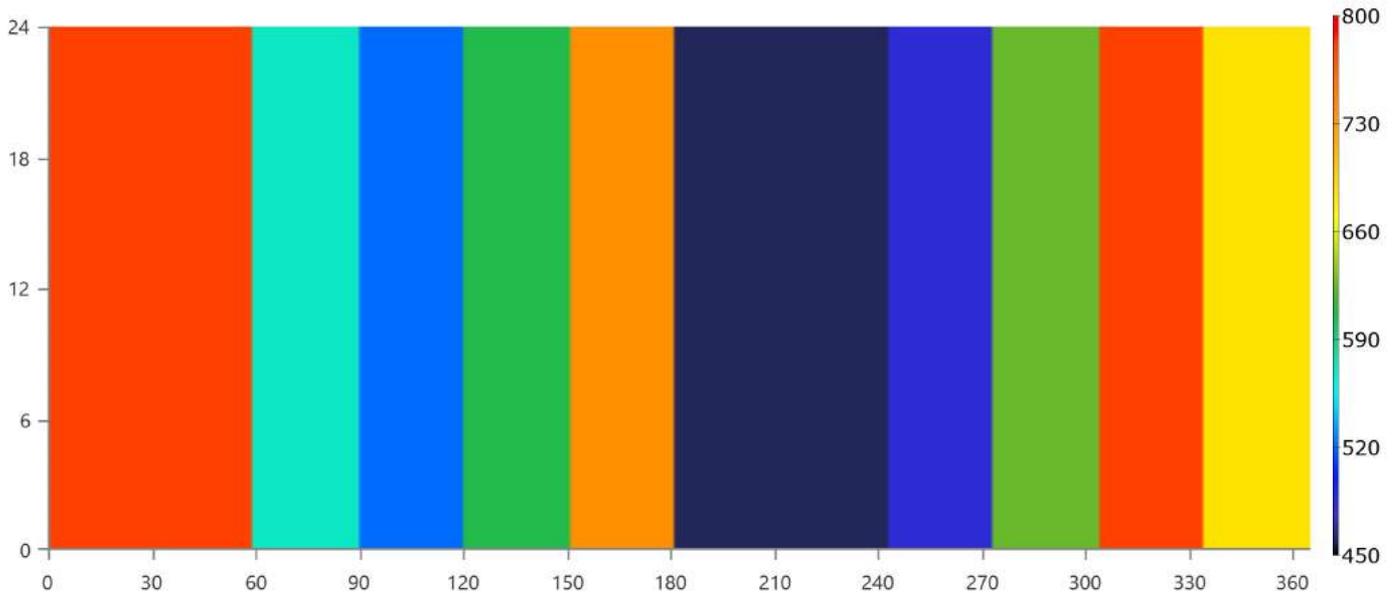
1MW Generic Summary

Quantity	Value	Units
Nominal Capacity	838	kW
Mean output	633	kW
Capacity factor	75.4	%
Total Production	5,541,356	kWh/yr

1MW Generic Statistics

Quantity	Value	Units
Minimum output	459	kW
Maximum output	797	kW
Hydro penetration	52.1	%
Hours of operation	8,760	hrs/yr
Levelized Cost	0.0384	R\$/kWh

1MW Generic Output (kW)



Grid: Grid
Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	689	R\$0.00	R\$0.00
February	0	0	0	666	R\$0.00	R\$0.00
March	0	0	0	948	R\$0.00	R\$0.00
April	0	0	0	934	R\$0.00	R\$0.00
May	0	0	0	832	R\$0.00	R\$0.00
June	0	0	0	739	R\$0.00	R\$0.00
July	0	0	0	969	R\$0.00	R\$0.00
August	0	0	0	985	R\$0.00	R\$0.00
September	0	0	0	940	R\$0.00	R\$0.00
October	0	0	0	770	R\$0.00	R\$0.00
November	0	0	0	619	R\$0.00	R\$0.00
December	0	0	0	813	R\$0.00	R\$0.00
Annual	0	0	0	985	R\$0.00	R\$0.00

Grid rate: Rate 1

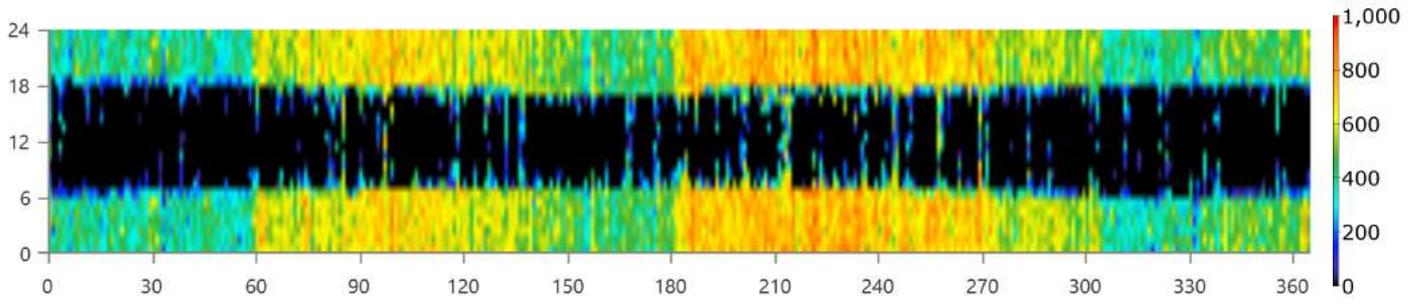
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	164,490	452,702	-288,212	0	R\$0.00	R\$0.00
February	144,289	400,833	-256,545	0	R\$0.00	R\$0.00
March	277,652	380,236	-102,584	0	R\$0.00	R\$0.00
April	302,344	301,271	1,072	0	R\$493.15	R\$0.00
May	268,317	321,081	-52,763	0	R\$0.00	R\$0.00
June	212,519	301,143	-88,624	0	R\$0.00	R\$0.00
July	350,705	265,117	85,588	0	R\$39,371	R\$0.00
August	350,053	320,418	29,635	0	R\$13,632	R\$0.00
September	322,787	310,780	12,007	0	R\$5,523	R\$0.00
October	239,516	381,405	-141,890	0	R\$0.00	R\$0.00
November	152,205	457,993	-305,789	0	R\$0.00	R\$0.00
December	202,098	435,263	-233,165	0	R\$0.00	R\$0.00
Annual	2,986,974	4,328,244	-1,341,270	0	R\$59,019	R\$0.00

Grid rate: All

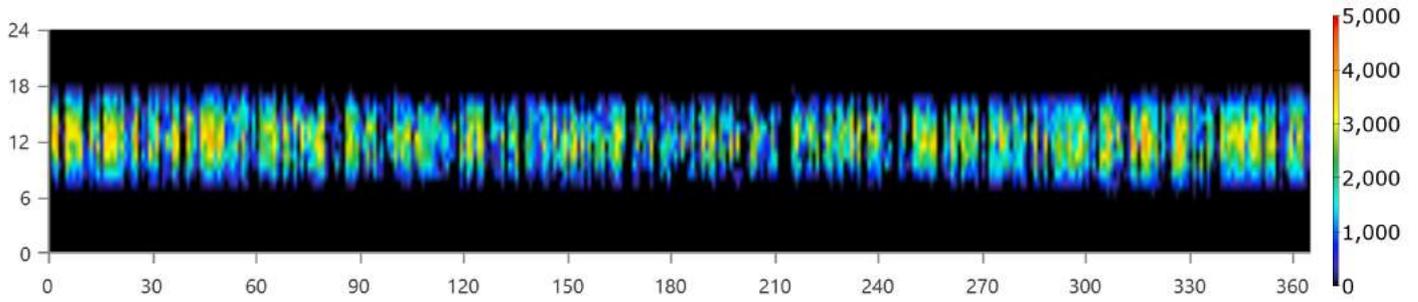
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	164,490	452,702	-288,212	689	R\$0.00	R\$0.00
February	144,289	400,833	-256,545	666	R\$0.00	R\$0.00
March	277,652	380,236	-102,584	948	R\$0.00	R\$0.00
April	302,344	301,271	1,072	934	R\$493.15	R\$0.00
May	268,317	321,081	-52,763	832	R\$0.00	R\$0.00
June	212,519	301,143	-88,624	739	R\$0.00	R\$0.00
July	350,705	265,117	85,588	969	R\$39,371	R\$0.00
August	350,053	320,418	29,635	985	R\$13,632	R\$0.00
September	322,787	310,780	12,007	940	R\$5,523	R\$0.00
October	239,516	381,405	-141,890	770	R\$0.00	R\$0.00
November	152,205	457,993	-305,789	619	R\$0.00	R\$0.00
December	202,098	435,263	-233,165	813	R\$0.00	R\$0.00
Annual	2,986,974	4,328,244	-1,341,270	985	R\$59,019	R\$0.00



Energy Purchased From Grid (kW)



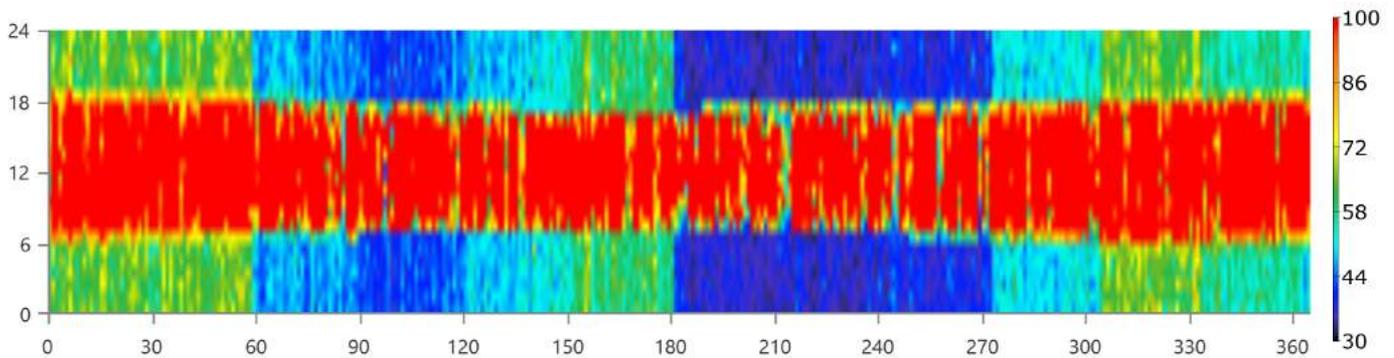
Energy Sold To Grid (kW)



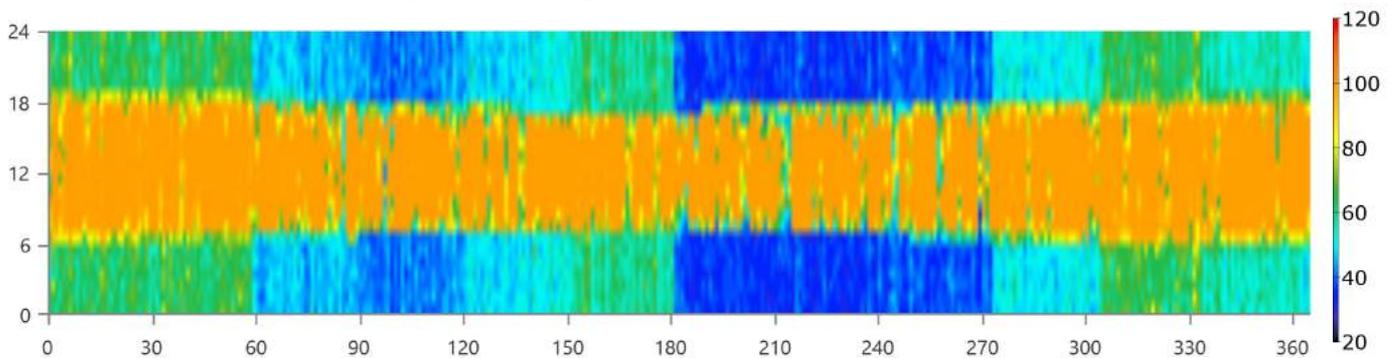
Renewable Summary

Capacity-based metrics	Value	Unit
Nominal renewable capacity divided by total nominal capacity	100	%
Usable renewable capacity divided by total capacity	100	%
Energy-based metrics	Value	Unit
Total renewable production divided by load	81.8	%
Total renewable production divided by generation	80.4	%
One minus total nonrenewable production divided by load	100	%
Peak values	Value	Unit
Renewable output divided by load (HOMER standard)	104	%
Renewable output divided by total generation	100	%
One minus nonrenewable output divided by total load	100	%

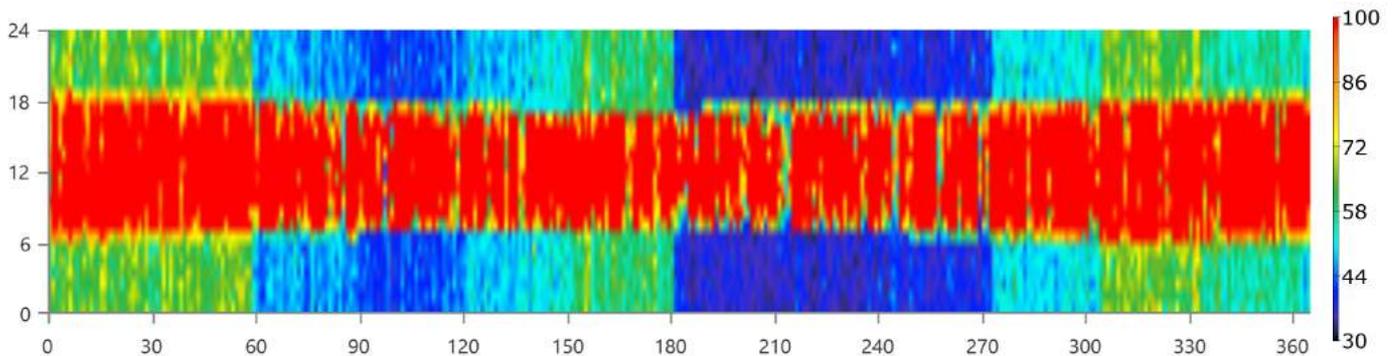
Instantaneous Renewable Output Percentage of Total Generation



Instantaneous Renewable Output Percentage of Total Load



100% Minus Instantaneous Nonrenewable Output as Percentage of Total Load



Compare Economics

IRR (%): **71.1**

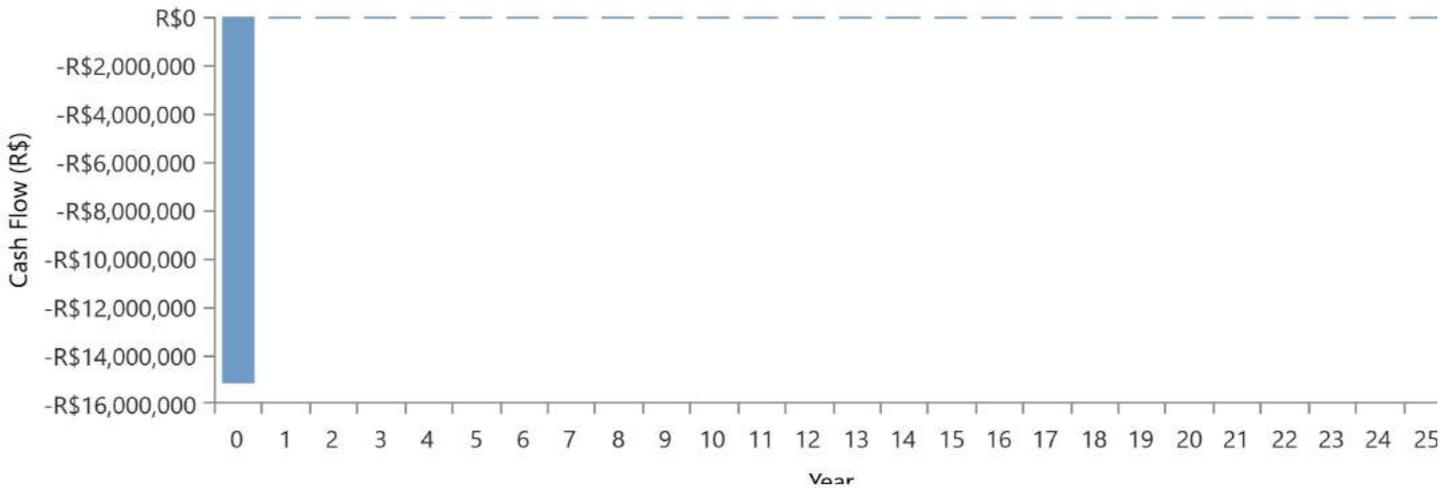
Discounted payback (yr): **1.52**

Simple payback (yr): **1.41**

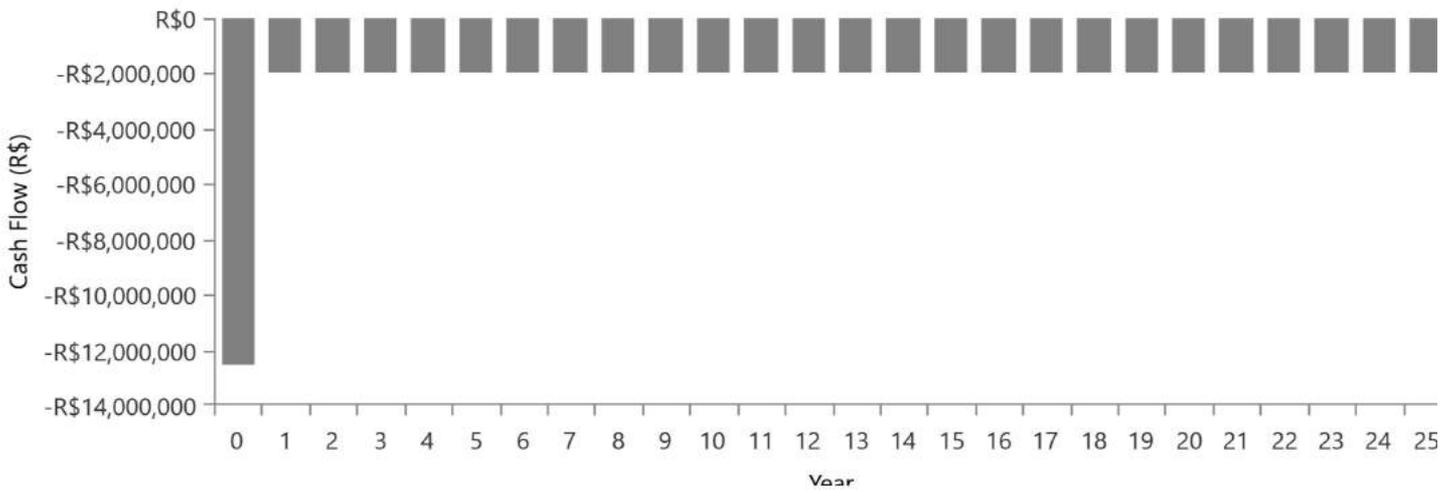
	Base Case	Current System
Net Present Cost	R\$37.7M	R\$16.2M
CAPEX	R\$12.5M	R\$15.1M
OPEX	R\$1.95M	R\$82,627
LCOE (per kWh)	R\$0.219	R\$0.0837
CO2 Emitted (kg/yr)	4,345,423	1,887,767
Fuel Consumption (L/yr)	0	0



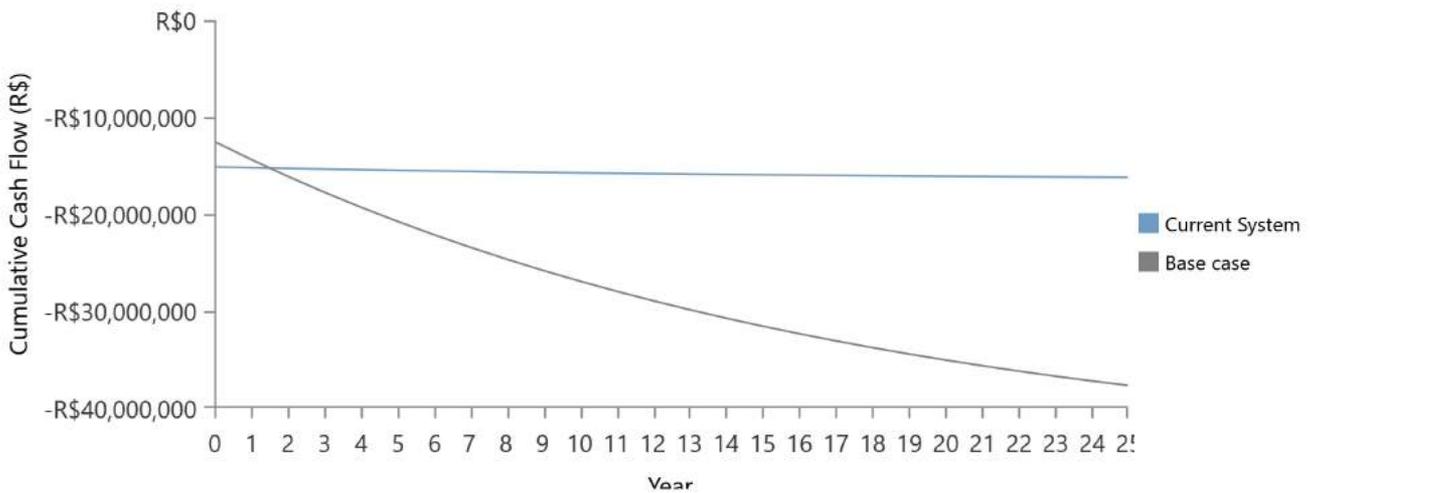
Current Annual Nominal Cash Flows



Base Case Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows



ANEXO D – SIMULAÇÃO CENÁRIO 2



System Simulation Report



File: BRSB - hidro.homer

Author: Rafael Siqueira

Location: R. Florenço S, 57, Siderópolis - SC, 88860-000, Brazil (28°35.8'S, 49°25.9'W)

Total Net Present Cost: R\$33,062,570.00

Levelized Cost of Energy (R\$/kWh): R\$0.240

Notes: System Hibrid

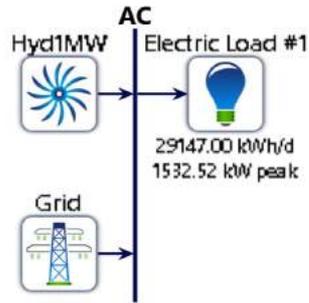
Table of Contents

System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
Hydroelectric: 1MW Generic	7
Grid: Grid	8
Renewable Summary	10
Compare Economics	11

System Architecture

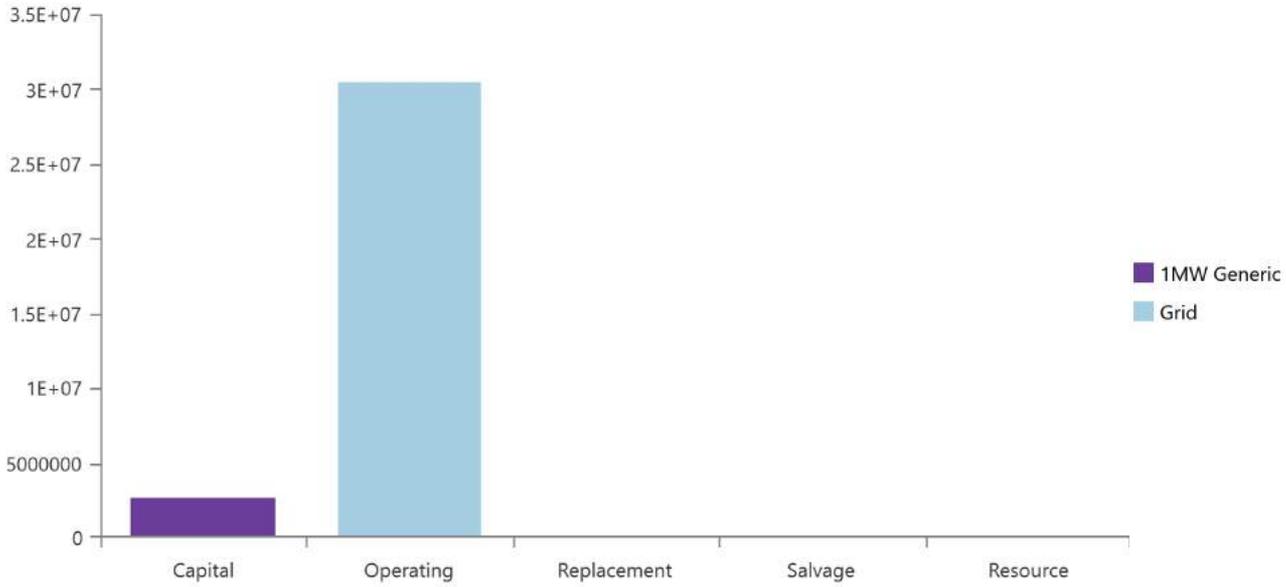
Component	Name	Size	Unit
Grid	Grid	999,999	kW
Hydroelectric	1MW Generic	838	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

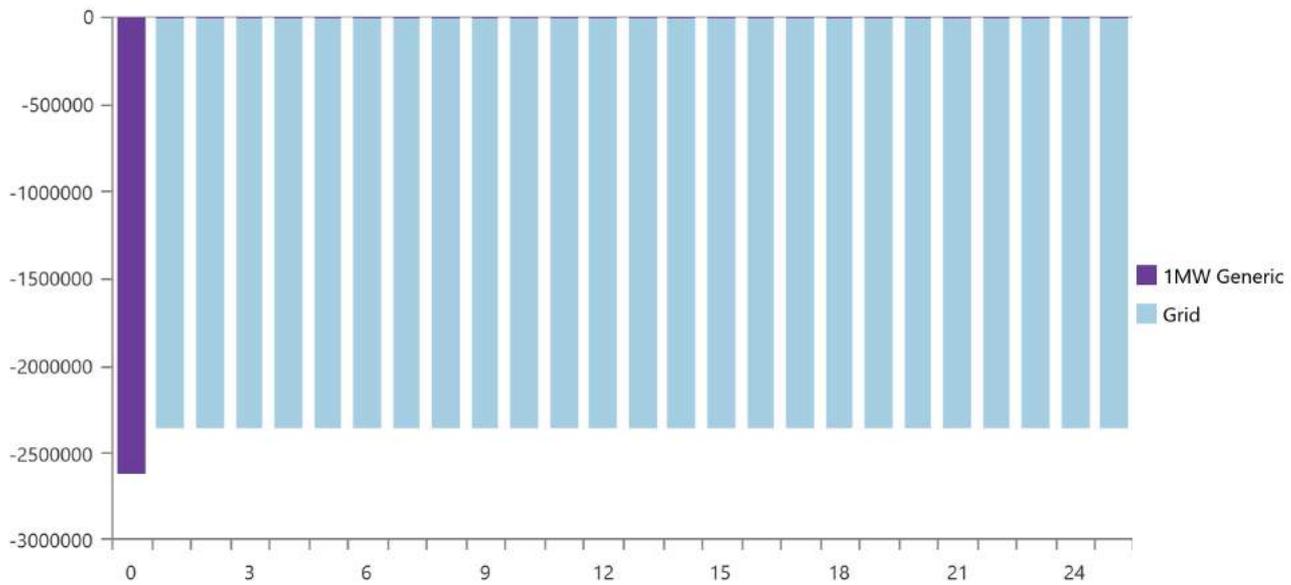
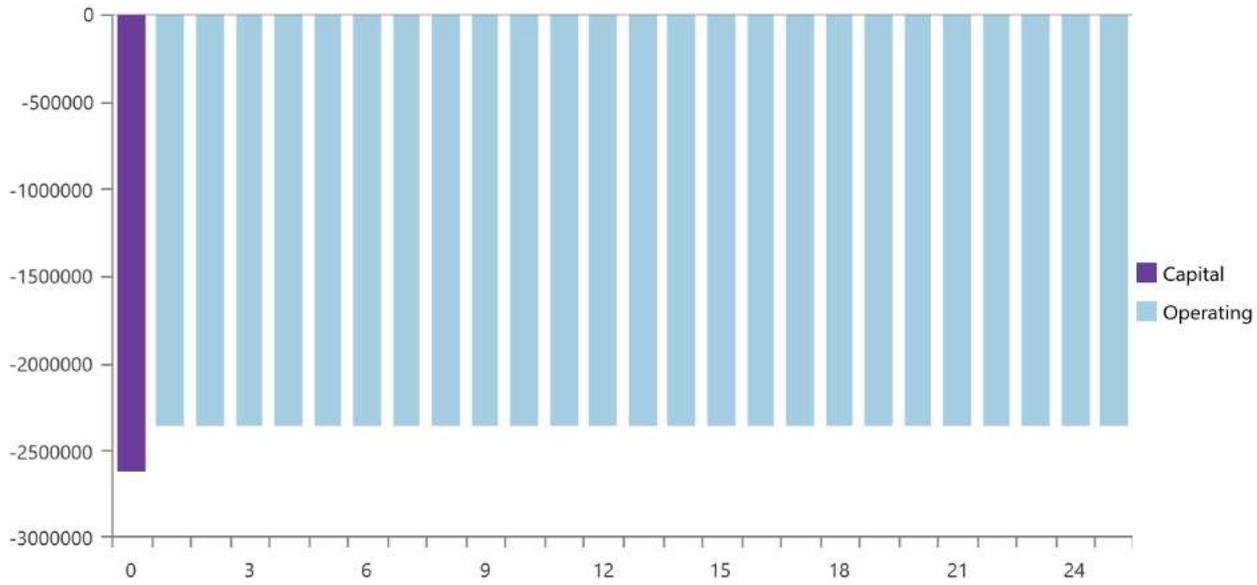
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
1MW Generic	R\$2.62M	R\$129,275	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$2.75M
Grid	R\$0.00	R\$30.3M	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$30.3M
System	R\$2.62M	R\$30.4M	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$33.1M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
1MW Generic	R\$202,777	R\$10,000	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$212,777
Grid	R\$0.00	R\$2.34M	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$2.34M
System	R\$202,777	R\$2.35M	R\$0.00	R\$0.00	R\$0.00	R\$2.56M



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	0	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Hydro	5,541,356	52.1
Grid Purchases	5,097,299	47.9
Total	10,638,655	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	10,638,655	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	10,638,655	100

Hydroelectric: 1MW Generic

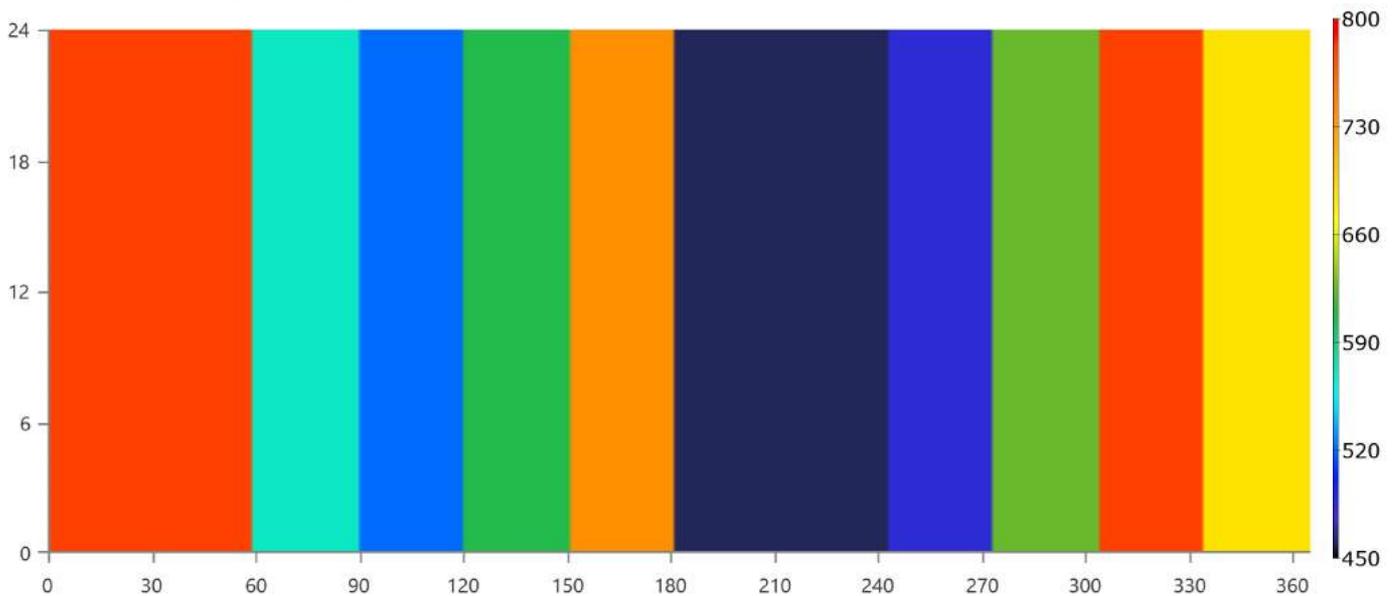
1MW Generic Summary

Quantity	Value	Units
Nominal Capacity	838	kW
Mean output	633	kW
Capacity factor	75.4	%
Total Production	5,541,356	kWh/yr

1MW Generic Statistics

Quantity	Value	Units
Minimum output	459	kW
Maximum output	797	kW
Hydro penetration	52.1	%
Hours of operation	8,760	hrs/yr
Levelized Cost	0.0384	R\$/kWh

1MW Generic Output (kW)



Grid: Grid

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	689	R\$0.00	R\$0.00
February	0	0	0	685	R\$0.00	R\$0.00
March	0	0	0	948	R\$0.00	R\$0.00
April	0	0	0	934	R\$0.00	R\$0.00
May	0	0	0	832	R\$0.00	R\$0.00
June	0	0	0	755	R\$0.00	R\$0.00
July	0	0	0	1,001	R\$0.00	R\$0.00
August	0	0	0	1,042	R\$0.00	R\$0.00
September	0	0	0	981	R\$0.00	R\$0.00
October	0	0	0	791	R\$0.00	R\$0.00
November	0	0	0	647	R\$0.00	R\$0.00
December	0	0	0	813	R\$0.00	R\$0.00
Annual	0	0	0	1,042	R\$0.00	R\$0.00

Grid rate: Rate 1

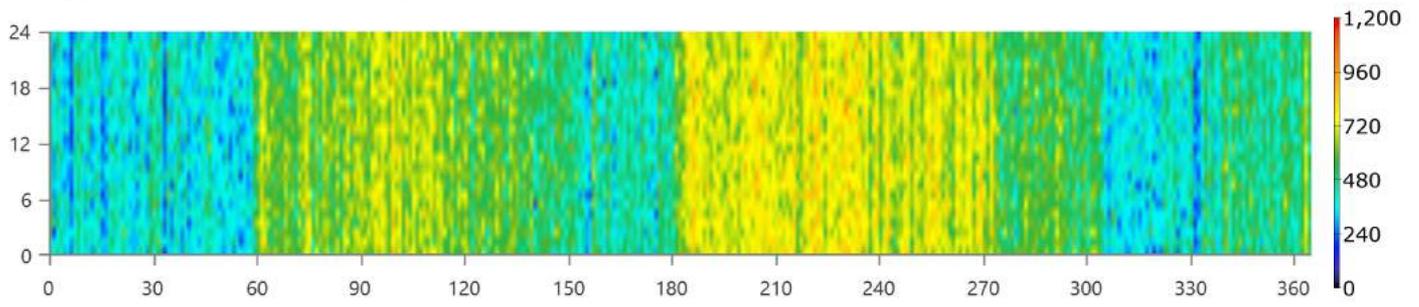
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	307,835	0	307,835	0	R\$141,604	R\$0.00
February	270,258	0	270,258	0	R\$124,319	R\$0.00
March	477,376	0	477,376	0	R\$219,593	R\$0.00
April	498,789	0	498,789	0	R\$229,443	R\$0.00
May	435,195	0	435,195	0	R\$200,190	R\$0.00
June	337,703	0	337,703	0	R\$155,343	R\$0.00
July	559,141	0	559,141	0	R\$257,205	R\$0.00
August	572,132	0	572,132	0	R\$263,181	R\$0.00
September	527,541	0	527,541	0	R\$242,669	R\$0.00
October	432,015	0	432,015	0	R\$198,727	R\$0.00
November	292,803	0	292,803	0	R\$134,690	R\$0.00
December	386,510	0	386,510	0	R\$177,795	R\$0.00
Annual	5,097,299	0	5,097,299	0	R\$2.34M	R\$0.00

Grid rate: All

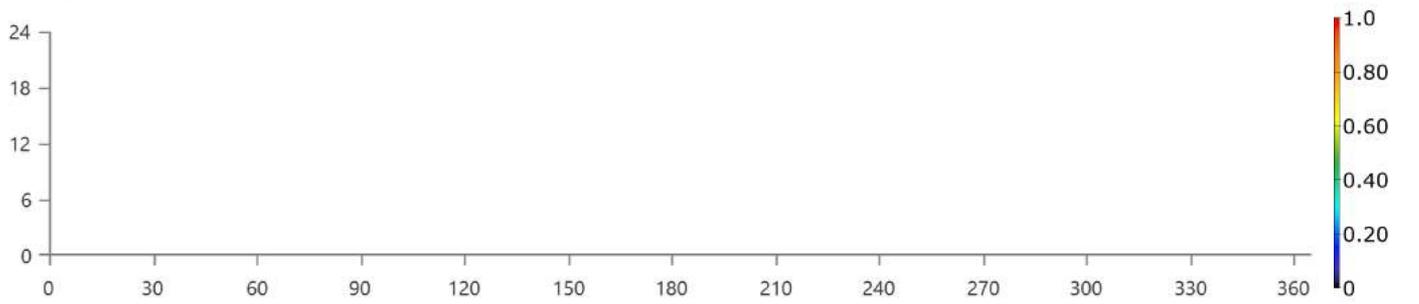
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	307,835	0	307,835	689	R\$141,604	R\$0.00
February	270,258	0	270,258	685	R\$124,319	R\$0.00
March	477,376	0	477,376	948	R\$219,593	R\$0.00
April	498,789	0	498,789	934	R\$229,443	R\$0.00
May	435,195	0	435,195	832	R\$200,190	R\$0.00
June	337,703	0	337,703	755	R\$155,343	R\$0.00
July	559,141	0	559,141	1,001	R\$257,205	R\$0.00
August	572,132	0	572,132	1,042	R\$263,181	R\$0.00
September	527,541	0	527,541	981	R\$242,669	R\$0.00
October	432,015	0	432,015	791	R\$198,727	R\$0.00
November	292,803	0	292,803	647	R\$134,690	R\$0.00
December	386,510	0	386,510	813	R\$177,795	R\$0.00
Annual	5,097,299	0	5,097,299	1,042	R\$2.34M	R\$0.00



Energy Purchased From Grid (kW)



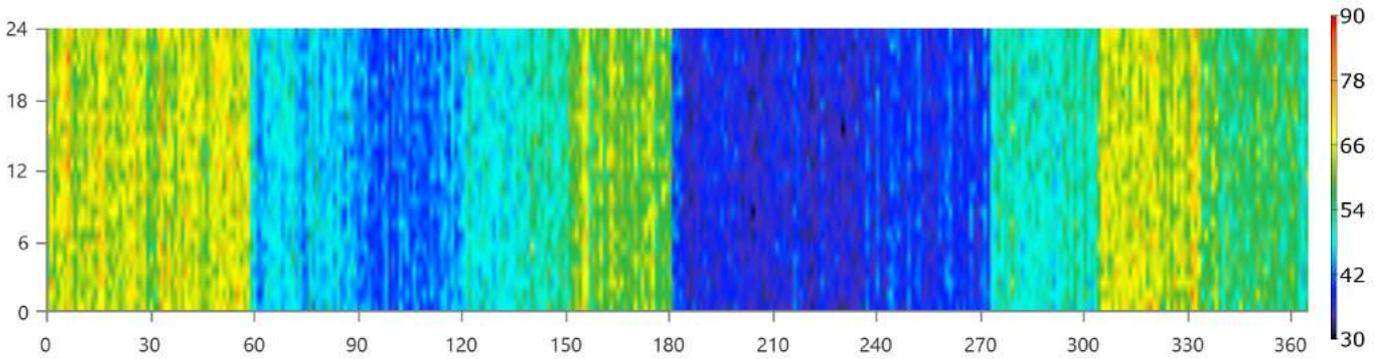
Energy Sold To Grid (kW)



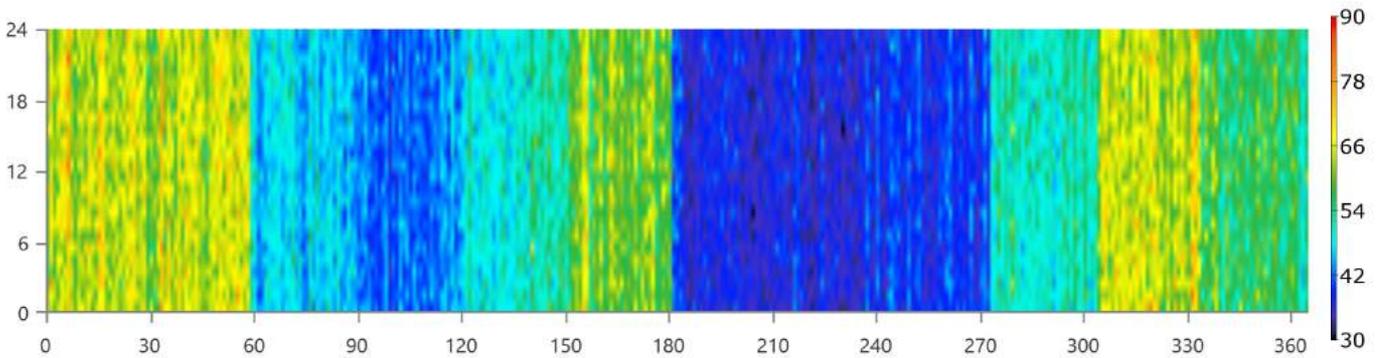
Renewable Summary

Capacity-based metrics		
	Value	Unit
Nominal renewable capacity divided by total nominal capacity	100	%
Usable renewable capacity divided by total capacity	100	%
Energy-based metrics		
	Value	Unit
Total renewable production divided by load	52.1	%
Total renewable production divided by generation	52.1	%
One minus total nonrenewable production divided by load	100	%
Peak values		
	Value	Unit
Renewable output divided by load (HOMER standard)	88.5	%
Renewable output divided by total generation	88.5	%
One minus nonrenewable output divided by total load	88.5	%

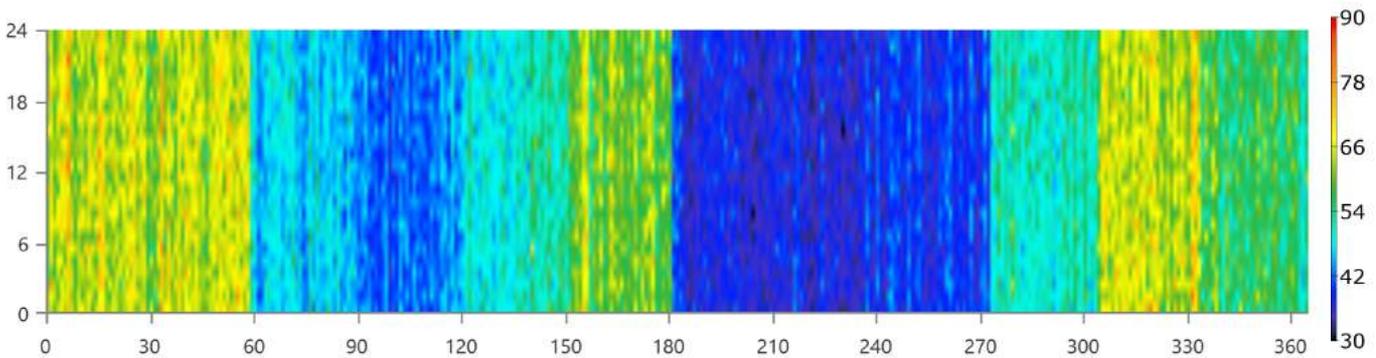
Instantaneous Renewable Output Percentage of Total Generation



Instantaneous Renewable Output Percentage of Total Load



100% Minus Instantaneous Nonrenewable Output as Percentage of Total Load



Compare Economics

IRR (%): **96.9**

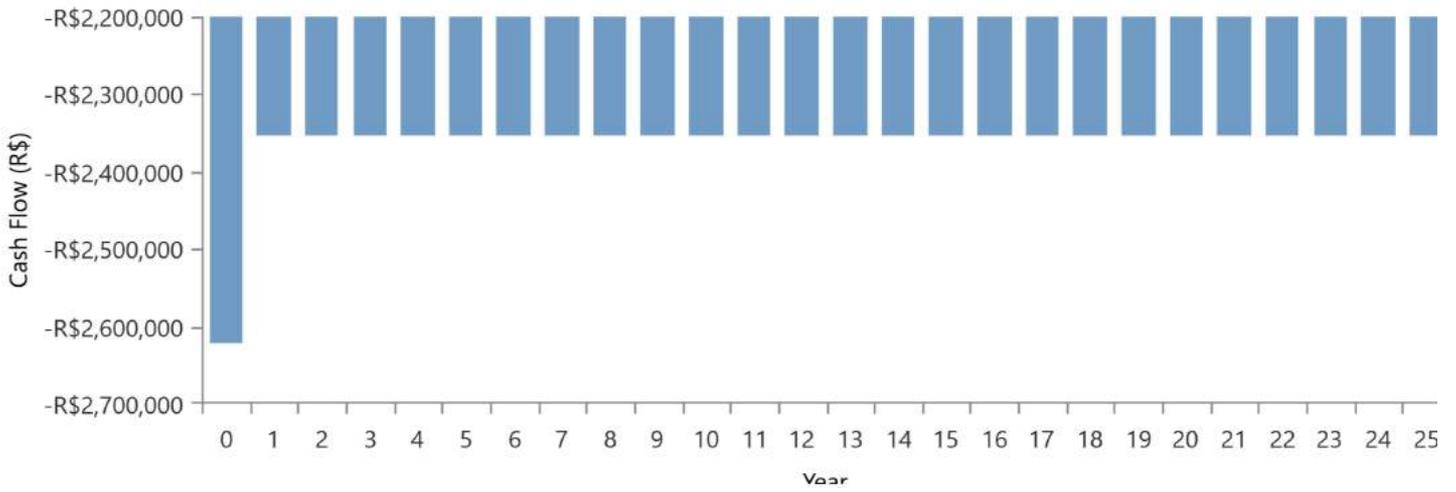
Discounted payback (yr): **1.10**

Simple payback (yr): **1.03**

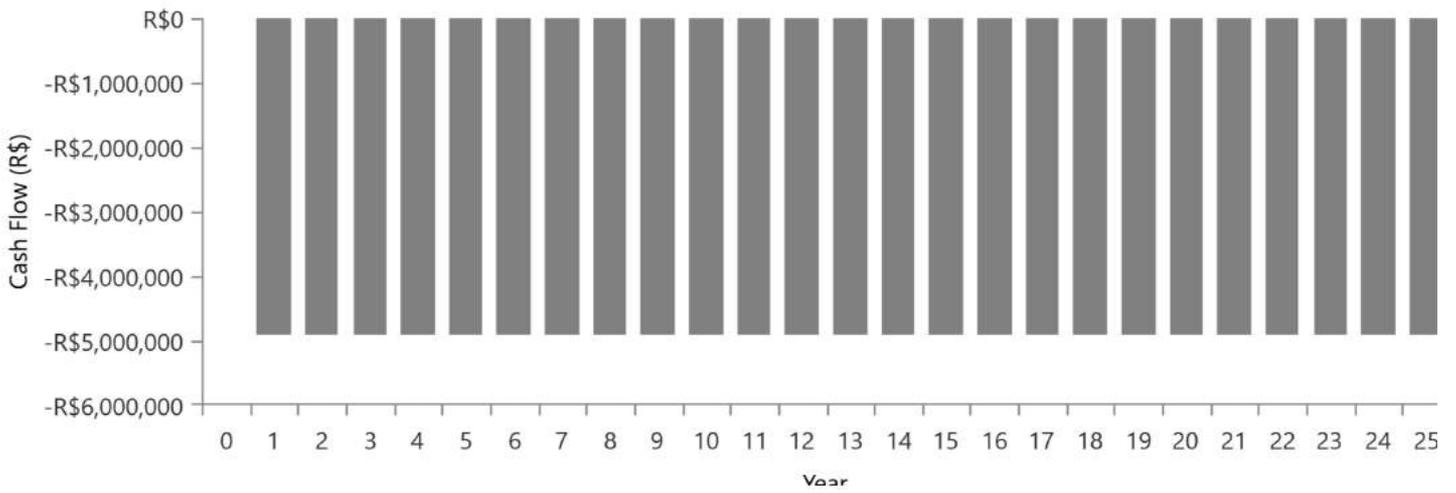
	Base Case	Current System
Net Present Cost	R\$63.3M	R\$33.1M
CAPEX	R\$0.00	R\$2.62M
OPEX	R\$4.89M	R\$2.35M
LCOE (per kWh)	R\$0.460	R\$0.240
CO2 Emitted (kg/yr)	6,723,630	3,221,493
Fuel Consumption (L/yr)	0	0



Current Annual Nominal Cash Flows



Base Case Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows

