



**Universidade Federal de Itajubá**  
**Engenharia Hídrica**

**Trabalho de EHD 209**  
**de 2025**

2025006008, João Pedro Nunes dos Santos  
2023004434, Pablo Henrique Matos dos Santos  
2025001576, Rafael Marcelo Silva

**Itajubá**  
**Dezembro de 2025**

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Tabela das estações fluviométricas de referência .....	8
Figura 2 - Exemplificação da retirada de dados via portal Hidroweb da ANA .....	9
Figura 3 - Dados brutos de vazão disponibilizados pelo Hidroweb .....	10
Figura 4 - Dados hidrológicos organizados e tratados em Python .....	11
Figura 5 - Exemplificação visual de transposição de vazões .....	12
Figura 6 - Dados da vazão da usina em ordem .....	13
Figura 7 - Roteiro para construção da curva de permanência .....	14
Figura 8 - Gráfico da curva de permanência em relação à vazão .....	15
Figura 9 - Fluxograma da vazão da usina em relação aos anos .....	16
Figura 10 - Gráfico da curva de permanência para PCH solar .....	17
Figura 11 - Fórmula para cálculos energéticos realizados .....	18
Figura 12 - Gráfico que relaciona a energia anual gerada com a potência instalada .....	19
Figura 13 - Gráfico que relaciona benefício líquido e potência instalada .....	21
Figura 14 - Dados técnicos do módulo fotovoltaico escolhido .....	23
Figura 15 - Fórmulas para dimensionamento e geração do sistema fotovoltaico flutuante ....	24
Figura 16 - Tabela referente ao cálculo da área ocupada em relação à diferentes cenários ....	26
Figura 17 - Tabela com dados da vazão referente a série histórica de secas e cheias .....	27
Figura 18 - Série de secas e cheias históricas .....	29
Figura 19 - Série temporal contínua de vazões .....	30
Figura 20 - Distribuição das vazões em relação às décadas .....	31
Figura 21 - Dados de vazões por mês via Heatmap .....	32
Figura 22 - Dados de variabilidade e ocorrência de vazões com valores atípicos .....	33
Figura 23 - Dados comparativos da média histórica com a média mensal das vazões .....	34
Figura 24 - Gráfico referente a energia quando comparada a potência em ponto ótimo .....	36
Figura 25 - Gráfico do benefício líquido em relação a potência instalada .....	37
Figura 26 - Gráfico referente a vazão ótima da curva de permanência .....	38
Figura 27 - Tabela com dados referentes à cobertura da área equivalente a 1% da PCH .....	42
Figura 28 - Tabela com dados referentes à cobertura da área equivalente a 3% da PCH .....	43
Figura 29 - Tabela com dados referentes à cobertura da área equivalente a 5% da PCH .....	44
Figura 30 - Gráfico comparativo da energia anual e o máximo retorno energético .....	45

## SUMÁRIO

1. Introdução .....	4
2. Objetivos .....	5
3. Metodologia .....	6
4. Resultados .....	26
5. Conclusão .....	46
6. Referências Bibliográficas .....	47

## 1. INTRODUÇÃO

O aproveitamento de pequenos potenciais hidráulicos tem ganhado relevância no contexto energético brasileiro, especialmente em regiões cujas características físicas e hidrológicas limitam a implantação de empreendimentos de maior porte. Diante desse cenário, a combinação entre geração hidrelétrica e sistemas fotovoltaicos flutuantes surge como uma alternativa capaz de ampliar a produção de energia, reduzir a variabilidade sazonal e otimizar o uso de reservatórios já existentes. Neste estudo, buscou-se avaliar essa integração a partir da análise de um ponto localizado no município de Itumirim, cuja disponibilidade hídrica inicial indicava um potencial significativamente inferior ao de uma PCH convencional.

Com base em dados fluviométricos históricos, procedeu-se à caracterização do regime de vazões, à construção da curva de permanência e ao cálculo da energia hidrelétrica extraível do curso d'água. Em seguida, realizou-se o dimensionamento de um sistema fotovoltaico flutuante aplicado ao reservatório do aproveitamento, considerando diferentes percentuais de cobertura da área alagada. A partir desses cenários, foi possível determinar a energia adicional fornecida pelos módulos solares, avaliar sua contribuição frente às limitações hidráulicas do sítio e estimar o comportamento energético do sistema híbrido.

Por fim, a análise econômica e energética conjunta permitiu comparar a geração isolada da PCH com as configurações híbridas, verificando em que medida a integração fotovoltaica contribui para melhorar o desempenho do empreendimento. Ainda que o ponto estudado apresente restrições naturais que o enquadram na categoria de microgeração, os resultados mostram que a adição de geração solar flutuante produz um aumento expressivo da energia total anual. Assim, o trabalho fornece uma visão abrangente sobre o potencial técnico e energético da hibridização, servindo como base para futuras avaliações e para a expansão desse tipo de arranjo em reservatórios de pequeno porte.

## **2. OBJETIVOS**

O presente estudo tem como propósito fundamental desenvolver uma análise integrada acerca do potencial energético de fontes renováveis na bacia do Rio Grande. Para tanto, estabelecem-se metas que compreendem desde a caracterização hidrológica detalhada de um aproveitamento hidrelétrico até a verificação da viabilidade técnica de sistemas híbridos, buscando maximizar a eficiência energética através da complementaridade entre as fontes hídrica e solar.

### **2.1. Objetivos Gerais**

O objetivo geral, portanto, consiste em realizar o estudo hidrológico e energético completo de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), determinando seus parâmetros ótimos de operação e retorno econômico, e, subsequentemente, avaliar o potencial de incremento na geração de energia através da hibridização do sistema.

### **2.2. Objetivos específicos**

Para o cumprimento do objetivo geral proposto, foram definidas etapas específicas que norteiam o desenvolvimento metodológico do trabalho, as quais consistem em:

- Selecionar uma PCH situada na bacia de estudo com base em critérios técnicos e disponibilidade de dados previamente estabelecidos na literatura de referência;
- Realizar o estudo hidrológico e hidroenergético da usina, incluindo o tratamento de séries históricas, a transposição de dados e a determinação da curva de permanência e das vazões características;
- Definir a potência ótima, a vazão ótima e o benefício líquido máximo do aproveitamento hidrelétrico, aplicando os procedimentos de cálculo e otimização energética estudados;
- Identificar e quantificar a área alagada do reservatório da usina a partir dos dados técnicos disponibilizados;
- Avaliar a viabilidade técnica do uso de painéis fotovoltaicos flutuantes sobre a superfície do reservatório da PCH;
- Determinar o potencial energético solar para diferentes cenários de ocupação do espelho d'água, considerando coberturas de 1%, 3% e 5% da área alagada;
- Estimar o potencial energético total e o ganho de eficiência resultante da combinação entre a geração hidrelétrica e a fotovoltaica nos diferentes cenários analisados.

### **3. METODOLOGIA**

A metodologia adotada neste trabalho foi organizada em etapas sucessivas, de modo a permitir a análise hidrológica, hidroenergética e solar da PCH escolhida. Inicialmente, estruturou-se um procedimento para identificar e selecionar o aproveitamento hidrelétrico mais adequado ao estudo, garantindo que houvesse disponibilidade de dados e compatibilidade com os critérios definidos no enunciado. A partir dessa seleção, foram conduzidos o tratamento dos dados hidrológicos, a transposição das vazões, os cálculos energéticos e a avaliação dos cenários fotovoltaicos aplicados à área alagada. Dessa forma, o primeiro passo da metodologia consistiu na seleção da PCH, apresentada a seguir.

#### **3.1. Seleção de PCH**

A seleção da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) analisada nesse estudo seguiu critérios previamente definidos pela equipe, em conformidade com o planejamento estabelecido pelo docente. O primeiro critério consistiu em restringir a escolha às PCHs, através da dissertação *“Proposta metodológica para definição de um Indicador Socioambiental para análise de atratividade de minigeração”* (Monteiro, 2019), disponibilizada entre os materiais da disciplina. Na figura abaixo, o autor identifica diversos aproveitamentos potenciais na bacia hidrográfica do Rio Grande (MG), associados às suas respectivas estações fluviométricas e códigos no sistema da Agência Nacional de Água (Figura 1).

Tabela 10 – Estações fluviométricas de referência

Aproveitamentos				Estação fluviométrica de referência			
	nome	Queda	Área Drenagem	Código	Área Drenagem	Proporção - Áreas	Dentro limites?
1	Rio São João A	30	1.227	61695000	1.283	96%	ok
2	Cachoeira do Funil	20	1.800	61078000	1.829	98%	ok
3	Engenho Lisboa	100	266	61794000	566	47%	ok
4	Rio Capivari	60	418	61800500	356	117%	ok
5	Sumidouro Rio Capivari	40	413	61075000	1.010	41%	ok
6	Esmeralda 2	260	59,11	61014000	218	27%	ok
7	Ribeirão do Ouro	60	245	61700000	473	52%	ok
8	Rio São João B	10	1.315	61695000	1.283	102%	ok
9	Jaguara	80	160,7	61700000	473	34%	ok
10	Ribeirão do Ouro 2	100	127	61700000	473	27%	ok
11	Esmeralda 1	170	70,12	61014000	218	32%	ok
12	Castelhano	100	108	61700000	473	23%	Fora
13	Do francês	60	173,63	61031000	105	165%	ok
14	Rio Santana	20	475,2	61700000	473	100%	ok
15	Rio do Cervo	40	220,25	61173000	385	57%	ok
16	Ponte Queimada	100	78	61700000	473	16%	Fora
17	Usina Velha	20	374	61140000	331	113%	ok
18	Encaixado Virginia	30	246,43	61280000	270	91%	ok
19	São Bernardo	28	260	61250000	108	241%	ok
20	Ribeirão Grande	30	229	61700000	473	48%	ok

Figura 1 - Tabela das estações fluviométricas de referência. Fonte: Proposta metodológica para definição de um Indicador Socioambiental para análise de atratividade de minigeração hidráulica descentralizada.

Com base nessas informações, o segundo critério adotado foi a verificação da disponibilidade e qualidade das séries históricas de vazão de cada estação relacionada às PCHs listadas. Para isso, foram consultados os dados no portal Hidroweb/SNIRH, da Agência Nacional de Águas (ANA), utilizando os códigos fornecidos pelo autor. Esse procedimento permitiu avaliar quais estações possuíam registros suficientemente completos e recentes para suportar as análises hidrológicas requeridas (Figura 2).

Figura 2 - Exemplificação da retirada de dados via portal Hidroweb da ANA. Fonte: Portal Hidroweb.

Após essa etapa de verificação, optou-se pela estação fluviométrica Cachoeira do Funil, de código 61078000, situada no município de Itumirim–MG. A qual apresentou uma base de dados consistente, incluindo séries de vazão com registros atualizados até 2023. Essa escolha assegurou a viabilidade e a confiabilidade das etapas subsequentes da metodologia.

### 3.2. Coleta e Preparação de Dados Hidrológicos

Os dados hidrológicos utilizados neste estudo foram obtidos no portal Hidroweb/SNIRH, da Agência Nacional de Águas, a partir da estação fluviométrica selecionada (código 61078000). Entre os conjuntos de informações disponíveis, destacam-se as séries históricas de cota, curva-chave de descarga, perfil transversal, qualidade da água, resumo de descarga e, principalmente, as séries de vazões, que serviram de base para as análises subsequentes. A Figura 3 apresenta um trecho dos dados brutos de vazão fornecidos pelo sistema.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
1	Agência Nacional de Águas - ANA																					
2	Superintendência de Gestão da Rede Hidrometeorológica-SGH																					
3	Sistema de Informações Hidrológicas - Versão VWEB																					
4	Fone: (61) 2109-5242																					
5	E-mail: hidro@ana.gov.br																					
6																						
7	NívelConsistencia: 1 = Bruto, 2 = Consistido																					
8	MediaDiaria: Indica se a medição é média diária ou instantânea. 0 = Não, 1 = Sim																					
9	MetodoObtencaoVazoes: 1 = Curva de descarga, 2 = Transferência de vazões, 3 = Soma de vazões, 4 = ADOP																					
10	Status: 0 = Branco, 1 = Real, 2 = Estimado, 3 = Duvidoso, 4 = Régua Seca																					
11																						
12	Restrições da consulta:																					
13	Código da Estação:61078000																					
14																						
15																						
16	EstacaoCc	NivelCons	Data	Hora	MediaDia	MetodoOt	Maxima	Minima	Media	DiaMaxim	DiaMinim	MaximaSt	MinimaSt	MediaStat	MediaAnu	MediaAnu	Vazao01	Vazao02	Vazao03	Vazao04	Vazao05	Vazao06
17	6,1E+07	2	01/12/2023		1	1	148,272	16,3127	42,3385	31	1	1	1	1			16,3127	17,6038	17,9315	22,0148	19,939	24,8848
18	6,1E+07	2	01/11/2023		1	1	31,7471	10,6412	18,3659	22	19	1	1	1			24,1566	25,6201	23,0776	22,7215	19,5996	17,6038
19	6,1E+07	2	01/10/2023		1	1	24,1566	12,6385	16,6555	31	1	1	1	1			12,6385	14,7447	19,5996	17,278	15,3657	14,4374
20	6,1E+07	2	01/09/2023		1	1	16,3127	10,9196	13,2598	1	27	1	1	1			16,3127	15,6793	15,6793	15,6793	15,995	15,6793
21	6,1E+07	2	01/08/2023		1	1	20,9685	13,5281	15,2035	29	19	1	1	1			15,6793	15,6793	15,3657	15,3657	15,0541	15,0541
22	6,1E+07	2	01/07/2023		1	1	18,9266	15,995	17,5275	1	28	1	1	1			18,9266	18,9266	18,9266	18,5929	18,5929	18,2612
23	6,1E+07	2	01/06/2023		1	1	24,1566	19,2621	21,2607	1	28	1	1	1			24,1566	24,1566	24,1566	23,4354	22,7215	22,0148
24	6,1E+07	2	01/05/2023		1	1	41,7053	23,7951	26,8028	2	28	1	1	1			30,5659	41,7053	31,3517	30,958	30,1754	29,3994
25	6,1E+07	2	01/04/2023		1	1	44,7726	30,5659	35,4544	1	25	1	1	1			44,7726	43,0111	39,5583	36,2012	34,9676	34,153
26	6,1E+07	2	01/03/2023		1	1	89,5255	37,4487	52,3621	13	29	1	1	1			47,0067	46,557	47,0067	44,3301	49,276	61,3191
27	6,1E+07	2	01/02/2023		1	1	98,3975	44,3301	63,3815	13	27	1	1	1			72,5509	67,669	77,5319	74,2004	65,5319	58,7286
28	6,1E+07	2	01/01/2023		1	1	161,992	64,471	102,217	1	29	1	1	1			161,992	107,513	74,2004	74,7526	67,1328	116,863

Figura 3 - Dados brutos de vazão referentes à estação fluviométrica Cachoeira do Funil. Fonte: Autores.

A série histórica fornecida pelo portal possui registros mensais no intervalo de 1934 à 2023. Em cada mês, o Hidroweb disponibiliza valores referentes à vazão 1 até a vazão 31, que correspondem às estimativas diárias subsequentes ao primeiro dia do mês. A tabela fornecida apresenta, portanto, um conjunto mensal composto por até 31 dias, medidos de um período de 89 anos.

Devido ao grande volume de informações, foi realizado um processo de organização e limpeza dos dados antes da etapa de transposição. Para isso, utilizou-se uma rotina desenvolvida em *Python* com apoio das bibliotecas *Pandas* (tratamento e estruturação de dados) e *Matplotlib* (visualização), que permitiu reorganizar a série temporal em ordem cronológica decrescente e identificar automaticamente a natureza de cada evento hidrológico como cheia, seca ou normal (Figura 4).

	A	B	C	D	E	F
1	DataCompleta	Ano	Mes	Dia	Vazao	Evento
2	2023-12-31 00:00:00	2023	12	31	148,2718	Cheia
3	2023-12-30 00:00:00	2023	12	30	71,4574	Normal
4	2023-12-29 00:00:00	2023	12	29	80,9064	Normal
5	2023-12-28 00:00:00	2023	12	28	53,4477	Normal
6	2023-12-27 00:00:00	2023	12	27	35,3772	Normal
7	2023-12-26 00:00:00	2023	12	26	27,4885	Normal
8	2023-12-25 00:00:00	2023	12	25	29,3994	Normal
9	2023-12-24 00:00:00	2023	12	24	31,3517	Normal
10	2023-12-23 00:00:00	2023	12	23	35,7884	Normal
11	2023-12-22 00:00:00	2023	12	22	44,3301	Normal
12	2023-12-21 00:00:00	2023	12	21	52,9787	Normal
13	2023-12-20 00:00:00	2023	12	20	34,5595	Normal
14	2023-12-19 00:00:00	2023	12	19	28,2478	Normal
15	2023-12-18 00:00:00	2023	12	18	40,842	Normal
16	2023-12-17 00:00:00	2023	12	17	24,8848	Normal
17	2023-12-16 00:00:00	2023	12	16	25,6201	Normal
18	2023-12-15 00:00:00	2023	12	15	34,153	Normal
19	2023-12-14 00:00:00	2023	12	14	38,288	Normal

Figura 4 - Dados hidrológicos tratados em Python. Fonte: Autores.

A partir desse tratamento inicial, as séries de vazão foram padronizadas, estruturadas e verificadas quanto à consistência, assegurando que os dados estivessem adequados para uso nas etapas seguintes. Com as informações organizadas e validadas, tornou-se possível avançar para o processo de transposição das vazões ao ponto da PCH - etapa fundamental para representar com maior precisão o comportamento hidrológico no local do aproveitamento. Essa transposição, baseada na relação entre as áreas de drenagem da estação fluviométrica e da usina selecionada, é apresentada no subtópico a seguir.

### 3.3. Transposição das Vazões para a PCH

A transposição das vazões foi necessária porque a estação fluviométrica utilizada no estudo não está localizada exatamente no ponto do aproveitamento hidrelétrico. Para representar adequadamente o comportamento hidrológico no local da PCH, foi preciso ajustar a série de vazões observada na estação para que refletisse as condições específicas da área da usina.

Esse procedimento baseia-se na proporcionalidade entre as áreas de drenagem da estação e da PCH, permitindo estimar como as vazões medidas se comportam no ponto de interesse (Figura 5).

## Passo 2 - Transposição de vazões

- Mais comum: não se ter vazões no ponto de implantação da barragem;

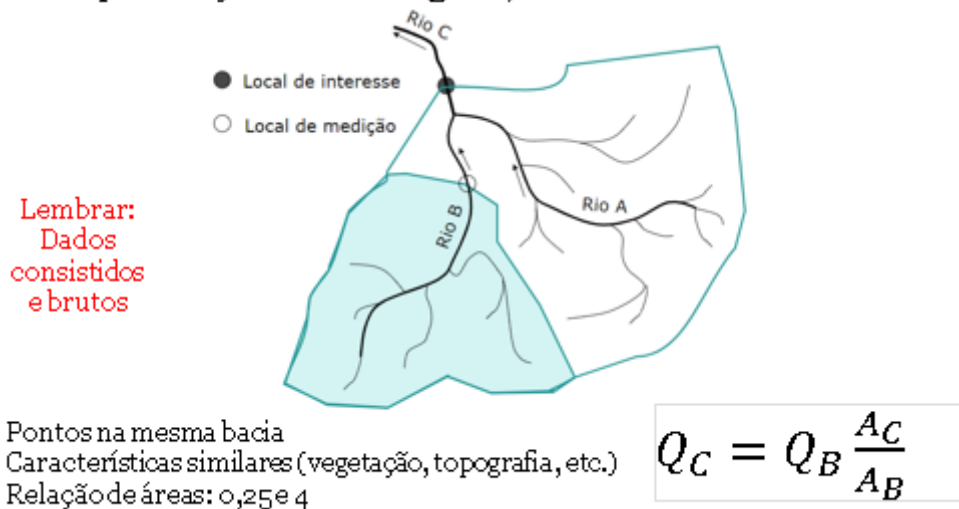


Figura 5 - Exemplificação visual de transposição de vazões. Fonte: Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos.

Na expressão matemática mostrada na Figura 5,  $Q_b$  representa a vazão medida na estação fluviométrica,  $Q_c$  é a vazão estimada no ponto da usina,  $A_b$  é a área de drenagem da estação (definida como 1800 km<sup>2</sup>) e  $A_c$  é a área de drenagem correspondente ao aproveitamento hidrelétrico (definida como 1829 km<sup>2</sup>). Além disso, para cada vazão, foi adicionado uma ordem, passo essencial para determinar as etapas posteriores. Seguindo as orientações propostas em sala de aula, chegou-se aos resultados que podem ser parcialmente visualizados na figura abaixo:

	A	B	C	D
1	Media	Data	Q usina m³ [Vazão]	Ordem
2	42,3385	01/12/2023	43,02062028	1
3	18,3659	01/11/2023	18,66179506	2
4	16,6555	01/10/2023	16,92383861	3
5	13,2598	01/09/2023	13,47343011	4
6	15,2035	01/08/2023	15,44844528	5
7	17,5275	01/07/2023	17,8098875	6
8	21,2607	01/06/2023	21,6032335	7
9	26,8028	01/05/2023	27,23462289	8
10	35,4544	01/04/2023	36,02560978	9
11	52,3621	01/03/2023	53,20571161	10
12	63,3815	01/02/2023	64,40264639	11
13	102,2173	01/01/2023	103,8641343	12
14	42,3385	01/12/2022	43,02062028	13
15	18,8859	01/11/2022	19,19017283	14

Figura 6 - Dados da vazão da usina em ordem. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Após aplicar a equação de transposição aos valores da série histórica, obteve-se uma nova sequência de vazões ajustadas especificamente para o ponto onde se encontra o aproveitamento hidrelétrico, denominado na Figura 6 como “ $Q_{usina} [m^3]$ ”. Essa série transposta representa com maior fidelidade o comportamento hidrológico no local da PCH, eliminando a distorção que ocorreria caso fossem utilizados os valores medidos diretamente na estação. Com esses dados devidamente corrigidos e organizados, tornou-se possível avançar para a etapa seguinte, que consiste na elaboração do estudo hidrológico, fundamental para a caracterização estatística das vazões e para os cálculos energéticos subsequentes.

### 3.4. Estudo Hidrológico

O estudo hidrológico teve como principal objetivo caracterizar o comportamento das vazões no ponto do aproveitamento após a transposição dos dados, fornecendo as bases necessárias para o estudo hidroenergético da PCH. Para isso, foram elaborados a curva de permanência, o fluviograma anual e as principais vazões de referência, permitindo uma avaliação estatística e temporal do regime de escoamento. A curva de permanência foi construída a partir da série histórica de vazões transpostas para o ponto da PCH.

Inicialmente, para sua elaboração, as vazões foram sequenciadas em ordem decrescente. Essa listagem é necessária para determinar o tempo relativo em que cada vazão é igualada ou superada ao longo do período estudado. A permanência de cada vazão foi

calculada por meio da expressão descrita na Figura 7, que relaciona a posição da vazão ordenada no conjunto de dados com o tamanho total da série.

## Roteiro para construção da curva de permanência

- 1) Listagem de vazões em ordem decrescente;
- 2) Definição da ordem  $n$ ;
- 3) Cálculo da permanência:

$$Permanência = \frac{n}{m + 1}$$

Figura 7 - Roteiro para construção da curva de permanência. Fonte: Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos.

Nessa fórmula,  $P$  representa a permanência associada à vazão,  $n$  é a posição da vazão na lista ordenada e  $m$  é o número total de dados da série. O resultado expressa o percentual do tempo em que aquela vazão é igualada ou ultrapassada, permitindo a construção do gráfico característico.

A partir dessa relação, gerou-se a curva de permanência (Figura 8), que mostra a distribuição estatística das vazões ao longo do período considerado. Esse gráfico fornece uma visão clara do comportamento hidrológico do corpo hídrico, permitindo identificar valores relevantes para o estudo.

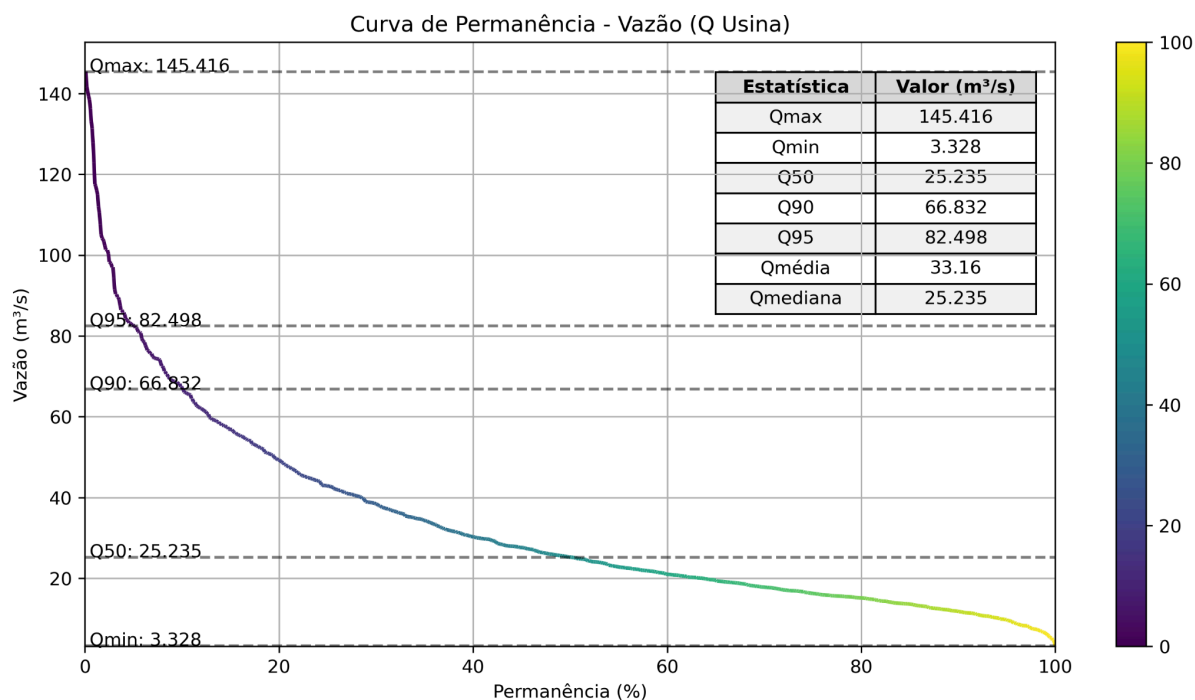


Figura 8 - Gráfico da curva de permanência em relação à vazão. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Com base na série tratada e nas funções aplicadas no *Software Python*, foram extraídos automaticamente os principais valores hidrológicos de referência utilizados no dimensionamento do aproveitamento, incluindo Q95, Q90, Q50, Qmédia, Qmáx e Qmín. Esses valores foram obtidos por meio da análise estatística da série ordenada e representam a distribuição das vazões ao longo do período estipulado.

O Fluviograma foi elaborado com base na série temporal de vazões transpostas, previamente tratadas e organizadas em *Python*. Para isso, os dados foram estruturados em um *DataFrame* utilizando a biblioteca *Pandas*, que permitiu ordenar as medições cronologicamente, além de padronizar formatos de data. Esse processo de organização foi fundamental para garantir a continuidade temporal da série e a qualidade das informações utilizadas.

Com os dados devidamente preparados, procedeu-se à geração do fluviograma, representando graficamente a variação das vazões ao longo do período analisado. A construção do gráfico foi realizada com o auxílio da biblioteca *Matplotlib*, que permitiu visualizar diferentes tipos de fluviograma, que serão posteriormente apresentados nos resultados. O resultado parcial desse procedimento é apresentado na Figura 9.

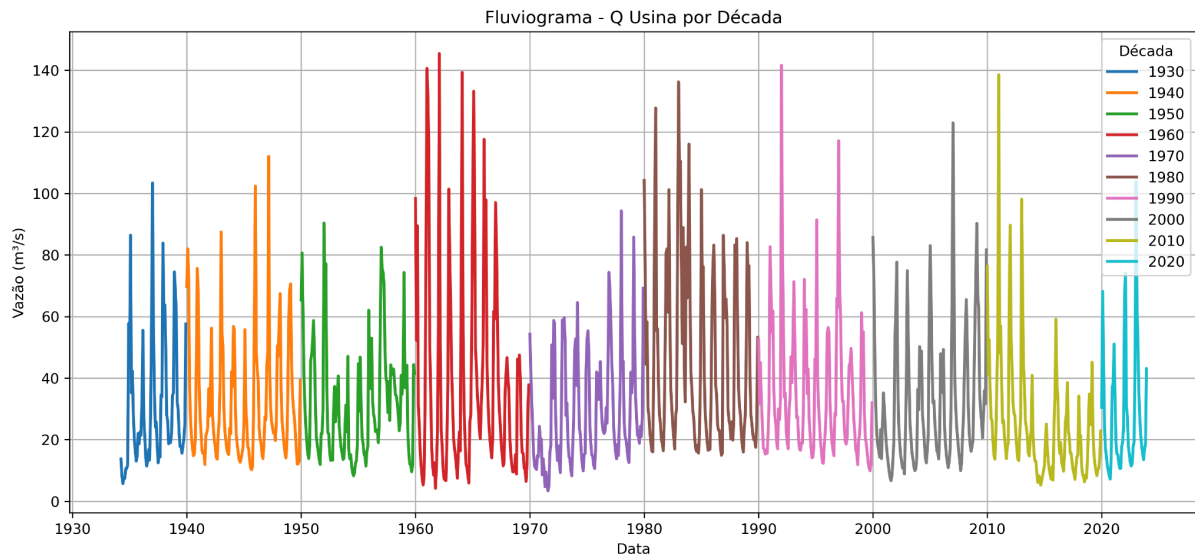


Figura 9 - Fluxograma da vazão da usina em relação aos anos. Fonte: Autores.

O fluviograma fornece uma visão temporal do comportamento hidrológico do rio, destacando oscilações naturais, anos úmidos e secos, além de indicar a consistência geral da série utilizada. Essa análise é essencial para complementar a interpretação estatística fornecida pela curva de permanência, oferecendo uma leitura mais completa da dinâmica hidrológica do sistema. Esses valores servem como subsídio direto para o estudo hidroenergético apresentado na próxima etapa.

### 3.5. Estudo Hidroenergético da Pequena Central Hidrelétrica (PCH)

O estudo hidroenergético teve como objetivo determinar o desempenho da PCH a partir da série de vazões transpostas para o ponto do aproveitamento. Com base nesses valores corrigidos, foi possível calcular a potência gerada para cada condição de vazão e, a partir disso, identificar a potência ótima, a vazão ótima e o benefício máximo do empreendimento, que serão exemplificados nos passos posteriores, seguindo os procedimentos apresentados em sala.

A potência instantânea foi calculada através da relação direta entre a vazão transposta e a queda bruta disponível no aproveitamento. Assim, utilizou-se a forma simplificada da equação de potência hidráulica, desconsiderando a eficiência da turbina. A equação é apresentada na fórmula abaixo, relacionando a energia potencial da água com o produto entre a vazão e a altura de queda.

$$P = \rho * g * H * Q$$

Nessa expressão,  $P$  representa a potência hidráulica instantânea,  $\rho$  é a densidade da água,  $g$  é a aceleração da gravidade,  $Q$  é a vazão transposta para o ponto da PCH e  $H$  corresponde à queda bruta disponível (20 metros). A utilização da forma simplificada da equação permite avaliar diretamente a influência da vazão no potencial energético, servindo como base para a construção da curva de potência e para a determinação da vazão ótima e da potência ótima do aproveitamento.

Por fim, elaborou-se a curva de permanência de potência, construída de maneira análoga à curva de permanência de vazões. Entretanto, utilizou-se os valores de potência calculados para cada vazão transposta. Para isso, as potências foram ordenadas em ordem decrescente e associadas ao percentual de tempo em que cada valor é igualado ou superado ao longo da série histórica. O resultado (Figura 10), permite visualizar o comportamento distribuído da geração ao longo do tempo e fornece uma estimativa direta da energia potencialmente produzida pela PCH. Essa curva complementa a análise hidroenergética ao evidenciar o regime de geração ao longo do ano e apoiar a avaliação dos cenários híbridos com os sistemas fotovoltaicos.

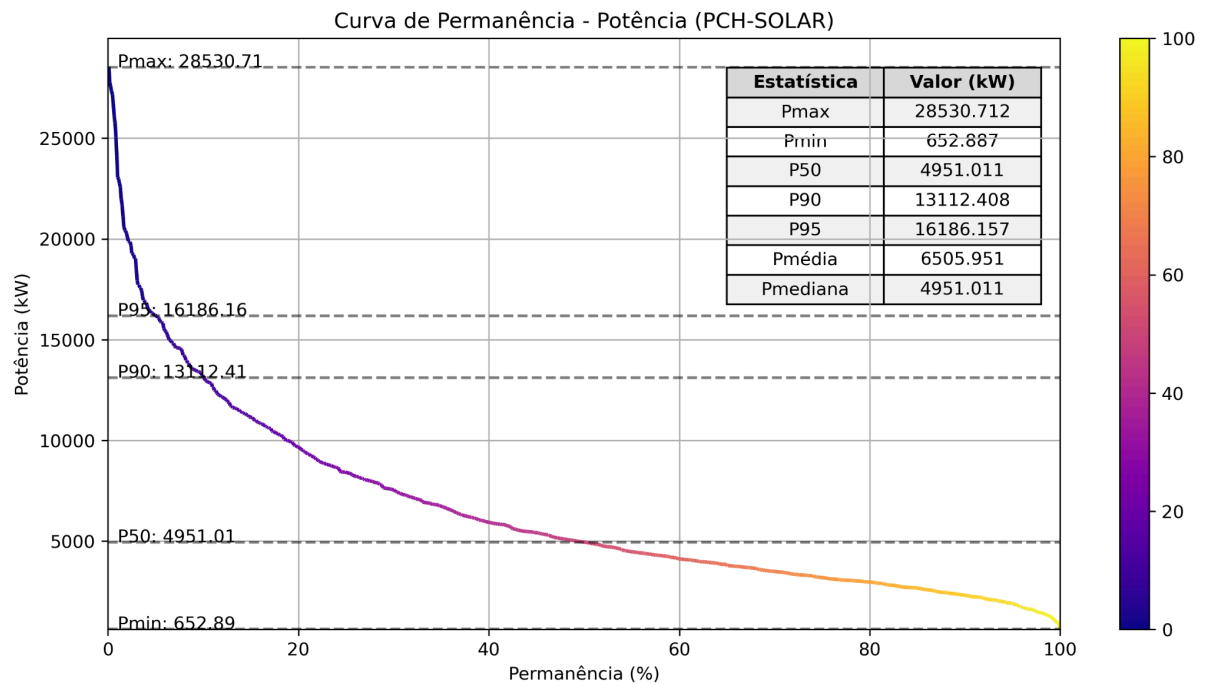


Figura 10 - Gráfico da curva de permanência para PCH solar. Fonte: Autores.

Estimou-se energia hidrelétrica associada ao aproveitamento a partir da área sob a curva de permanência de potência, procedimento equivalente à integração da potência ao



longo do tempo. Como essa curva representa o valor da potência ordenada em função do percentual de permanência, sua área corresponde diretamente à energia gerada no período considerado.

Para realizar esse cálculo, a curva de potência foi discretizada em pares ( $P_i$  e  $P_i\%$ ), onde  $P_i$  representa a potência associada a cada faixa de permanência e  $P_i\%$  a permanência no intervalo de tempo correspondente. A energia foi, então, determinada pela soma das parcelas de potência multiplicadas pelo respectivo tempo de permanência. Para a energia um, foi multiplicada a potência associada à respectiva permanência. Enquanto que, para os cálculos subsequentes, utilizou-se o ponto médio da permanência multiplicado pela diferença entre as potências (Figura 11).

### Cálculos energéticos – Usinas a fio d'água

$$E_1 = P_1 \cdot Per_1 \text{ [kWh/h]} \quad \Delta E = \frac{Per_1 + Per_2}{2} \cdot (P_2 - P_1)$$

$$E_2 = \Delta E + E_1$$

$$E(n+1) = E(n) + \Delta E = E(n) + \frac{1}{2}(\rho(n) + \rho(n+1))(P(n+1) - P(n))$$

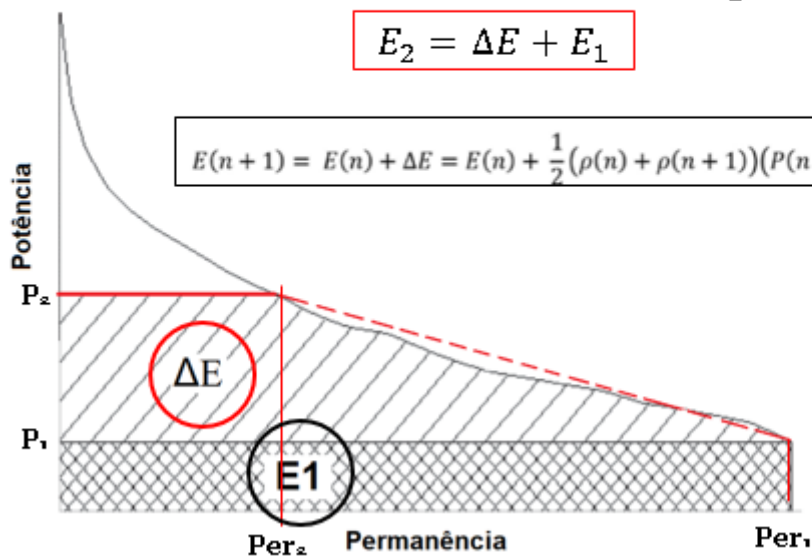


Figura 11- Fórmula para cálculos energéticos realizados. Fonte: Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos.

Como a permanência é expressa em termos percentuais ou fracionários do tempo total, o cálculo de energia torna-se um processo direto de integração numérica da curva. O resultado dessa integração corresponde à energia teórica produzida pela PCH ao longo de um ano hidrológico típico, ou seja, a energia disponível corresponde à área sob a curva de potência.

Essa abordagem permite relacionar, estatisticamente, a capacidade de geração com a variabilidade da vazão no corpo hídrico, constituindo a base para a avaliação energética, tanto do módulo hidrelétrico isolado, quanto dos cenários híbridos que combinam geração hidráulica e fotovoltaica.

### 3.6. Determinação da Potência Ótima

A determinação da potência ótima foi realizada por meio da análise da curva que relaciona a energia anual gerada com a potência instalada na PCH. Essa curva apresenta um comportamento típico em estudos hidrológicos: inicialmente, a energia aumenta de forma significativa com o acréscimo da potência instalada, mas, após certo ponto, essa relação passa a se estabilizar. Isso ocorre porque o potencial hidrológico disponível é limitado pela distribuição das vazões no tempo, de modo que instalar potências superiores àquelas efetivamente atendidas pelas vazões do rio não resulta em aumento proporcional da geração.

A Figura 12 ilustra esse comportamento, evidenciando o ponto em que a curva deixa de apresentar variação relevante de energia, mesmo quando a potência continua a aumentar. Esse ponto marca o início da região de estabilização da curva e indica que, a partir dali, investir em maior potência seria economicamente ineficiente, pois o acréscimo de energia obtido seria desprezível em relação ao custo adicional de instalação.

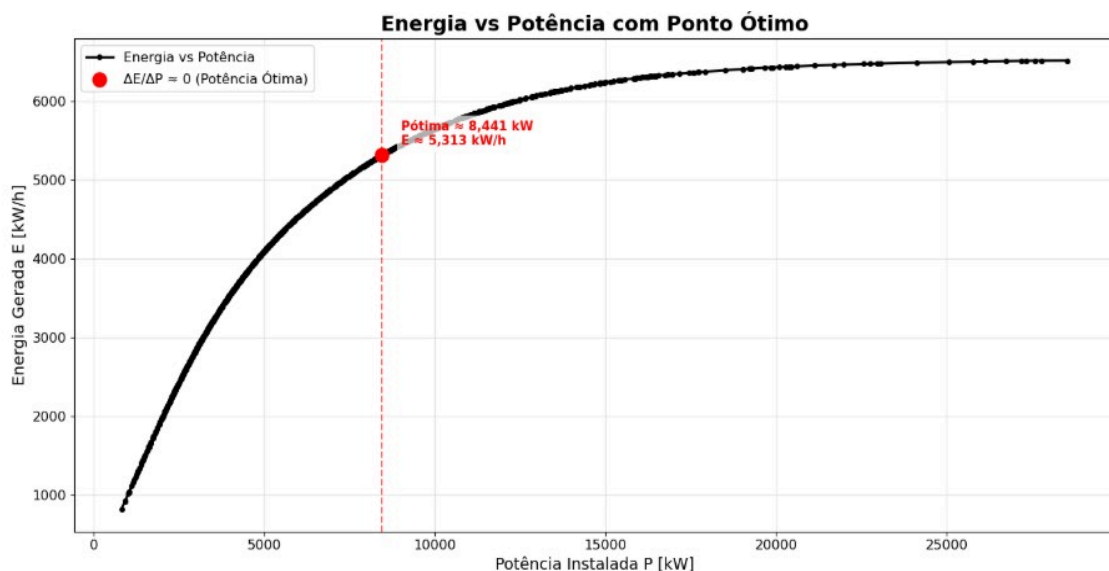


Figura 12 - Gráfico que relaciona a energia anual gerada com a potência instalada. Fonte: Autores.

Dessa forma, definiu-se como potência ótima aquela situada imediatamente antes da estabilização da energia, ou seja, a potência ótima equivale a 8.441 [kW]; onde a energia é, aproximadamente 5.313 [kW/h], representando o valor que maximiza o aproveitamento hidrológico disponível, sem incorrer em desperdício de capacidade instalada. A adoção dessa potência é essencial para estudos de viabilidade econômica, pois assegura que o empreendimento opere em um ponto de equilíbrio entre custo de investimento e a energia efetivamente produzida.

### 3.7. Benefício Líquido

Após a determinação da potência ótima sob critérios exclusivamente hidrológicos, o passo seguinte consiste em avaliar a viabilidade econômica do empreendimento por meio do cálculo do Benefício Líquido (BL). Esse indicador integra aspectos hidrológicos e econômicos, permitindo identificar o ponto em que o aproveitamento hidrelétrico maximiza o retorno financeiro para a potência instalada. Tal passo foi efetuado no *software* Excel, permitindo organizar esse e os demais passos em uma única planilha eletrônica.

O BL é definido pela expressão apresentada na fórmula abaixo, que relaciona a energia gerada ( $E$ ), a tarifa de venda de energia ( $T_M$ ), o custo unitário do empreendimento ( $C_{UN}$ ), a Função de Recuperação de Custos ( $frc$ ), dependente da potência e da queda, e o custo anual de operação e manutenção ( $C_{OM}$ ):

$$BL = E * T_M - P * (C_{UN} * frc) - C_{OM}$$

A partir dos valores de energia anual obtidos para cada potência testada, procedeu-se ao cálculo do Benefício Líquido por potência instalada, permitindo avaliar como o retorno econômico varia conforme o dimensionamento do empreendimento. Esse procedimento possibilita identificar não apenas a potência que maximiza o BL, mas também compreender o comportamento da função econômica ao longo de todo o intervalo analisado.

Para cada potência instalada simulada, foram considerados os custos anuais do empreendimento. Isso permitiu construir a curva de Benefício Líquido por Potência, utilizada como ferramenta gráfica para identificar a potência economicamente mais favorável.

A Figura 13 apresenta o gráfico resultante, no qual é possível visualizar o comportamento crescente do BL até a potência correspondente ao ponto ótimo, seguida de uma tendência de redução à medida que aumentos adicionais de potência deixam de gerar

retorno proporcional na energia produzida. O máximo da curva representa a potência instalada de melhor desempenho econômico.

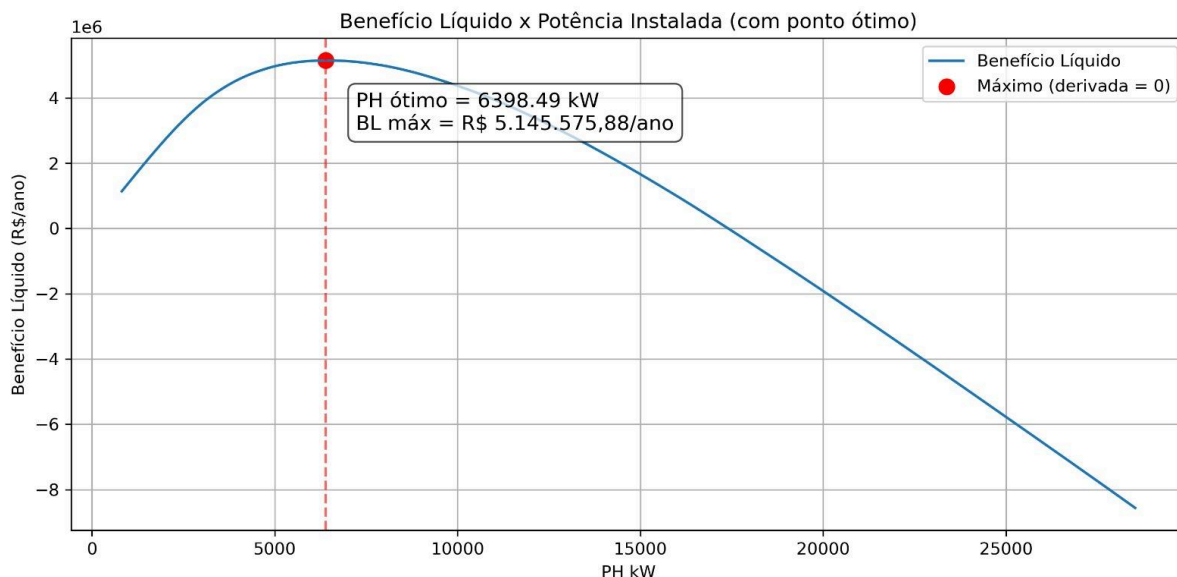


Figura 13 - Gráfico que relaciona benefício líquido e potência instalada. Fonte: Elaboração própria dos autores com base em dados do Aneel.

Com a identificação clara da potência que maximiza o Benefício Líquido, conclui-se a etapa de avaliação econômica do sistema hidrelétrico. A partir desse ponto, o estudo passa a considerar alternativas complementares de geração renovável, integrando o potencial fotovoltaico flutuante sobre o reservatório como forma de ampliar a produção energética do empreendimento sem alterar significativamente sua infraestrutura hidráulica.

### 3.8. Metodologia das Placas Fotovoltaicas

#### 3.8.1. Justificativa Técnica

A instalação de painéis fotovoltaicos flutuantes no reservatório da PCH apresenta uma alternativa eficiente e ambientalmente sustentável para complementar a geração de energia do empreendimento. A utilização da superfície alagada permite o aproveitamento de uma área já artificializada, evitando a ocupação de terrenos adicionais e reduzindo eventuais impactos sobre o uso do solo.

Além disso, o ambiente aquático proporciona condições especialmente vantajosas para os sistemas fotovoltaicos: a lâmina d'água atua como regulador térmico, diminuindo a temperatura de operação dos módulos e, conseqüentemente, aumentando sua eficiência. A

presença das placas sobre a superfície também reduz a incidência direta de radiação solar na água, contribuindo para a diminuição da taxa de evaporação, benefício relevante em reservatórios de regiões sujeitas à sazonalidade hídrica.

A integração entre geração hidrelétrica e solar promove ainda uma sinergia operacional importante. Enquanto a geração hídrica é fortemente dependente das vazões afluentes, a fotovoltaica apresenta alta disponibilidade nos períodos secos, contribuindo para suavizar a variabilidade da produção anual. Dessa forma, o arranjo híbrido *PCH + FV* melhora o desempenho energético global do sistema, elevando sua confiabilidade e ampliando o potencial de suprimento renovável.

### **3.8.2. Obtenção dos Dados de Radiação Solar**

Para estimar o potencial de geração fotovoltaica complementar à PCH, foi necessário obter previamente os valores de radiação solar incidentes sobre o município de Itumirim–MG, local onde se encontra a área alagada analisada. Os dados de irradiação média mensal e anual foram obtidos no portal do *CRESESB*, que disponibiliza informações consolidadas de radiação global horizontal, além das correspondentes Horas de Sol Pleno (HSP).

Essas informações serviram como base para estimar a potência média convertida pelos módulos fotovoltaicos, permitindo calcular a energia anual produzida em cada um dos cenários avaliados. De maneira análoga ao procedimento adotado no estudo hidrológico da PCH, em que as séries de vazão foram tratadas e padronizadas para subsidiar o cálculo da potência e energia hidrelétrica, os dados solares foram organizados e utilizados como parâmetros de entrada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico flutuante. Com os valores de irradiação devidamente obtidos e consolidados, tornou-se possível avançar para a etapa seguinte, na qual se define a área disponível sobre o reservatório e a quantidade de módulos fotovoltaicos que podem ser instalados em cada cenário de aproveitamento, estabelecendo assim a base física do sistema solar a ser dimensionado.

### 3.8.3. Determinação da Área Disponível e Quantidade de Placas

A definição da área a ser ocupada pelos módulos fotovoltaicos e da quantidade total de painéis necessários é uma etapa fundamental para o dimensionamento do sistema flutuante. Esses elementos determinam a potência instalada, a energia gerada e influenciam diretamente todas as análises subsequentes. Para isso, partiu-se das características físicas e elétricas do módulo fotovoltaico selecionado, cujas informações como, potência nominal, eficiência e área individual, são essenciais para o cálculo da quantidade de painéis e da área ocupada no reservatório (Figura 14).

Potência Máxima (Pmax):	620W
Tolerância (%):	0-3%
Tensão de Máx. Potência (Vmp):	40,74V
Corrente de Máx. Potência (Imp):	15,22A
Tensão em Aberto (Voc):	49,08V
Corrente de Curto Circuito (Isc):	16,08A
Eficiência (%):	23%
Classe do Inmetro:	A
Tipo Célula/Tecnologia:	Silício Monocristalino
Número de Células	132
Configuração:	12x11
Dimensões (mm):	2384x1134x30mm
Área (m²):	2,7m²

Figura 14 - Dados técnicos do módulo fotovoltaico escolhido. Fonte: Datasheet Jinko Solar - Modelo Tiger Neo N-type 620W (JKM620N-66HL4M-BDV).

Com base nos dados técnicos do módulo, foram aplicadas as expressões apresentadas na Figura 15, que permitem calcular a energia produzida por um painel, considerando a irradiação local, o número total de painéis necessários para ocupar cada cenário de área analisado, a potência instantânea associada ao conjunto, diretamente proporcional ao número de módulos e as Horas de Sol Pleno (HSP), utilizadas para converter a irradiação local em equivalência energética diária e anual.

$$HSP = \frac{I_{med} \left[ \frac{kWh}{m^2 d} \right]}{1 \left[ \frac{kW}{m^2} \right]}$$

$$E_p \left[ \frac{kWh}{d} \right] = RP \cdot HSP_{med} \left[ \frac{h}{d} \right] \cdot P_p [kW]$$

$$N_p = \frac{(C_{mensal})/30}{E_p} \qquad P_{inst} = P_p \cdot N_p$$

Figura 15 - Fórmulas para dimensionamento e geração do sistema fotovoltaico flutuante. Fonte: Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos.

Essas fórmulas constituem a base para o dimensionamento físico do sistema fotovoltaico flutuante e para a estimativa de sua geração energética. Com os valores calculados para a energia produzida por painel, o número total de módulos e a potência instantânea do arranjo, torna-se possível também determinar a *potência necessária do inversor*, utilizando a expressão apresentada na fórmula abaixo. Essa relação permite selecionar um equipamento compatível com a potência instalada, garantindo o funcionamento adequado do sistema.

$$P_{IF} = EVS/Is$$

Onde:

$P_{IF}$  é a potência do inversor fotovoltaico;

EVS é equivalente demanda diária de energia a ser atendida pela geração fotovoltaica (kWh/dia);

IS representa média anual de irradiação solar diária no ângulo de inclinação escolhido (kWh/m<sup>2</sup>.dia).

Com esses parâmetros previamente definidos, é possível avançar para o próximo subtópico. O qual será realizada a determinação da área ocupada pelos painéis fotovoltaicos em cada cenário, juntamente com sua análise financeira, integrando custos, receitas e desempenho energético do sistema solar flutuante.

#### **3.8.4. Estimativa da Energia Gerada e Cálculo das Receitas com base na Área Alagada**

Antes de integrar os resultados solares ao desempenho global do empreendimento, realizou-se, de modo análogo ao procedimento adotado para a PCH, uma avaliação econômica isolada do sistema fotovoltaico flutuante. Essa análise considerou parâmetros fundamentais para estimar a viabilidade financeira do arranjo, incluindo a deterioração natural dos módulos ao longo do tempo, assumida como 1% ao ano, a tarifa média de energia, os custos anuais de manutenção, o investimento inicial necessário para instalação dos módulos e do inversor. Ademais, para o cálculo da receita anual gerada pelo sistema fotovoltaico, foi incorporado o efeito da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), uma cobrança vinculada à infraestrutura elétrica utilizada para o transporte da energia até o consumidor.

Considerando as normas vigentes e as projeções regulatórias do setor elétrico, adotou-se o percentual de 100% da TUSD a partir do ano de 2029, de modo a representar de forma realista o impacto tarifário sobre a receita proveniente da energia injetada na rede. Assim sendo, a inclusão desse componente permite obter uma estimativa mais precisa do retorno econômico associado ao sistema, aproximando o cálculo das condições reais de faturamento aplicadas ao mercado brasileiro de geração distribuída. Diante disso, a determinação da área disponível para instalação dos módulos foi baseada na dissertação previamente mencionada, que apresenta a área alagada total do reservatório (correspondente a 26.500 m<sup>2</sup>). A partir desse valor, foram definidos os cenários de ocupação analisados, correspondentes a 1%, 3% e 5% da área alagada, cada um resultando em uma área efetivamente destinada à instalação dos módulos.

Para cada cenário, o cálculo da área ocupada permitiu determinar o número total de painéis necessários, o que, por sua vez, define a potência instalada do sistema fotovoltaico e a energia anual gerada. Assim, cada percentual analisado resulta em um arranjo específico, com quantidades distintas de módulos e desempenhos energéticos próprios. Essas informações foram organizadas de maneira sistemática e podem ser melhor visualizadas na tabela apresentada abaixo, contendo o percentual de área utilizada, o número correspondente de painéis, a potência instalada e a energia anual estimada para cada cenário.



<b>Cobertura (%)</b>	<b>Área coberta (m²)</b>	<b>Nº de Painéis (unidades)</b>	<b>Potência (kW)</b>	<b>Energia anual (kW/h)</b>
1%	265	99	60,76	109.556
3%	795	295	182,28	328.669
5%	1325	491	303,80	547.782

Figura 16 - Tabela referente ao cálculo da área ocupada em relação à diferentes cenários. Fonte: Autores.

A consolidação desses dados permite avaliar o comportamento energético e econômico dos diferentes arranjos solares, criando a base necessária para a etapa seguinte, na qual a contribuição fotovoltaica será integrada aos resultados hidrelétricos previamente determinados, possibilitando uma análise conjunta da eficiência e do desempenho do sistema híbrido.

### **3.9. Integração dos Sistemas e Análise Econômica Conjunta (PCH + Solar)**

Com as análises hidrológica, energética e econômica realizadas separadamente para a PCH e para o sistema fotovoltaico flutuante, integrou-se os dois módulos em um arranjo híbrido, avaliando seu desempenho nos cenários destacados. A energia ótima da PCH foi somada à produção fotovoltaica correspondente, permitindo quantificar o ganho energético total e verificar a complementaridade entre as fontes, relevante diante da maior disponibilidade solar na estiagem e vazão em períodos chuvosos.

Em seguida, procedeu-se à integração energética entre a Pequena Central Hidrelétrica e o sistema fotovoltaico flutuante. Para isso, a energia ótima previamente determinada para a Pequena Central foi somada à energia anual produzida pelos módulos solares em cada um dos três cenários avaliados (1%, 3% e 5% da área alagada). Essa abordagem permitiu quantificar o ganho energético total proporcionado pelo arranjo híbrido, bem como identificar o impacto de cada nível de cobertura fotovoltaica no desempenho global do sistema. Com a consolidação dos resultados energéticos e econômicos, torna-se possível avançar para o capítulo seguinte, no qual são apresentados e discutidos os valores obtidos para a PCH, para o sistema fotovoltaico flutuante e para o conjunto híbrido, evidenciando o comportamento individual de cada tecnologia e o desempenho do arranjo híbrido.

## 4. RESULTADOS

Com a metodologia devidamente estruturada e aplicada, envolvendo o tratamento hidrológico da série histórica, a análise hidroenergética da PCH, o dimensionamento do sistema fotovoltaico flutuante e a integração entre as duas fontes, torna-se possível apresentar os resultados obtidos ao longo do estudo. Os resultados foram organizados de forma a refletir a sequência lógica das etapas metodológicas: inicialmente são avaliados os aspectos hidrológicos que caracterizam o comportamento do corpo hídrico no ponto do aproveitamento. Em seguida, apresentam-se os resultados energéticos e econômicos da PCH. Posteriormente, os cenários de geração fotovoltaica e, por fim, a análise conjunta do sistema híbrido.

Essa disposição facilita a interpretação do desempenho do aproveitamento, permitindo que cada conjunto de resultados seja entendido dentro do contexto que o origina. Dessa maneira, o capítulo inicia-se pelos resultados hidrológicos, que oferecem a visão inicial do comportamento do rio e servem como alicerce para as análises de geração e viabilidade apresentadas nas seções seguintes.

### 4.1. Resultados Hidrológicos

Após o tratamento da série histórica de vazões, foram determinados os principais valores hidrológicos de referência utilizados no estudo energético do aproveitamento. Esses indicadores sintetizam o comportamento do regime de escoamento ao longo do período analisado e servem como base para as etapas posteriores de cálculo de potência e energia. A tabela a seguir apresenta os valores característicos obtidos.

<b>Q máx</b> <b>(m³/s)</b>	<b>Q 95</b> <b>(m³/s)</b>	<b>Q 90</b> <b>(m³/s)</b>	<b>Q médio</b> <b>(m³/s)</b>	<b>Q 50</b> <b>(m³/s)</b>	<b>Q médiana</b> <b>m³/s)</b>	<b>Q mín</b> <b>(m³/s)</b>
145,416	82,498	66,832	33,16	25,235	25,235	3,328

Figura 17 - Tabela com dados da vazão referente a série histórica de secas e cheias. Fonte: Autores.

A tabela reúne os principais indicadores hidrológicos obtidos a partir da série tratada. Observa-se que a vazão máxima registrada ( $145,416 \text{ m}^3/\text{s}$ ) é significativamente superior à média ( $33,16 \text{ m}^3/\text{s}$ ), evidenciando a presença de eventos de cheia marcantes ao longo do histórico. Por outro lado, a vazão mínima ( $3,328 \text{ m}^3/\text{s}$ ) revela períodos prolongados de estiagem, característicos de regimes com forte variabilidade sazonal.

Os valores percentuais também reforçam esse comportamento. A vazão Q50, que corresponde ao valor mediano da série ( $25,235 \text{ m}^3/\text{s}$ ), mostra que metade do tempo o rio opera abaixo da vazão média, indicando distribuição assimétrica influenciada por picos de cheia. Já as vazões Q90 ( $66,832 \text{ m}^3/\text{s}$ ) e Q95 ( $82,498 \text{ m}^3/\text{s}$ ), que representam condições de maior disponibilidade hídrica, são expressivamente superiores à média, mostrando que, embora eventos de alta vazão não sejam predominantes, eles têm grande impacto na distribuição estatística.

No conjunto, esses indicadores demonstram um regime hidrológico altamente variável, com forte contraste entre períodos de seca e cheia, aspecto que influencia diretamente o potencial energético e a definição da potência instalada mais adequada para o aproveitamento.

#### **4.1.1. Comportamento Geral da Série Histórica**

A análise do comportamento hidrológico inicia-se pela observação da evolução temporal das vazões ao longo de todo o período monitorado, etapa essencial para compreender a dinâmica geral do regime do rio. O mapa de classificação de secas e cheias ao longo da série histórica evidencia de forma clara a alternância entre anos de estiagem severa e fases de maior abundância hídrica, permitindo visualizar não apenas a frequência desses eventos, mas também sua intensidade relativa.

Um aspecto marcante é a presença de cheias expressivas na década de 1990, que se destaca no conjunto da série como um dos episódios mais intensos registrados. Esse evento rompe o padrão observado nas décadas imediatamente anteriores e posteriores, indicando uma anomalia hidrológica significativa, possivelmente associada a condições climáticas excepcionais naquele período.

Nos anos mais recentes, observa-se uma mudança no padrão: há uma redução na ocorrência de cheias intensas, com predominância de eventos mais moderados e um maior número de anos classificados como secos ou próximos da média, esse período se assemelha a década de 1960 e 1970, onde também houveram períodos sequenciais de seca.

Essa tendência pode indicar uma transição para um regime menos exuberante em termos de máximas, sinalizando tanto mudanças climáticas regionais, quanto possíveis impactos antrópicos sobre o comportamento natural da bacia. Assim, essa primeira visualização espacial da variabilidade hidrológica permite identificar períodos críticos, eventos extremos e alterações de padrão ao longo das décadas, elementos que justificam e complementam a análise estatística realizada anteriormente.

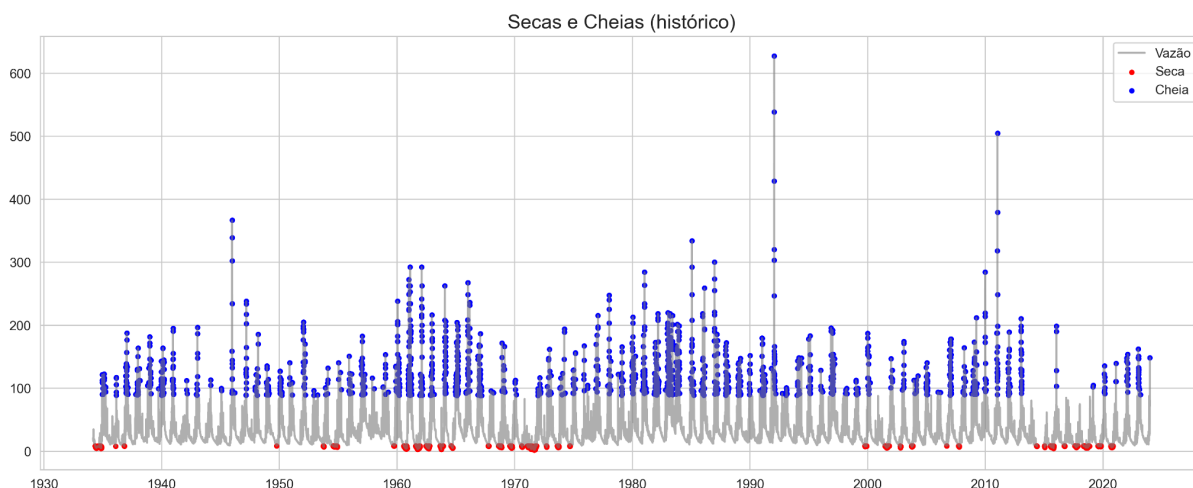


Figura 18 - Série de secas e cheias históricas. Fonte: Elaboração própria dos autores.

A série temporal contínua de vazões reforça as tendências observadas nos mapas ao evidenciar oscilações marcantes e recorrentes, mostrando claramente a distribuição irregular de anos úmidos e secos ao longo de todo o histórico monitorado. Esse tipo de representação é fundamental porque permite visualizar a continuidade dos eventos, identificar ciclos de maior ou menor disponibilidade hídrica e reconhecer padrões que seriam difíceis de perceber apenas com estatísticas isoladas. Além disso, o mapa auxilia na detecção de anomalias hidrológicas, como picos de cheia abruptos ou estiagens prolongadas, oferecendo uma visão integrada que facilita a interpretação das mudanças do rio. Dessa forma, ele se torna essencial para compreender a dinâmica temporal do regime hidrológico e embasar análises mais robustas.

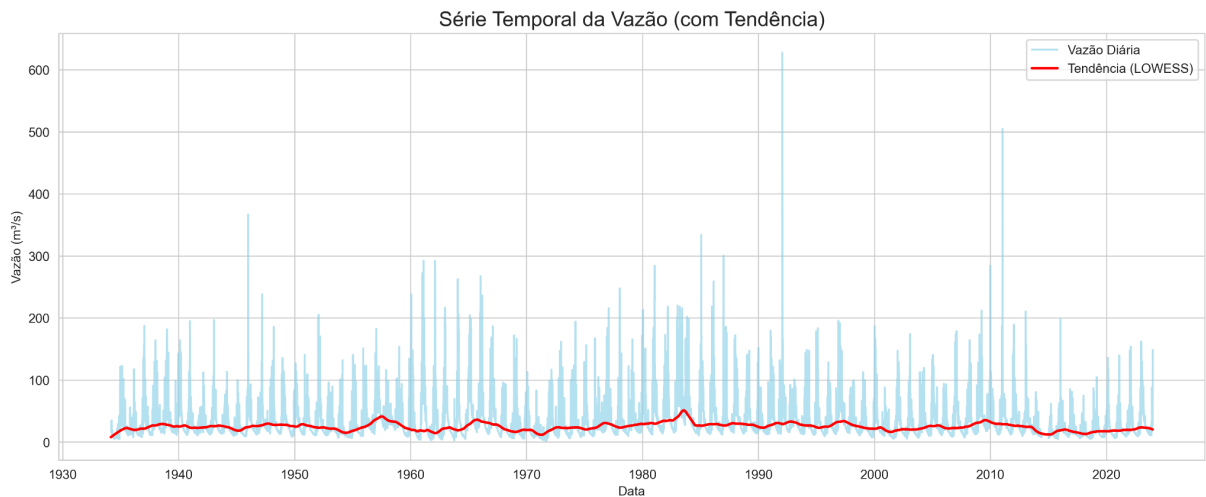


Figura 19 - Série temporal contínua de vazões. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Nota-se que o regime é fortemente variável, com picos que ultrapassam e muito o valor de  $Q_{máx}$  e períodos de baixa que se aproximam da  $Q_{mín}$ , indicando a presença de ciclos hidrológicos típicos de corpos hídricos sensíveis à sazonalidade climática. Esses elementos, analisados em conjunto, revelam um sistema hidrológico dinâmico, sujeito a extremos frequentes, no qual a variabilidade interanual desempenha papel central na disponibilidade hídrica e, conseqüentemente, na previsibilidade do potencial energético. Assim, a compreensão global fornecida por esses mapas e pela série temporal estabelece as bases necessárias para um exame mais segmentado da distribuição das vazões, conduzindo ao estudo aprofundado de padrões mensais, sazonais e décadas explorados no subtópico seguinte.

#### 4.1.2. Distribuições Mensais, Sazonais e das Décadas

Compreendido o comportamento geral da série histórica, a análise aprofunda-se na investigação das distribuições mensais, sazonais e das décadas, buscando identificar padrões recorrentes e diferenças estruturais ao longo de 12 meses e os anos subsequentes. O gráfico por década permite observar mudanças de comportamento hidrológico ao longo do tempo, destacando períodos em que o rio apresentou tendências mais secas ou mais úmidas e possibilitando discutir a presença de eventuais sinais de variabilidade climática de baixa frequência.

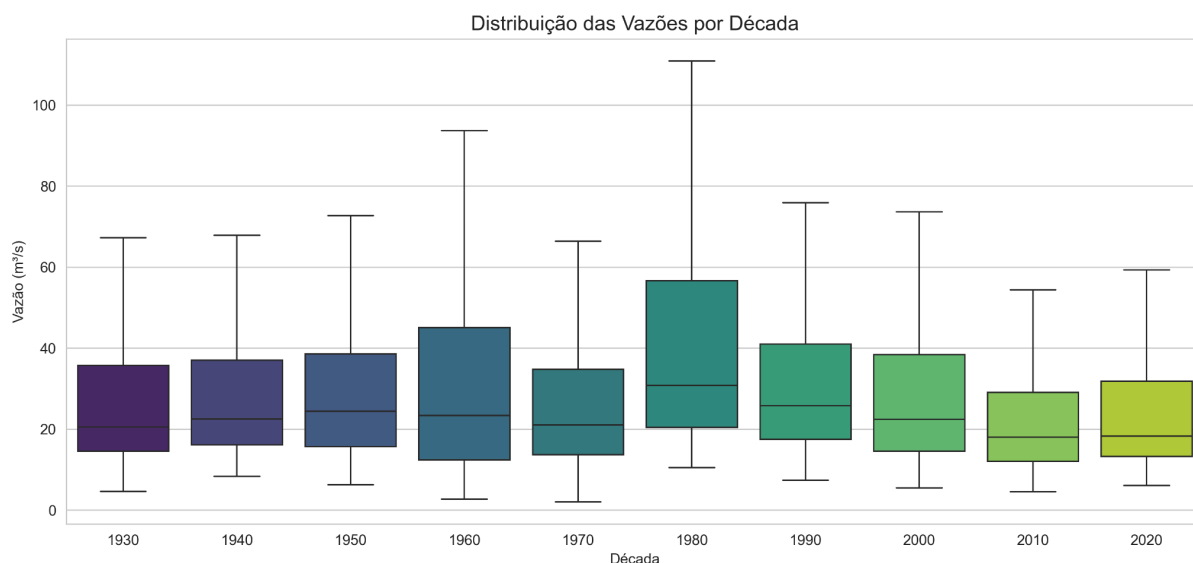


Figura 20 - Distribuição das vazões em relação às décadas. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Essa perspectiva temporal ampliada evidência décadas com maior predominância de cheias, outras marcadas por longos intervalos de vazões reduzidas e, em alguns casos, oscilações abruptas que sugerem transições rápidas entre regimes hidrológicos. Observa-se que a década de 1980 se destaca como o período de maior distribuição de vazões, apresentando tanto valores elevados quanto alta variabilidade, o que indica um regime mais dinâmico e sujeito a eventos extremos. Em contraste, a década de 2010 apresenta o desempenho mais crítico, com vazões significativamente menores e menor dispersão, refletindo um comportamento mais seco e possivelmente associado a uma fase de redução da disponibilidade hídrica. Essa comparação entre períodos reforça a importância da série temporal como ferramenta para identificar mudanças estruturais no regime do rio e compreender como diferentes décadas se diferenciam em termos de abundância ou escassez de água.

Já o *Heatmap* de vazões por mês oferece uma leitura mais estruturada da distribuição sazonal, permitindo visualizar gradientes de concentração de vazões ao longo do ano e destacar meses caracteristicamente mais úmidos ou secos. Esse tipo de representação facilita a identificação de padrões recorrentes, como a concentração de vazões elevadas em determinados períodos e a repetição de meses persistentemente secos ao longo de várias décadas. Além disso, o *Heatmap* evidencia anos em que a sazonalidade típica foi rompida, mostrando meses que destoam do comportamento esperado e revelando anomalias importantes para a compreensão do regime hidrológico.

Dessa forma, a visualização por calor funciona como um instrumento essencial para comparar a sazonalidade entre períodos distintos, identificar mudanças temporais na distribuição mensal das vazões e compreender com maior precisão como o regime do rio responde às variações climáticas interanuais.

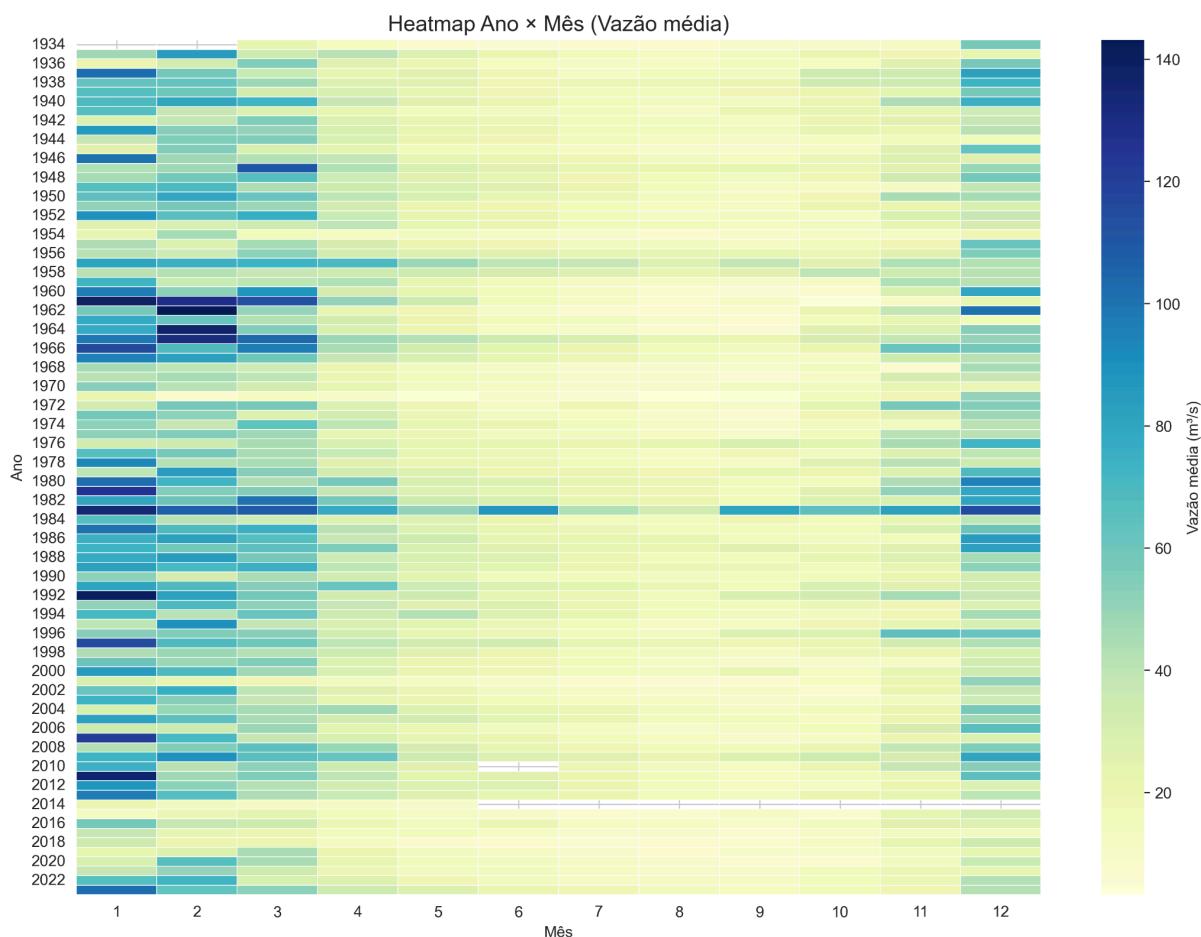


Figura 21 - Dados de vazões por mês via Heatmap. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Observa-se, de forma clara, a repetição de máximos e mínimos sazonais, revelando a influência direta do ciclo hidrológico regional sobre o comportamento do rio e a consistência de padrões anuais marcados pelas estações climáticas. Complementando essa interpretação, o *boxplot* mensal sintetiza a variabilidade e a ocorrência de valores atípicos em cada mês, permitindo identificar períodos com maior propensão a extremos hidrológicos. Destaca-se, o comportamento da década de 1960, que apresentou vazões significativamente elevadas nos primeiros meses do ano, com fevereiro se sobressaindo como um dos meses de maior intensidade.

Em contraste, os meses de julho, agosto e setembro apresentam, de forma recorrente em toda a série histórica, as menores vazões do ciclo anual, refletindo o período de estiagem bem definido da região. Essa combinação entre picos expressivos no início do ano e reduções acentuadas no trimestre seco reforça a marcante sazonalidade do regime hidrológico analisado. Ademais, o *Boxplot* mensal sintetiza a variabilidade e a ocorrência de valores atípicos em cada mês, permitindo identificar períodos com maior propensão a extremos hidrológicos.

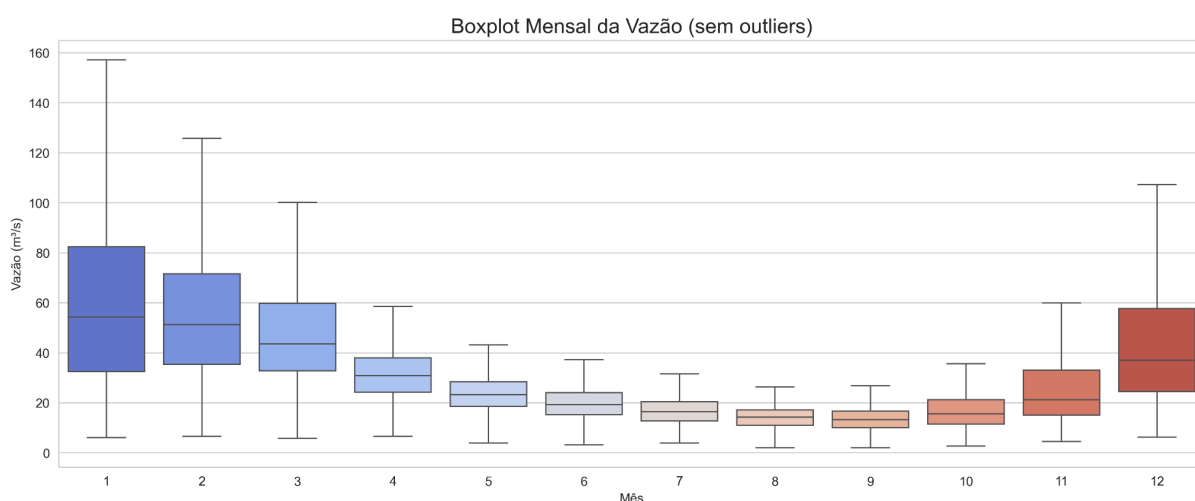


Figura 22 - Dados de variabilidade e ocorrência de vazões com valores atípicos. Fonte: Elaboração própria dos autores.

A imagem 22 evidencia meses com maior dispersão, maior probabilidade de eventos extremos e períodos de maior estabilidade, oferecendo uma compreensão quantitativa da variabilidade intra-anual. Observa-se, de forma clara, a repetição de máximos e mínimos sazonais, revelando a influência direta do ciclo hidrológico regional sobre o comportamento do corpo hídrico. Nota-se que janeiro e dezembro apresentam os *Boxplots* mais elevados e com maior amplitude, indicando que esses meses concentram tanto as maiores vazões quanto uma variabilidade mais acentuada, típica do período chuvoso. Em contraste, julho, agosto e setembro se configuram como os meses mais críticos, exibindo os menores valores medianos e uma dispersão reduzida, o que evidencia a estiagem bem estabelecida nesse trecho central do ano. Essa diferença marcante entre os extremos da estação úmida e do trimestre seco reforça a forte sazonalidade do regime hidrológico e a importância de considerar essas flutuações no planejamento e na operação de sistemas dependentes da disponibilidade hídrica entre picos expressivos no início do ano e reduções acentuadas no trimestre seco reforça a marcante sazonalidade do regime hidrológico analisado.



Por fim, a comparação da média histórica com a média mensal evidencia como o regime observado ao longo dos anos se alinha ao padrão climatológico típico, permitindo identificar possíveis desvios de comportamento. Essa análise destaca que determinados meses têm se tornado mais úmidos ou secos do que o esperado, revelando alterações no pico ou no mínimo sazonal. Dessa forma, a relação entre as duas médias funciona como um importante diagnóstico da regularidade do ciclo hidrológico e ajuda a indicar se o rio mantém seu padrão tradicional ou se apresenta sinais de mudança ao longo do tempo.

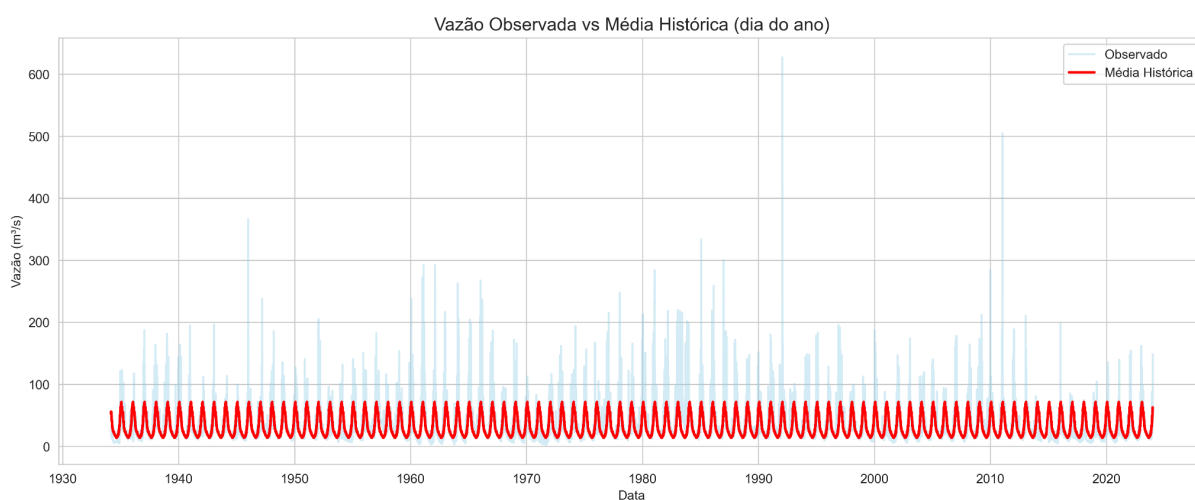


Figura 23 - Dados comparativos da média histórica com a média mensal das vazões. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Em conjunto, esses elementos revelam que o rio possui um regime fortemente marcado por sazonalidade, com flutuações bem definidas ao longo do ano e padrões que se repetem de forma consistente na série histórica. O *Heatmap* evidencia de maneira clara a concentração das maiores vazões nos primeiros e últimos meses do ano, enquanto o trimestre seco, julho, agosto e setembro aparecem sistematicamente como o período de menor disponibilidade hídrica.

Os *Boxplots* mensais reforçam essas tendências ao mostrar maior dispersão e ocorrência de extremos em meses como janeiro e dezembro, contrastando com a estabilidade em níveis reduzidos do período central do ano. Já a análise por décadas demonstra que determinadas fases, como a de 1980, foram marcadas por regimes mais exuberantes, enquanto outras, como 2010, apresentam comportamento nitidamente mais seco.

Essa leitura integrada permite compreender não apenas o comportamento médio, mas também a intensidade e a variabilidade dos eventos hidrológicos ao longo do tempo. Assim, a caracterização mensal, sazonal e decadal fornece a base necessária para a transição aos estudos energéticos, uma vez que a estimativa de potência, energia firme e desempenho operacional da PCH depende diretamente da disponibilidade hídrica e do grau de irregularidade que o rio apresenta nas diferentes condições hidrológicas.

Dessa forma, os resultados hidrológicos consolidados criam uma base robusta para avançar à etapa seguinte, em que os padrões de vazão identificados, com variações mensais, sazonais e de décadas, passam a ser convertidos em indicadores energéticos. A partir disso, torna-se possível estimar de maneira realista o potencial de geração da usina nas diferentes condições hidrológicas observadas, fazendo com que a análise hidrológica deixe de ser apenas descritiva e passe a fundamentar diretamente a avaliação do desempenho energético da PCH.

## **4.2. Estudo Energético da PCH e das Placas Solares**

A partir das características hidrológicas previamente analisadas, torna-se possível dar continuidade ao estudo energético, etapa na qual os dados de vazão e disponibilidade hídrica são transformados em métricas capazes de refletir o desempenho real dos sistemas de geração. Neste subtópico, são avaliados tanto o potencial hidrelétrico da PCH quanto a contribuição complementar das placas solares, considerando suas particularidades operacionais e a forma como cada fonte responde às condições ambientais. Essa abordagem integrada permite compreender não apenas a capacidade individual de cada sistema, mas também como ambos podem atuar de maneira conjunta para otimizar a produção de energia ao longo do ano.

### **4.2.1. Cálculo Energético da PCH**

Do ponto de vista energético, termo potência ótima refere-se ao valor de potência instalada que permite extrair o máximo aproveitamento de uma PCH sem incorrer em desperdício de capacidade. Dessa forma, a potência ótima representa o ponto em que acrescentar mais potência deixa de resultar em aumento significativo da energia gerada, pois o regime de vazões do rio não consegue sustentar produção adicional. Em termos matemáticos, essa condição é identificada quando a derivada da energia em função da potência se aproxima de zero, caracterizando o limite de saturação do sistema.

Para o presente estudo, a potência ótima foi estimada em aproximadamente 8,441 kW, valor para o qual a energia gerada atinge seu maior crescimento efetivo, resultando em cerca de 5,313 kW de potência média ao longo do período analisado. Acima desse ponto, embora a potência instalada continue aumentando, a energia adicional produzida torna-se mínima, pois o regime natural de vazões não oferece água suficiente para alimentar turbinas maiores com frequência significativa. Apesar da metodologia aplicada seguir rigorosamente os procedimentos utilizados em estudos reais de aproveitamentos hidrelétricos, é importante destacar que os valores obtidos, como a potência ótima em torno de 8,441 kW, como consequência, tem-se que a energia anual equivale a aproximadamente 46,56 MWh — situam-se muito abaixo das magnitudes típicas de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

Esse resultado não representa um erro de cálculo, mas sim uma consequência direta das características hidrológicas e geométricas do ponto analisado: as vazões disponíveis são baixas, a queda líquida é reduzida e a série histórica considerada apresenta um regime hídrico limitado, o que naturalmente restringe a capacidade de conversão energética. Assim, embora o processo metodológico se mantenha idêntico ao aplicado em aula, o aproveitamento estudado se enquadra, em termos de escala, muito mais como um sistema de microgeração do que como uma PCH comercial. Essa contextualização é fundamental para interpretar corretamente os resultados e reforça que o foco do estudo reside na aplicação da metodologia, e não na reprodução de valores operacionais típicos de usinas hidrelétricas de maior porte.

Como consequência, instalar potências superiores implicaria capacidade ociosa durante grande parte do tempo, traduzindo-se em um desperdício energético, já que a água disponível não seria suficientemente aproveitada, e também em um desperdício econômico, pois o investimento adicional em turbinas, geradores e infraestrutura não retornaria em energia gerada. Portanto, valores acima da potência ótima configuram um superdimensionamento, tecnicamente inadequado e economicamente injustificável.

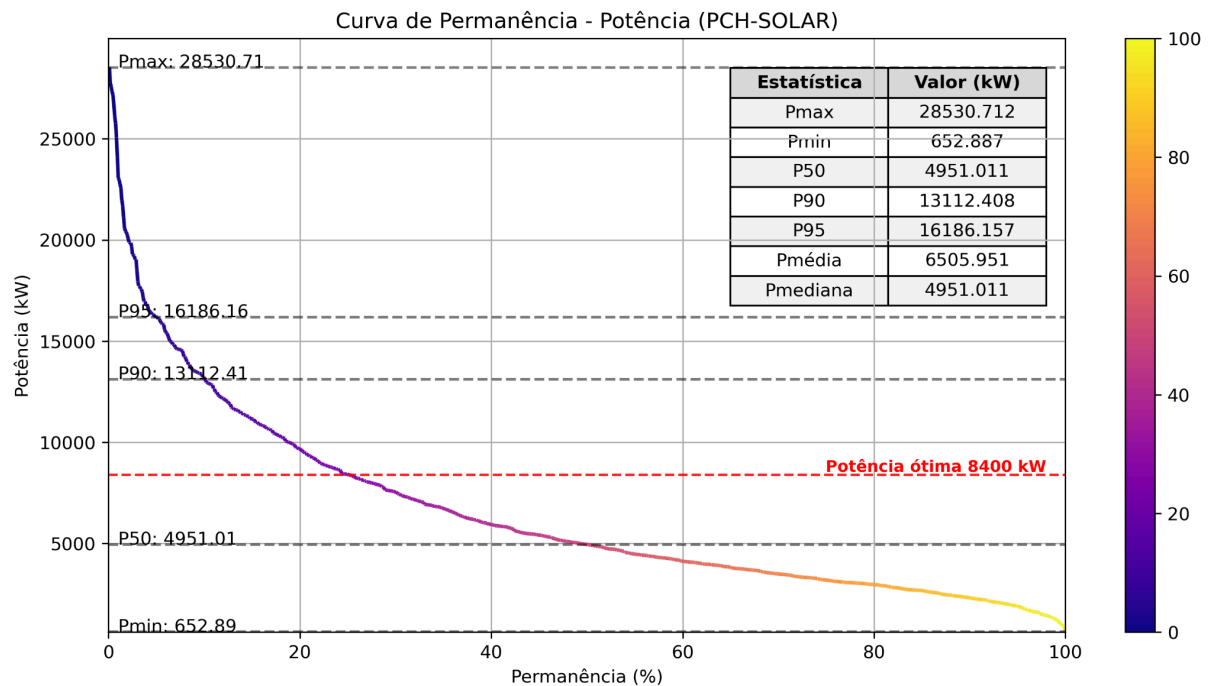


Figura 24 - Gráfico referente a energia quando comparada a potência em ponto ótimo. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Como evidenciado na curva, a potência ótima está associada a uma permanência próxima de 25%, o que significa que o rio fornece essa potência apenas durante cerca de um quinto do período analisado. Apesar de não ser uma potência frequentemente atingida, ela representa o ponto no qual a energia total gerada ao longo do ano é maximizada. Acima desse valor, o aumento da potência instalada resulta em acréscimos marginais de energia, pois o rio não dispõe de vazão suficiente para alimentar turbinas maiores por tempo relevante.

Assim sendo, potências superiores à ótima configuram superdimensionamento, produzindo longos períodos de operação com capacidade ociosa. Isso gera desperdício energético, uma vez que não há água disponível para converter em geração adicional, e desperdício econômico, devido ao aumento do investimento sem retorno proporcional em energia. Portanto, a potência ótima representa o equilíbrio técnico entre o potencial hídrico do rio e o desempenho esperado da PCH.

Do ponto de vista financeiro, o ponto ótimo de potência corresponde ao valor no qual o empreendimento obtém o maior retorno econômico, resultando no máximo Benefício Líquido (BL). Diferentemente da potência ótima energética, que maximiza a geração anual, a potência de maior rendimento financeiro considera a relação entre custo de investimento, produção efetiva de energia e receita gerada, buscando o equilíbrio que maximize o lucro e

não apenas a energia.

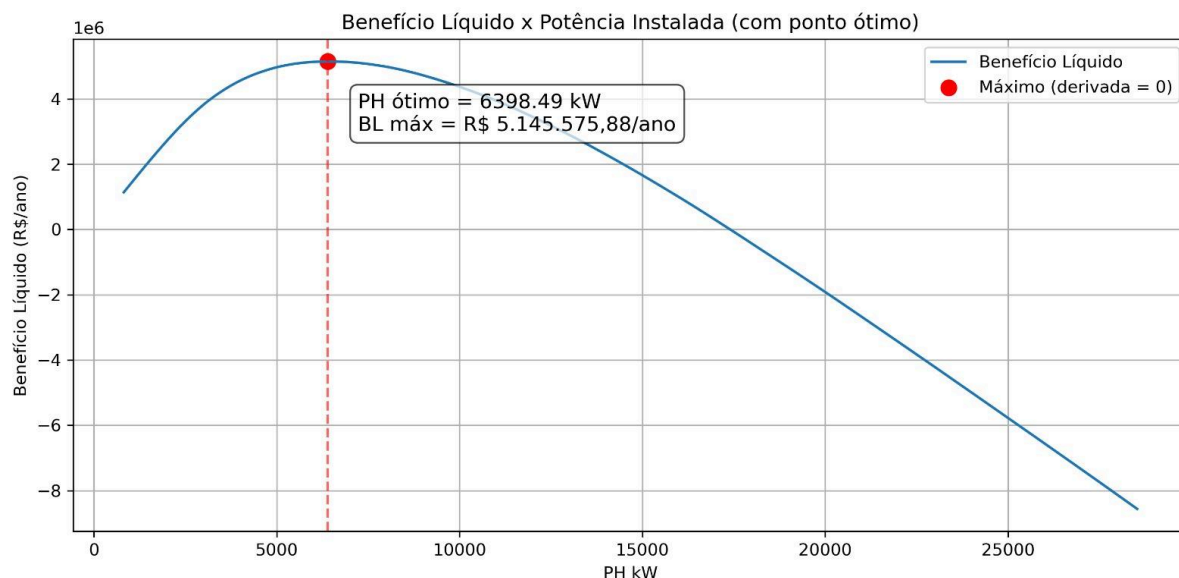


Figura 25 - Gráfico do benefício líquido em relação a potência instalada. Fonte: Elaboração própria dos autores.

A análise do BL evidencia que, após certo ponto, o aumento da potência instalada deixa de resultar em acréscimo proporcional de receita, pois a usina passa a operar com maior parcela de capacidade ociosa, enquanto os custos de investimento continuam crescendo. Assim, a potência correspondente ao BL máximo representa o limite a partir do qual novos incrementos na instalação deixam de ser economicamente justificáveis.

No presente estudo, a potência ótima do ponto de vista econômico foi estimada em aproximadamente 6.398 kW, valor para o qual o empreendimento alcança seu maior retorno financeiro (R\$5.145.606). Esse desempenho confirma que potências superiores, embora tecnicamente viáveis, não proporcionaram aumento proporcional na geração de receita, tornando-se financeiramente desvantajosas. A comparação com a potência ótima energética, mais elevada que a econômica, evidencia que maximizar energia e maximizar lucro nem sempre convergem para o mesmo ponto, reforçando a importância de avaliações complementares tanto sob a ótica técnico-operacional quanto sob a ótica de viabilidade financeira.

No cenário energético, o sistema alcança um benefício líquido máximo de aproximadamente R\$4.833.355,00, associado à potência que prioriza exclusivamente a maior geração de energia. Já no cenário econômico, a potência ótima é inferior, pois busca o maior retorno financeiro considerando tarifas, custos operacionais e degradação dos módulos. A partir desses dois parâmetros, a potência de maior geração energética e a potência de maior

retorno econômico ,torna-se possível definir também a vazão ótima de projeto, que emerge como o ponto de equilíbrio entre desempenho hidráulico, aproveitamento energético e retorno econômico. Essa vazão representa a convergência entre os aspectos técnicos e financeiros, orientando o dimensionamento com maior confiabilidade.

A partir da distinção entre a potência ótima energética e a potência de melhor desempenho econômico, torna-se possível identificar também a vazão ótima de projeto, parâmetro fundamental para o dimensionamento hidráulico da PCH. No estudo realizado, observou-se que esses dois enfoques conduzem a valores distintos de vazão, refletindo diretamente as diferenças entre maximizar geração e maximizar retorno financeiro.

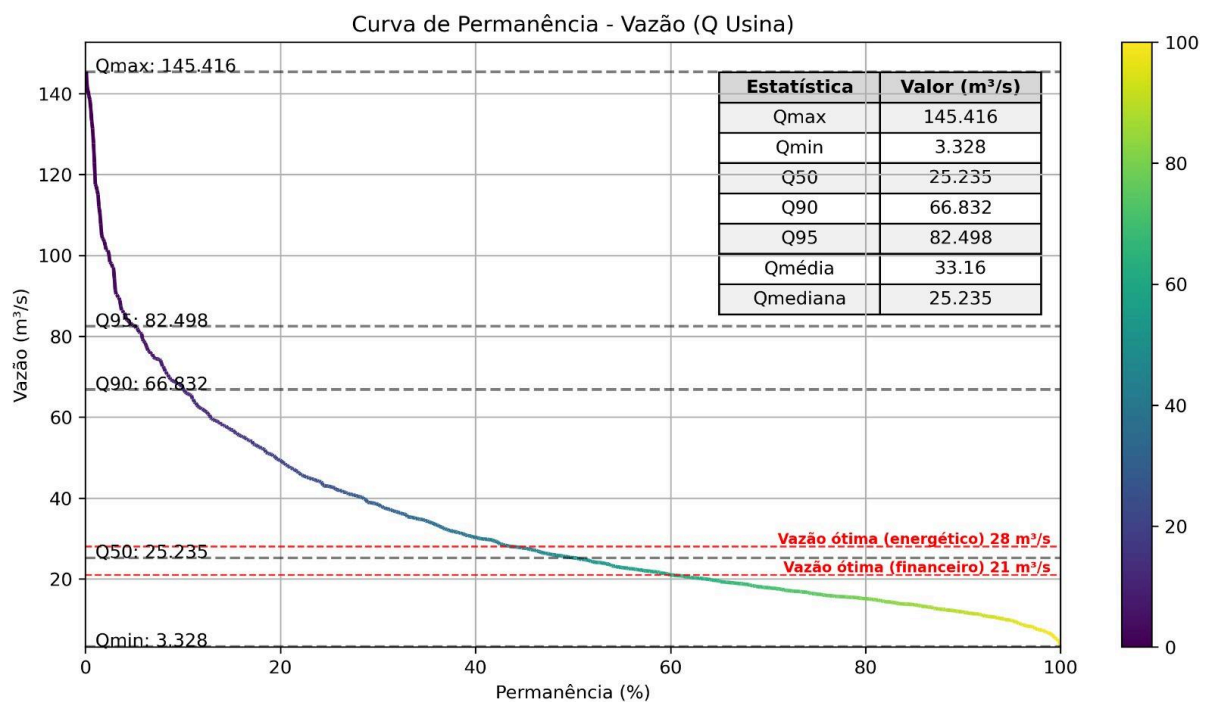


Figura 26 - Gráfico referente a vazão ótima da curva de permanência. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Sob a perspectiva energética, a vazão que maximiza a produção anual foi estimada em aproximadamente 28 m³/s, associada a uma permanência próxima de 44%. Essa condição indica que tal vazão acontece com frequência moderada ao longo da série histórica, garantindo operação em níveis elevados de potência durante boa parte do ano e favorecendo a maximização da energia gerada.

Já no cenário financeiro, a vazão economicamente ótima foi de cerca de 21 m³/s, correspondente a uma permanência aproximada de 60%. Isso significa que essa vazão ocorre de forma ainda mais frequente no regime hidrológico do rio, garantindo maior uso da

capacidade instalada e reduzindo a ociosidade, fator diretamente associado à maximização do benefício líquido.

A comparação entre ambas reforça que o comportamento hidrológico impõe duas estratégias distintas de dimensionamento: uma voltada ao maior rendimento energético, baseada em vazões mais altas porém menos recorrentes e outra voltada à viabilidade financeira, fundamentada em vazões mais estáveis e frequentes. Assim, a definição da vazão de projeto deve equilibrar desempenho hidráulico, produção energética e retorno econômico, garantindo um dimensionamento alinhado às condições reais de disponibilidade hídrica.

Com a definição da potência ótima, da potência economicamente viável e das vazões correspondentes, conclui-se a avaliação hidrológica e energética necessária para compreender o desempenho potencial da PCH. Esses resultados demonstram de forma clara como a irregularidade do regime de vazões condiciona a produção e o retorno financeiro do empreendimento, revelando tanto suas capacidades quanto suas limitações operacionais.

Estabelecida essa base, torna-se possível avançar para a análise do sistema fotovoltaico, cujo comportamento energético depende de fatores completamente distintos, especialmente radiação solar, inclinação dos painéis e características climáticas da região. Diferentemente da PCH, cuja geração está sujeita à variabilidade hidrológica e às vazões disponíveis, o sistema solar apresenta um padrão de produção mais previsível ao longo do ano, complementando o perfil de geração da usina hidráulica. Assim, inicia-se a avaliação das placas solares, investigando seu potencial de contribuição energética, sua variabilidade sazonal e seu papel na composição global do sistema híbrido.

#### **4.2.2. Cálculo das Placas Solares**

Com base nos dados de irradiação obtidos no CRESESB e nas especificações técnicas do módulo fotovoltaico escolhido (Jinko Solar Tiger Neo 620W), foram definidos três cenários de implementação do sistema fotovoltaico flutuante, considerando a ocupação de 1%, 3% e 5% da área alagada da PCH. Cada cenário resultou em diferentes configurações de potência instalada, número de módulos e energia anual produzida, permitindo avaliar o efeito da ampliação da cobertura fotovoltaica sobre o desempenho energético do sistema. Apesar das diferenças na quantidade total de painéis e na potência instalada, o fator de capacidade permaneceu constante entre os três cenários.

##### **4.2.2.1. Cenário I: 1% da Área Alagada**

No primeiro cenário, considera-se a utilização de apenas 1% da área alagada do reservatório, representando a configuração de menor intervenção entre as avaliadas. Essa escolha permite avaliar o desempenho mínimo do sistema fotovoltaico flutuante, mantendo impactos ambientais reduzidos e preservando praticamente toda a superfície hídrica para seus usos naturais. A tabela apresentada a seguir reúne os principais parâmetros dimensionados, como área ocupada, número de módulos instalados, potência total e energia anual gerada.

<b>Área Coberta (%)</b>	<b>Área coberta (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Número de Painéis</b>	<b>Potência Pannel (kw)</b>	<b>Energia Diária</b>	<b>Eanual (kWH)</b>	<b>Eanual (MWH)</b>
1%	265	99	61	227,78	83.139,59	83,14

Figura 27 - Tabela com dados referentes à cobertura da área equivalente a 1% da PCH. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Com base nos valores apresentados na tabela, que reúne a área ocupada, o número de módulos, a potência instalada e a energia anual gerada, observa-se que mesmo utilizando apenas 1% da área alagada (equivalente a 265 m<sup>2</sup>), o sistema já proporciona um ganho energético significativo dentro da escala do empreendimento. Nesse cenário, são instalados 99 módulos fotovoltaicos, totalizando aproximadamente 61 kW de potência instalada. A produção estimada é de cerca de 227,78 kWh por dia, resultando em uma geração anual de 83.139,59 kWh (83,14 MWh).

Apesar de a incorporação dessa energia adicional elevar a produção total do sistema para 129,64 MWh por ano (aproximadamente 280% da geração original da PCH), o conjunto ainda permanece enquadrado na categoria de microgeração. Isso se deve às limitações hidráulicas do ponto analisado, que restringem fortemente o potencial hidrelétrico, e também à escala reduzida da instalação fotovoltaica. Ainda assim, o impacto relativo da energia solar é expressivo: a adição dos módulos flutuantes representa um aumento de aproximadamente 179% em relação à geração hidrelétrica isolada. Dessa forma, embora os valores absolutos sejam modestos quando comparados aos de PCHs comerciais, o reforço fotovoltaico proporciona um ganho relevante dentro do contexto operacional específico do aproveitamento estudado.

Além disso, o Cenário I evidencia o papel estratégico da energia solar ao longo do ano. Durante os períodos de estiagem, quando a vazão diminui e, conseqüentemente, a geração hidrelétrica reduz, a contribuição fotovoltaica atua como uma fonte complementar capaz de suavizar a queda de produção. Essa integração reforça a estabilidade do sistema híbrido e diminui a sensibilidade da geração às oscilações sazonais. Assim, fica claro que,



mesmo com ocupação mínima da área alagada, já se observam ganhos energéticos relevantes e benefícios operacionais para o conjunto PCH + Solar.

#### 4.2.2.2. Cenário II: 3% da Área Alagada

No segundo cenário, considera-se a utilização de 3% da área alagada do reservatório, representando a configuração de intervenção mediana entre as avaliadas. Essa escolha permite avaliar o desempenho médio do sistema fotovoltaico flutuante, mantendo impactos ambientais reduzidos e preservando maior parte da superfície hídrica para seus usos naturais. A tabela apresentada a seguir reúne os principais parâmetros dimensionados, como área ocupada, número de módulos instalados, potência total e energia anual gerada.

Área Coberta (%)	Área coberta (m <sup>2</sup> )	Número de Painéis	Potência Pannel (kw)	Energia Diária (kW)	Eanual (kWh)	Eanual (MWh)
3%	795	295	182,28	227,78	328.669	328,67

Figura 28 - Tabela com dados referentes à cobertura da área equivalente a 3% da PCH. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Com base nos valores apresentados na Figura 28, observa-se que a utilização de 795 m<sup>2</sup> permite a instalação de 295 módulos fotovoltaicos, totalizando aproximadamente 182,28 kW de potência instalada. A produção estimada é de cerca de 899,09 kWh por dia, resultando em uma geração anual de 247.739 kWh (328,67 MWh). Trata-se, portanto, de um aumento expressivo em relação ao cenário de 1%, refletindo o crescimento proporcional da área ocupada.

Nesse cenário, são instalados 295 módulos fotovoltaicos, 300% a mais que o cenário anterior, totalizando aproximadamente 182,28 kW de potência instalada. A produção estimada é de cerca de 899,09 kWh por dia (247,74 kWh/ano). Apesar de a incorporação dessa energia adicional elevar a produção total do sistema para 294,29 MWh por ano (aproximadamente 532% da geração original da PCH). Ainda assim, o conjunto ainda permanece enquadrado na categoria de microgeração.

Nesse sentido, o impacto relativo da energia solar é extremamente expressivo: a adição dos módulos flutuantes representa um aumento de aproximadamente 707% em relação à geração hidrelétrica isolada. Dessa forma, embora os valores absolutos continuem modestos quando comparados aos de PCHs comerciais, o reforço fotovoltaico proporciona um ganho

muito relevante dentro do contexto operacional específico do aproveitamento estudado. Diante deste cenário, mesmo que o conjunto híbrido ainda permaneça enquadrado na categoria de microgeração, a energia fornecida pelos módulos flutuantes aumenta de maneira expressiva a produção total do sistema, elevando significativamente o desempenho quando comparado à operação exclusivamente hidrelétrica. Essa integração reforça a estabilidade do sistema híbrido, diminui a sensibilidade da geração às oscilações sazonais e demonstra que a expansão da ocupação da área alagada para 3% potencializa tanto os ganhos energéticos quanto os benefícios operacionais do conjunto PCH + Solar.

#### 4.2.2.3. Cenário III: 5% da Área Alagada

No terceiro cenário, considera-se a utilização de 5% da área alagada do reservatório, representando a configuração de máxima intervenção entre as avaliadas. Essa escolha permite avaliar o desempenho máximo do sistema fotovoltaico flutuante, mantendo impactos ambientais reduzidos e preservando grande parte da superfície hídrica para seus usos naturais. De modo análogo aos cenários anteriores, a tabela apresentada a seguir reúne os principais parâmetros dimensionados.

Área Coberta (%)	Área coberta (m <sup>2</sup> )	Número de Painéis	Potência Pannel (kw)	Energia Diária	Eanual (kWH)	Eanual (MWH)
5%	1.325	491	303,80	227,78	547.782	547,79

Figura 29 - Dados referentes à cobertura da área equivalente a 5% da PCH. Fonte: Elaboração própria dos autores.

Com base na tabela, observou-se que utilizando 5% da área alagada (equivalente a 1.325 m<sup>2</sup>), o sistema, como esperado, proporcionou o maior ganho energético dentro da escala do empreendimento e dos cenários analisados. Em consonância com os dados, foram instalados 491 módulos fotovoltaicos, totalizando 303,80 kW de potência instalada. A produção estimada é de cerca de 1.499,75 kWh por dia, resultando em uma geração anual de 547,78 MWh.

A incorporação dessa energia adicional eleva a produção total do sistema para 458,89 MWh por ano. Considerando as limitações hidráulicas do ponto analisado, o conjunto total (PCH + Solar) ainda se enquadra na categoria de microgeração, apesar do grande volume de energia solar adicionado. Ainda assim, o impacto relativo da energia solar é massivo: a adição dos módulos flutuantes representa um aumento de aproximadamente 885,80% em relação à

geração hidrelétrica isolada. Dessa forma, embora o aproveitamento hidrelétrico seja modesto, o reforço fotovoltaico proporciona um ganho expressivo, elevando a produção total para cerca de 1.278% da geração original da PCH.

No Cenário III, correspondente à cobertura de 5% da área alagada, observou-se o maior reforço fotovoltaico entre todas as configurações estudadas. A energia adicional fornecida pelos módulos flutuantes torna-se suficiente para alterar de forma significativa o balanço energético do sistema, reduzindo de maneira expressiva a dependência exclusiva da geração hidrelétrica. Sendo assim, adiante é mostrada essa comparação de modo sintetizado, apresentando o desempenho individual da PCH, da geração solar e do total integrado para os três cenários analisados, permitindo visualizar claramente a progressiva ampliação da produção anual de energia à medida que a área coberta pelos módulos aumenta (Figura30).

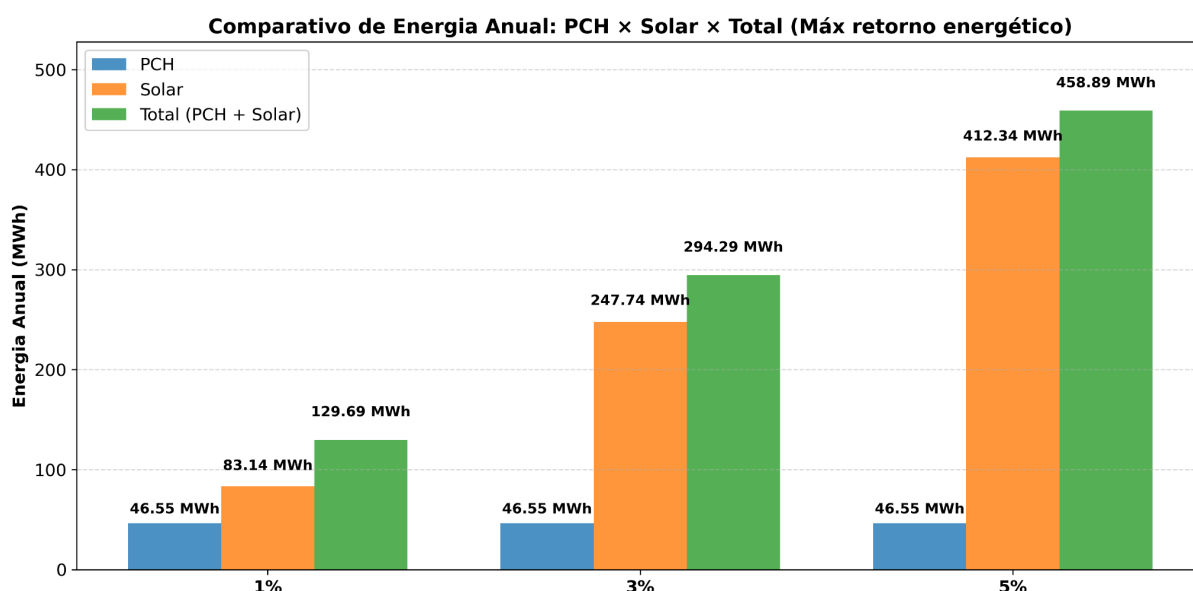


Figura 30 - Gráfico comparativo da energia anual e o máximo retorno energético. Fonte: Elaboração própria dos autores.

## 5. CONCLUSÃO

A análise conjunta dos resultados mostrou que a integração entre a geração hidrelétrica e o sistema fotovoltaico flutuante melhora o desempenho energético do conjunto, ampliando a produção total em todos os cenários considerados. Dessa forma, a hibridização demonstrou-se tecnicamente funcional e complementar, especialmente diante do comportamento sazonal das vazões e da disponibilidade solar ao longo do ano.

O trabalho demonstrou que sistemas híbridos aplicados a reservatórios de pequeno porte podem representar alternativas eficientes e potencialmente relevantes. A partir do estudo hidrológico realizado com base nos dados da estação fluviométrica de Itumirim-MG, foi possível caracterizar o comportamento do rio, determinar a curva de permanência e identificar seus parâmetros essenciais — etapa fundamental para avaliar a existência ou não de potencial para implantação de uma PCH. Esse diagnóstico hidrológico permitiu quantificar a energia hidrelétrica disponível e, em sequência, comparar sua performance com os diferentes cenários de cobertura fotovoltaica, possibilitando estimar a contribuição energética de cada arranjo.

Por fim, conclui-se que o aproveitamento estudado não apresenta viabilidade energética significativa, pois tanto a geração hidrelétrica isolada quanto o sistema híbrido produzem volumes de energia muito inferiores aos de uma PCH convencional. Embora a adição dos módulos fotovoltaicos aumente substancialmente a energia total gerada, chegando, em alguns cenários, a multiplicar por várias vezes a energia da pch estudada, o conjunto ainda permanece na categoria de microgeração devido às restrições naturais do rio. Apesar disso, a elevação energética proporcionada pela integração solar é expressiva e demonstra que, para PCHs já existentes ou para empreendimentos de pequeno porte, a instalação de módulos fotovoltaicos flutuantes pode representar uma estratégia eficiente para ampliar a geração anual e melhorar o aproveitamento do reservatório. Assim, os objetivos do trabalho foram plenamente atendidos, trazendo bases consistentes para aplicações futuras e para estudos de otimização do arranjo híbrido PCH + Solar.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

MONTEIRO, Hugo Faria Dionísio. **Proposta metodológica para definição de um indicador socioambiental para análise de atratividade de minigeração hidráulica descentralizada**. 2019. Dissertação (Mestrado Profissional em Engenharia Hídrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2019. Disponível em: [https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/2059/1/disserta%c3%a7%c3%a3o\\_2019151.pdf](https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/2059/1/disserta%c3%a7%c3%a3o_2019151.pdf). Acesso em: 6 dez. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA). **HidroWeb: séries históricas de estações**. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.snirh.gov.br/hidroweb/serieshistoricas>. Acesso em: 6 dez. 2025.

JINKOSOLAR. **Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV 600-625 Watt Bifacial Module with Dual Glass: datasheet**. Shanghai: JinkoSolar, 2024. Disponível em: <https://jinkosolarcdn.shwebspace.com/uploads/JKM600-625N-66HL4M-BDV-F1-EN.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2025.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Rio de Janeiro: CEPEL, 2025. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php>. Acesso em: 8 dez. 2025.