



ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO HOROSSAZONAL EM ESTAÇÕES ELEVATÓRIAS DE ESGOTO ASSOCIADO A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Carla Mylena Santos Vasconcelos⁽¹⁾

Engenheira Civil, Mestranda em Engenharia Civil na área de Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais pela Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas (FECFAU-UNICAMP). Profissional atuante no setor no saneamento básico há 10 anos com experiência em sistemas de abastecimento de água, coleta e afastamento de efluentes. Atua ainda com metodologia BIM e estudos de Transientes Hidráulicos.

Regiane Nunes Santana⁽²⁾

Engenheira Civil e Mestranda em Tecnologia e Eficiência Energética em Arquitetura pela FECFAU-UNICAMP

Kelly Kawai Venancio⁽³⁾

Doutora em Engenharia Civil pela FECFAU-UNICAMP

Vinícius de Carvalho Neiva Pinheiro⁽⁴⁾

Professor Doutor da FECFAU-UNICAMP

Alberto Luiz Francato⁽⁵⁾

Professor Doutor da FECFAU-UNICAMP

Endereço⁽¹⁾: R. Albert Einstein, 951, Térreo – Cidade Universitária Zeferino Vaz – Barão Geraldo – Campinas – SP – CEP 13083-852 - Brasil - Tel: +55 (11) 99232-7403 - e-mail: carlamylenavasconcelos@gmail.com

RESUMO

Sistemas de esgotamento sanitário são grandes consumidores de energia elétrica, sendo que as bombas de recalque das estações elevatórias de esgoto são as principais responsáveis por este consumo. Historicamente, os projetos das estações elevatórias adotam uma abordagem sanitária, priorizando a rápida remoção do efluente. No entanto, a minimização de custos de implantação não proporciona necessariamente condições adequadas para que se tenha uma operação eficiente do ponto de vista do consumo de energia elétrica, principalmente em se tratando da estrutura tarifária vigente no país, em que os preços de energia não são constantes ao longo do dia para consumidores atendidos em média tensão. Diante disso, este trabalho propõe uma metodologia para redução de custos com energia elétrica em estações elevatórias de esgoto através da implantação de reservatórios de acumulação e uma operação guiada por um modelo numérico de otimização. A metodologia contempla a simulação de dois cenários alternativos à operação convencional, com avaliação técnica e financeira da proposta. Os resultados demonstram que a solução proposta permite o deslocamento do consumo energético para horários em que as tarifas são mais baixas. O resultado foi uma economia de 28% de CAPEX+OPEX em um horizonte de 30 anos, evidenciando a viabilidade financeira da proposta.

PALAVRAS-CHAVE: Estação Elevatória Esgoto, Eficiência Energética, Variação Tarifária.

INTRODUÇÃO

O setor de saneamento vive um dilema ao redor do mundo: otimizar seus processos de remoção de poluentes e tratamento de efluentes, porém sem comprometer sua eficiência, uma vez que consumo de energia e emissões de carbono estão intimamente relacionados. Processos tradicionais do sistema de esgotamento sanitário, por exemplo, apresentam rotinas de performance subótimas, nas quais as bombas trabalham com carga total, mesmo com fluxo insuficiente (Gong *et al.*, 2025).

Os sistemas de esgotamento sanitário são grandes consumidores de energia elétrica no mundo todo. Etapas como bombeamento por elevação e aeração são, em geral, as que mais demandam energia do processo total, gerando um gasto entre 0,3 e 0,6 kWh m⁻³ em diversos países. Além disso, usualmente, a energia elétrica é comprada diretamente da rede; consequentemente, um tratamento tradicional de efluentes municipal consome entre 0,3% e 3% do total da energia gerada (Filipe *et al.*, 2019; Gong *et al.*, 2025).

O setor de saneamento básico brasileiro, especificamente, é responsável por cerca de 2% a 3% do total do consumo de energia elétrica do país (Valencio, 2022). Em 2022, as empresas de saneamento no Brasil gastaram R\$ 9,2 bilhões em energia elétrica, com consumo de 14,3 TWh (Brasil, 2023), representando aproximadamente 1,8% do consumo nacional naquele ano (ONS, 2025). Os sistemas de esgotamento sanitário, apesar de conduzirem o efluente por gravidade na maior parte das redes, ainda são responsáveis por cerca de 12% do consumo de energia do setor de saneamento (Brasil, 2023).

No setor de saneamento, os principais consumidores de energia são os equipamentos motobomba, responsáveis por 90% do total consumido. Ao redor do mundo, parte considerável da energia despendida é resultado da ineficiência de tais sistemas, levando a um gasto de energia de 25% do consumo. Tal ineficiência está relacionada ao uso de bombas de baixo rendimento (tecnologias defasadas ou mal dimensionadas), perda de carga hidráulica excessiva, vazamentos, falta de manutenção, entre outros (Gomes, 2021).

Dentre as diversas unidades integrantes dos sistemas de esgotamento e tratamento de efluentes, pode-se destacar o caso específico das estações elevatórias de esgoto (EEEs), que, além de despenderem quantidade considerável de energia, operam muitas vezes em condições que desconsideram a eficiência energética, tanto em sua concepção quanto em seu dimensionamento. Em vista disso, a norma ABNT NBR 12208/1992 – Projeto de Estações Elevatórias de Esgoto Sanitário passou por uma atualização em 2020, para que a operação horossazonal em relação à eficiência energética fosse considerada. As diretrizes da ABNT NBR 12208/2020 indicam que a estrutura tarifária energética deve ser incorporada ao projeto e ao cálculo de custos e despesas (ABNT, 1992; ABNT, 2020). Até o ano de 2020, os projetos de esgotamento sanitário adotavam abordagens puramente sanitárias, que visavam o transporte e tratamento de efluentes da forma mais rápida e eficiente possível, dando baixa prioridade para o nível de consumo de energia elétrica.

A literatura oferece diversos estudos de otimização de consumo de energia em sistemas de esgotamento sanitário e distribuição de água, além de trabalhos focados no tratamento de efluentes e otimização de processos, como os compilados por Gomes (2010). Outros autores também abordam análises de otimização e eficiência energética voltadas para sistemas de bombeamento (*e.g.* Filipe *et al.*, 2019; Kalaiselvan *et al.*, 2016; Makisha; Kazimirova, 2017). No entanto, considerando tal cenário, há poucos estudos que tenham como objetivo reduzir os custos de operação relacionados ao consumo de energia elétrica, levando em conta tarifas de energia com variação horária de preços.

Nesse contexto, este trabalho propôs o uso de reservatórios de acumulação (RAC) em estações elevatórias de esgoto associado a técnicas numéricas de otimização, visando reduzir gastos com energia elétrica em EEEs. Para isso, a metodologia proposta busca deslocar uma parte ou a totalidade do consumo de energia elétrica do horário de ponta (quando a energia é mais cara, geralmente entre 18h e 21h) para fora da ponta. Tal estratégia, além de financeiramente benéfica para a empresa de saneamento, reduziria a demanda por geração no sistema elétrico brasileiro, em um horário crítico para o sistema, trazendo benefícios também para este setor.

A metodologia desenvolvida consiste no dimensionamento de RAC para a EEE selecionada para o estudo de caso e na criação de uma regra de operação baseada em otimização linear. Foram utilizados dados reais da EEE Tamanduateí III (EEE Tam III), sob responsabilidade da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP). O custo-benefício analisado do sistema levou em consideração os custos de instalação do RAC e a economia prevista com o método proposto em um horizonte de 30 anos.

OBJETIVOS

Este estudo objetivou utilizar reservatórios de acumulação em estações elevatórias de esgoto como uma solução estratégica para reduzir gastos com energia elétrica, levando em conta a variação horária das vazões afluentes e as tarifas horossazonais de energia elétrica às quais as empresas de saneamento são submetidas. Para isso, cenários de otimização para estações elevatórias convencionais foram definidos, aliando bombeamento e capacidade de armazenamento de efluentes. Além disso, foi realizada uma avaliação da viabilidade técnica e financeira dos cenários propostos, relacionando custos de investimento inicial à redução de custos operacionais num horizonte de 30 anos.

MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia apresenta um estudo hidráulico e energético desenvolvido com base nos dados de uma elevatória existente fornecidos pela SABESP. A metodologia foi dividida de acordo com as dez etapas elencadas a seguir:

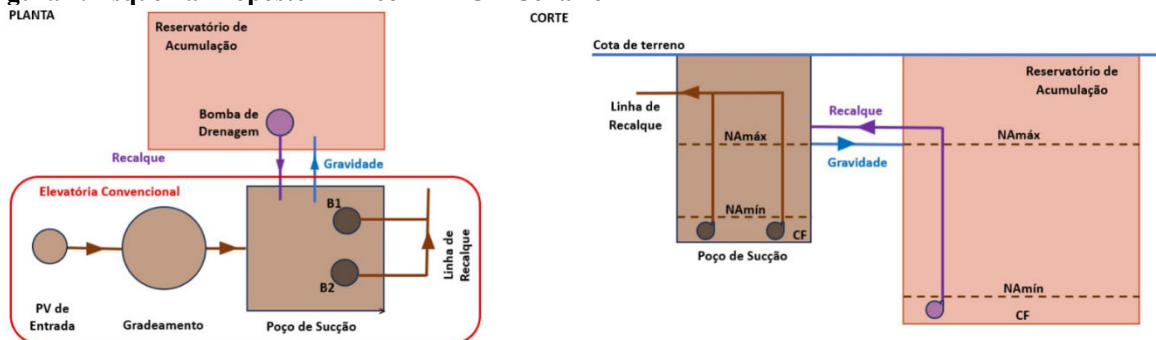
1. Descrição do sistema proposto;
2. Variação tarifária;
3. Descrição da EEE definida para o estudo de caso;
4. Definição do perfil de consumo horossazonal;
5. Projeção Populacional para horizonte de projeto de 30 anos;
6. Cálculo do consumo de energia diário: elevatória convencional (apenas com poço de sucção) e elevatória proposta com reservatório de acumulação (poço de sucção + RAC), considerando dois cenários (Cenário 1 e Cenário 2);
7. Dimensionamento do RAC;
8. Custo operacional mensal: elevatória convencional (apenas com poço de sucção) e elevatória proposta com reservatório de acumulação (poço de sucção + RAC) considerando dois cenários (Cenário 1 e Cenário 2);
9. Custo de implantação do RAC;
10. Viabilidade financeira: comparação do custo de implantação com a redução do custo de energia ao longo de 30 anos.

Descrição do Sistema Proposto

A proposta para este estudo é baseada na implantação de RAC como medida auxiliar para otimizar a operação das bombas que compõem uma estação elevatória de efluente e, dessa forma, reduzir o consumo de energia elétrica em horários com tarifa de energia elevada. Para otimizar a operação das bombas de uma elevatória convencional, o estudo propõe acrescentar um RAC e uma bomba de drenagem para operar em paralelo ao poço de sucção. O RAC é utilizado para reter a vazão afluyente e possibilitar a pausa do funcionamento das bombas principais da elevatória nos períodos de ponta da tarifa de energia. Foram propostos dois cenários de projeto de RAC, variando de acordo com os níveis operacionais e formas de entrada e saída do efluente no sistema.

No Cenário 1, a vazão afluyente é direcionada para o reservatório no período de ponta por gravidade. Após esse período, as bombas principais retomam a operação e é acionada uma bomba de drenagem do reservatório para retornar o volume acumulado para o poço de sucção.

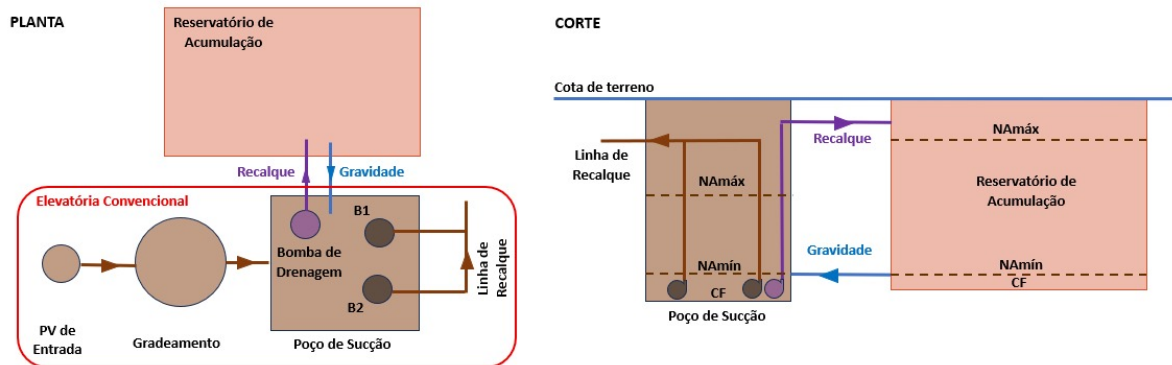
Figura 1. Esquema Proposto EEE com RAC – Cenário 1



Fonte: elaboração própria.

O Cenário 2, por sua vez, conta com a bomba de drenagem alocada dentro do poço de sucção. No período de ponta a vazão afluyente é direcionada do poço de sucção para o RAC por recalque através de bomba de drenagem. Após esse período, as bombas principais retomam a operação e o efluente armazenado retorna para o poço de sucção por gravidade.

Figura 2. Esquema Proposto EEE com RAC – Cenário 2



Fonte: elaboração própria.

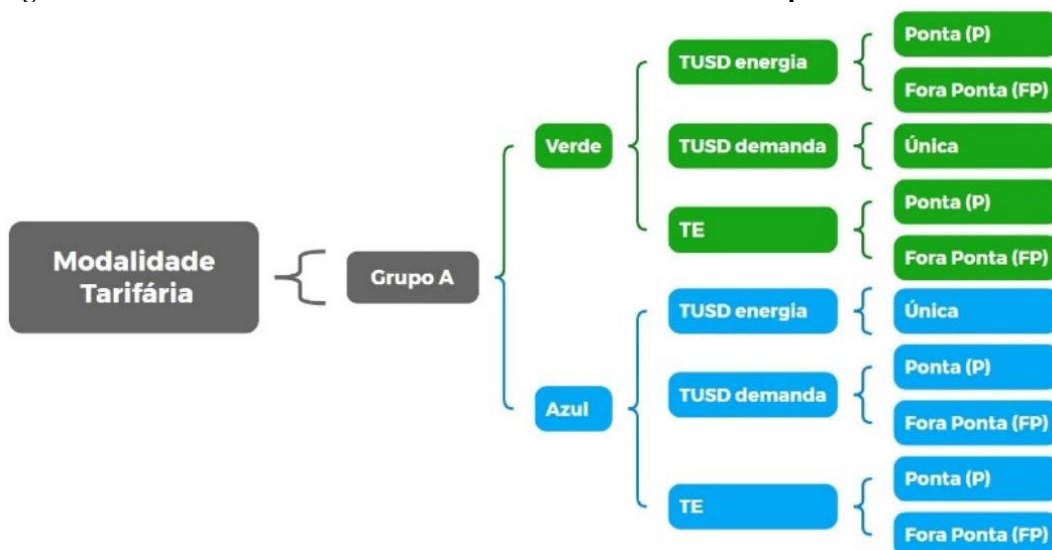
Variação tarifária

O custo do consumo de energia elétrica de elevatórias de média tensão, Grupo A, são subdivididas com base na tensão de fornecimento, sendo categorizadas pelos subgrupos: A2 (88 a 138 kV); A3a (30 a 44 kV); A4 (2,3 a 25 kV); e AS (Atendimento Subterrâneo). Os subgrupos são classificações definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para categorizar os consumidores conforme o nível de tensão em que recebem a energia elétrica da concessionária. Essa classificação influencia diretamente a estrutura tarifária e a forma de faturamento do consumo de acordo com as modalidades tarifárias, que podem ser classificadas como Azul e Verde dentro de cada subgrupo.

As modalidades tarifárias verde e azul são formas de tarifação binômia, que se subdividem em energia consumida, que é a quantidade efetiva de energia utilizada, e a demanda, que é a potência máxima solicitada do sistema elétrico. A tarifação se dá por meio de dois encargos, sendo eles a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TE incide sobre a energia consumida e remunera os custos de geração e compra de energia no mercado, já a TUSD incide tanto sobre a energia consumida quanto sobre a demanda contratada, além de remunerar os custos de transmissão e distribuição da energia até o consumidor final. Incidem sobre esses encargos dois postos tarifários que representam a variação do custo ao longo do dia.

Os postos tarifários são definidos como Ponta (P), que representa o período de maior demanda no sistema elétrico, e Fora Ponta (FP) todo o restante do dia, quando a demanda é menor. As concessionárias atribuem três horas por dia para o período de Ponta. A Figura 3 representa a estrutura das modalidades tarifárias do Grupo A.

Figura 3. Estrutura das tarifas nas modalidades Verde e Azul do Grupo A



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANEEL (ANEEL, 2025).

Descrição da EEE definida para o estudo de caso

A estação elevatória definida para o estudo de caso é a EEE Tam III, operada pela SABESP, localizada em terreno próprio entre a Rua Marconi e Rua Araraquara no município de São Caetano do Sul, Bacia TA-23. O projeto executivo é datado de junho/1992 e não foi informado o ano de inauguração. A elevatória foi escolhida por possuir dados de medição que puderam ser disponibilizados para este estudo, apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados do Projeto Executivo da EEE Tam III

CARACTERÍSTICAS	DADOS
Vazão da Bomba	120 L/s
Altura manométrica	12,70 mca
Diâmetro de Sucção e de Recalque	250 FOFO
Profundidade do Poço de Sucção	7,80 m
NA máx	727,35 m
NA mín	725,80 m
Diferença de nível operacional	1,55 m
Área interna do poço de sucção	12,07 m ²
Volume operacional útil	18,72 m ³

Fonte: Elaboração própria com base no Projeto Executivo disponibilizado pela Sabesp (SABESP, 2025).

Na visita técnica realizada no dia 03 de janeiro de 2025, foi verificado a compatibilidade dos dados do projeto executivo com a unidade existente, validando, dessa forma, a utilização do projeto executivo como “*as built*” nos quesitos que tangem este estudo. Na Figura 4 são apresentadas fotos da visita técnica mencionada.

Figura 4. Fotos da visita técnica à EEE Tam III em 03/03/2025

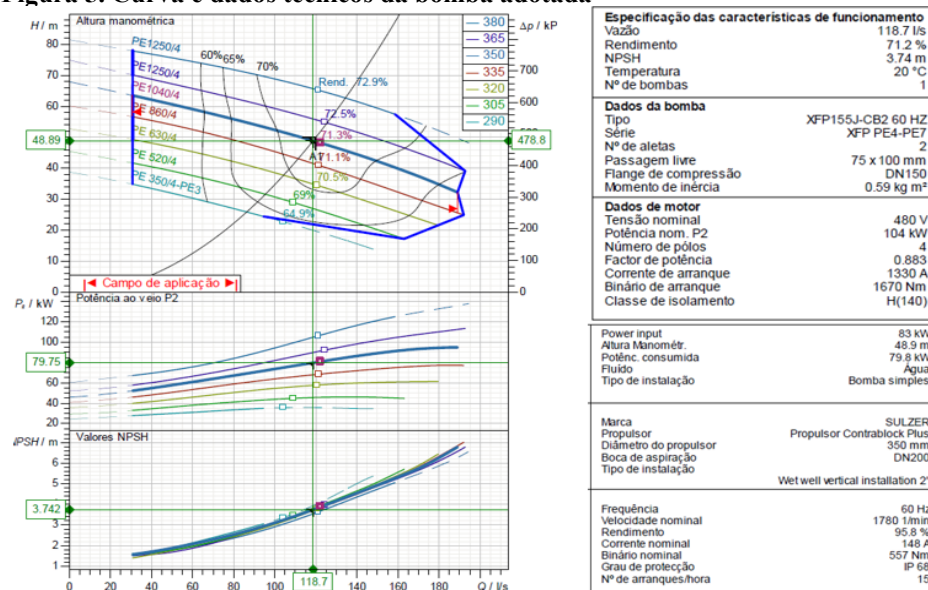


Fonte: Acervo pessoal.



Para este estudo, dados hidráulicos como o dimensionamento do poço de sucção e a variação da vazão de entrada foram utilizados para definição do perfil de consumo. Não foram consideradas as informações de consumo de energia, uma vez que o ponto operacional da EEE Tam III possui baixa altura manométrica (12,70 mca), caracterizando uma bomba com potência nominal de 25 kw, que se enquadra na modalidade de baixa tensão, fugindo da proposta desta metodologia. Para fins metodológicos, foi adotada uma bomba para vazão (Q) = 120 L/s, altura manométrica total (AMT) = 50 mca e potência (P) = 104 kw, os dados de sua curva e demais informações técnicas são apresentadas na Figura 5. Dessa forma, foi possível o enquadramento no fornecimento de alta tensão, atendendo o requisito para este trabalho.

Figura 5. Curva e dados técnicos da bomba adotada



Fonte: Fabricante Sulzer (SULZER, 2025).

Definição do perfil de consumo horossazonal

O perfil de consumo caracteriza a variação horária da vazão afluente à estação elevatória de esgoto, condicionando diretamente o regime de operação das bombas. Para calcular os coeficientes de variação horária, a SABESP disponibilizou relatórios de medição da operação das bombas da EEE Tam III, registrado minuto a minuto, entre o período de janeiro/2024 a fevereiro/2024. Os valores fornecidos representam a vazão de saída do sistema. Os relatórios mensais apresentam os seguintes dados de medição: Data/Horário, Cota (m) e Vazão (L/s), conforme exemplo apresentado na Figura 6.

Figura 6. Dados de medição da EEE Tam III

EEE Tamanduateí III		
Data/Horário	Cota (m)	Vazão (l/s)
01/02/2024 00:00:47	726,96	0,00
01/02/2024 00:01:47	727,02	0,00
01/02/2024 00:02:47	727,08	0,00
01/02/2024 00:03:47	727,13	0,00
01/02/2024 00:04:47	727,19	0,00
01/02/2024 00:05:47	727,16	108,41
01/02/2024 00:06:47	727,03	102,81
01/02/2024 00:07:47	726,92	100,33

Fonte: Relatório Interno SABESP (SABESP, 2025).

Baseado na equação da continuidade, que estabelece que, em um sistema hidráulico em regime permanente e sem acúmulo, a vazão de entrada é igual a vazão de saída (Mott, 2006), foi realizado o processamento dos dados através de planilha do Microsoft Excel, conforme as etapas a seguir:

Organização dos dados brutos: Foram reunidos dados de vazão registrados a cada minuto entre janeiro e dezembro de 2024. Cada linha do dado continha: Data, Hora, Cota (m) e Vazão (L/s).

Agrupamento por hora: As medições foram agrupadas por hora cheia (ex: 00:00, 01:00, etc.). Para cada hora do dia (0 a 23), foi calculada a vazão média (equação 1), com base em todas as medições de todos os dias e meses do ano.

Cálculo da vazão média por hora para cada mês:

$$\text{Vazão média}_h = (1/n) \times \sum Q_{ih} \quad \text{equação (1)}$$

Onde:

Q_{ih} = vazão registrada no instante i durante a hora h

n = número total de registros na hora h

Vazão média_h = valor final atribuído à hora h na planilha

Definição das vazões afluentes: a partir das vazões médias diárias horárias para cada mês, foram verificadas as vazões mínimas, médias e máximas anuais.

Normalização para criar o Coeficiente de Variação: foram utilizadas as vazões médias mensais como parâmetro para definição do coeficiente de variação (equação 2), valor esse que melhor representa a variação diária anual.

$$\text{CV normalizado}_h = \text{Vazão média}_h / \text{Vazão média máxima} \quad \text{equação (2)}$$

Onde:

Vazão média_h = valor médio da hora h

Vazão média máxima = maior vazão média entre todas as 24 horas

CV normalizado_h = coeficiente relativo de intensidade para a hora h

Quando não há histórico de medição de vazão pode-se adotar os coeficientes de variação horária proposto na literatura. Na Figura 7, é apresentado um histograma de consumo de água mostrando a variação ao longo do dia para o município de Campinas – SP em outubro de 1945.

Figura 7. Histograma de consumo horário de água, ilustrando a variação ao longo do dia em diferentes localidades e anos

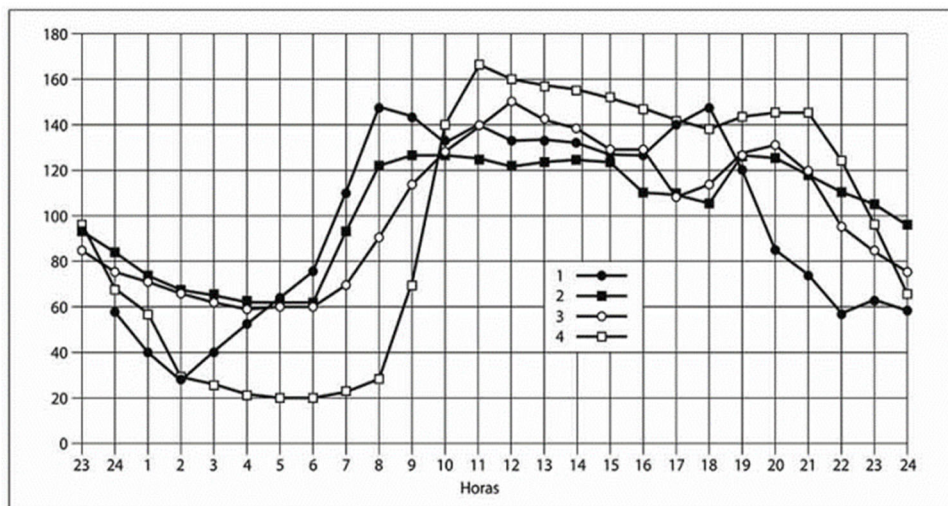


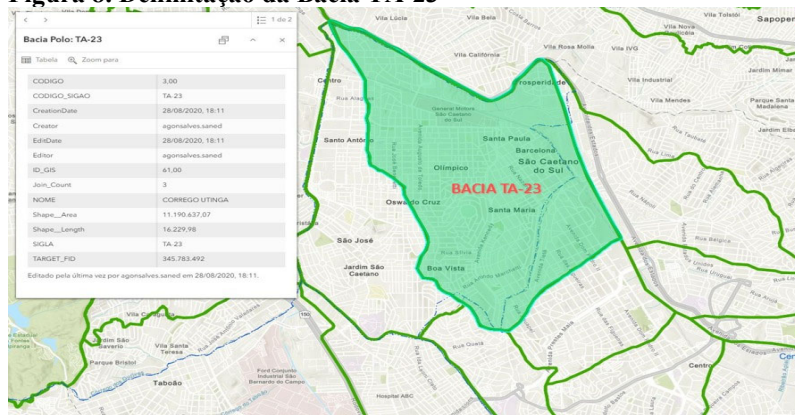
Figura B-1.1.4.4-a – Histograma de consumo horário de água mostrando a variação ao longo do dia. Série 1: Campinas, SP, out. 1945; Série 2: Setor de São Paulo, SP, 19 dez. 1952; Série 3: Vila Velha, ES, em 11 out. 2005; Série 4: Serra, ES, em 20 out. 2005.

Fonte: Azevedo Netto, 2005.

Projeção Populacional para horizonte de projeto de 30 anos

Visando apresentar uma solução que atenda um horizonte de projeto de 30 anos, foi consultado o Plano Diretor da Região Metropolitana de São Paulo (PDE) que possui a projeção da evolução do número de habitantes e domicílios da Bacia TA-23, conforme Figura 8, na qual está localizada a EEE Tam III.

Figura 8. Delimitação da Bacia TA-23



Fonte: fornecido pela SABESP (SABESP, 2025).

A metodologia proposta para a projeção populacional da Bacia TA-23 (São Caetano) baseia-se na análise dos dados históricos de crescimento populacional da região, considerando dados censitários e estimativas intercensitárias. O plano diretor apresenta a projeção do ano 2000 a 2030, no entanto, o horizonte de projeto deste estudo tem início em 2025 e final em 2055.

Para representar a tendência de crescimento populacional da bacia entre os anos 2030 e 2055 (não incluso no PDE), adotou-se um modelo de regressão polinomial de 2º grau, obtido por meio de ajuste estatístico aos dados históricos. Esse tipo de modelagem permite capturar variações na taxa de crescimento, considerando tanto períodos de aceleração quanto de desaceleração do crescimento demográfico.

A equação 3 apresenta a polinomial ajustada, que define a linha de projeção no gráfico (Figura 9).

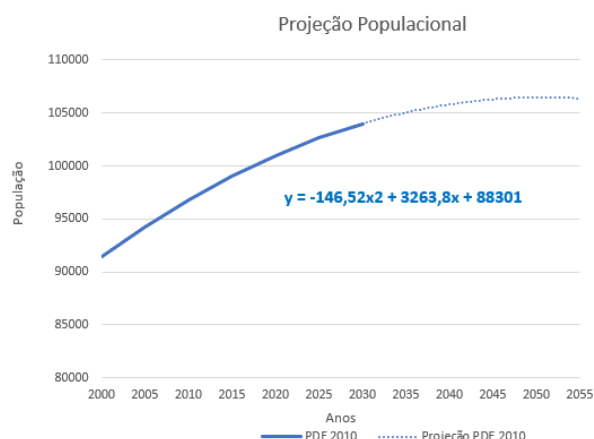
$$y = -146,52.x^2 + 3263,8.x + 88301 \quad \text{equação (3)}$$

Sendo:

y = população projetada,

x = número que representa o intervalo da linha de tendência

Figura 9. Gráfico da Projeção Populacional da Bacia TA-23



Fonte: Dados extraídos do PDE com metodologia própria (COBRAPE; CONCREMAT, 2008).

A equação 3 foi utilizada para estimar os valores futuros populacionais da bacia, sendo um instrumento fundamental para o planejamento de sistemas de saneamento, especialmente no dimensionamento de infraestruturas como estações elevatórias de esgoto, assegurando que essas estruturas sejam capazes de atender às demandas projetadas ao longo dos anos. A partir dos valores populacionais definidos na projeção, foi calculado o percentual do crescimento populacional, apresentados na Tabela 2, ao longo do período do horizonte de projeto.

**Tabela 2. Percentual da taxa de crescimento populacional**

Taxa de Crescimento PDE 2010 (% a.a)			
Anos	População	Domicílios	Taxa (habxdom)
2000	-	-	-
2005	0,61%	1,86%	1,23%
2010	0,54%	1,33%	0,77%
2015	0,45%	1,15%	0,69%
2020	0,38%	1,00%	0,61%
2025	0,33%	0,87%	0,53%
2030	0,26%	0,72%	0,46%
2035	0,20%	0,54%	0,34%
2040	0,15%	0,44%	0,29%
2045	0,09%	0,33%	0,24%
2050	0,04%	0,22%	0,18%
2055	-0,02%	0,12%	0,14%

Fonte: Dados extraídos do PDE 2010 com metodologia própria (COBRAPE; CONCREMAT, 2008).

Cálculo do consumo de energia diário

O cálculo do consumo de energia diário (equação 4) foi aplicado em dois contextos: elevatória convencional (apenas poço de sucção) e elevatória proposta com reservatório de acumulação (poço de sucção + RAC).

Dados de entrada

Potência da bomba = 83 kW

Vazão de Operação da bomba = 120 L/s

Ponta = 18h às 20h59

Fora da Ponta = 00:00 às 17h59 e das 21h às 23h59

Parâmetros

Vazão média afluyente (L/s): determinada pela aplicação da projeção populacional de 5 em 5 anos;

Coefficiente do perfil de consumo: igual a variação horária da vazão média afluyente;

Vazão afluyente no tempo t_h (L/s): produto da vazão média afluyente pelo coeficiente do perfil de consumo;

Volume afluyente (L): produto da vazão afluyente no tempo t_h por 3600 segundos;

Volume bombeado (L): igual ao volume afluyente;

Volume reservado (L): subtração do volume afluyente pelo volume bombeado;

Tempo operando (s): quociente do volume bombeado pela vazão de operação da bomba;

Tempo parado (s): subtração de 3600 segundos pelo tempo operando;

$$\text{Consumo de Energia (MWh)} = \text{Potência (kW)} \times \text{Tempo Operando (s)} / 3600 \times 1000 \quad \text{equação (4)}$$

Elevatória convencional

Na elevatória convencional, foi considerada operação contínua em todos os períodos horários do dia. O consumo de energia horário foi agrupado pela somatória nos postos de Ponta e Fora da Ponta.

Elevatória proposta

No caso da elevatória proposta com um reservatório de acumulação (RAC), a bomba do poço de sucção é pausada às 18h e retorna às 21h. Na planilha de cálculo, a pausa no funcionamento da bomba principal configura um problema de otimização não linear, para isso foi utilizado o recurso Solver do Microsoft Excel, cujo objetivo é minimizar o consumo total de energia elétrica da estação elevatória.

Parâmetros de Otimização definidos para o cenário com RAC

Função Objetivo: Minimização dos custos com energia elétrica ao longo de um dia.

Variáveis de Decisão: Tempo de funcionamento da bomba em cada intervalo de tempo.

Restrições em cada intervalo de tempo:



Volume Bombeado \leq Volume Afluente + Reservado

Volume Bombeado ≥ 0

Reservado Final ≥ 0

Tempo total operando \leq capacidade de bombeamento por hora (máximo 3600 s/hora).

As variáveis de decisão são contínuas e não negativas.

A função objetivo considera o tempo de operação da bomba ponderado pela potência, com variáveis de decisão associadas ao volume bombeado em cada hora do dia. O modelo busca, portanto, uma estratégia operacional ótima, que equilibre o uso do volume amortecedor e a operação da bomba de forma a garantir o menor custo com energia elétrica ao longo do dia. Essa otimização dos custos pode, inclusive, significar um consumo de energia ligeiramente maior que em um cenário de operação convencional, mas com um deslocamento do consumo do horário em que a energia é mais cara para um horário em que é mais barata, resultando em economia.

Para o volume acumulado no período de Ponta foram estudados dois cenários:

Cenário 1: o volume afluente é extravasado por gravidade para o RAC. Após as 21h as bombas principais retomam a operação e em paralelo é acionado a bomba de drenagem do RAC, operando continuamente até atingir o NA mínimo do reservatório.

Cenário 2: o volume afluente é recalcado para o RAC no período de Ponta através de bomba de drenagem implantada no poço de sucção. Após as 21h as bombas principais retomam a operação e, em paralelo, é aberta comporta que libera o volume armazenado no reservatório por gravidade de volta ao poço de sucção.

Nos dois cenários, o consumo de energia horário foi agrupado pela somatória nos postos de Ponta e Fora da Ponta da bomba principal e da bomba de drenagem.

Dimensionamento do RAC

Para o dimensionamento do RAC foi utilizado o maior volume a ser armazenado no período de 2025 a 2055, sendo ele o ano de 2050. Para os cenários estipulados, foram consideradas duas alternativas de dimensionamento, podendo ser circular ou retangular. Para o modelo circular, calcula-se o diâmetro necessário em função do volume a ser armazenado e a altura útil definida entre o NA máximo e NA mínimo. Para o modelo retangular, calcula-se a área em função do volume a ser armazenado e a altura útil definida entre o NA máximo e NA mínimo.

O dimensionamento do reservatório se difere conforme a solução proposta para cada cenário. No Cenário 1, o efluente é lançado no reservatório por gravidade. Dessa forma, o nível máximo do poço de sucção alinha-se ao nível máximo do reservatório. O volume útil é armazenado abaixo da linha do NA máximo do poço de sucção. No Cenário 2, o efluente é recalcado do poço de sucção para o reservatório e posteriormente será retornado por gravidade. Dessa forma, o nível mínimo do poço de sucção alinha-se ao nível mínimo do reservatório. O volume útil é armazenado acima da linha do NA mínimo do poço de sucção. No Cenário 2, o reservatório apresenta profundidade menor se comparado ao Cenário 1.

Custo operacional mensal

A estrutura da Tarifa de Energia no Grupo A é composta por dois blocos: Tarifa de Consumo de Energia e Tarifa de Demanda. A tarifa de Consumo de Energia (equação 5) é cobrada em R\$/MWh (megawatt-hora consumido) e refere-se ao efetivo consumo de energia no período. Já a Tarifa de Demanda (equação 6) é cobrada em R\$/kW e está relacionada à potência contratada, independentemente do consumo.

Tarifa de Consumo de Energia (R\$/MWh)

Impostos: incidem sobre os valores de TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e TE (Tarifa de Energia), a saber: ICMS Imposto Estadual sobre Circulação de Mercadorias e Serviços; PIS - Programa de Integração Social; e COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.

Tarifa de Consumo de Energia = (TUSD + TE) x Impostos equação (5)

Tarifa de Demanda (R\$/kW)

A tarifa da demanda contratada, equação 6, é composta pela TUSD com aplicação dos impostos. A cobrança é feita com base na maior potência registrada no mês, mas nunca inferior à potência contratada. É importante frisar a importância do dimensionamento correto da demanda contratada, pois existem dois tipos de multa: a por ultrapassagem, caso a demanda tenha sido subdimensionada e a por demanda não utilizada, caso a demanda tenha sido superdimensionada.

Tarifa de Demanda = TUSD x Impostos equação (6)

Impostos

O percentual utilizado para os impostos pode variar conforme a região. Para efeitos comparativos desse estudo foram considerados:

ICMS: 18% - DECRETO N. 45.490, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2000.

PIS: 0,65% - Lei nº 10.637/2002 (PIS – regime não cumulativo).

COFINS: 3% - A aplicação sobre a fatura de energia está consolidada no Ajuste SINIEF 01/2019.

O consumo diário foi calculado para as alternativas Elevatória Convencional, Elevatória Proposta – Cenário 1, e Elevatória Proposta – Cenário 2. Para determinar o consumo mensal (equação 7), foram considerados 22 dias úteis e 8 dias que contemplam finais de semana e feriados. Essa diferenciação fez-se necessária pois aos finais de semana e feriados não há distinção entre os postos de Ponta e Fora da Ponta, sendo todo o período considerado Fora da Ponta.

O custo operacional mensal foi definido por:

**Custo Mensal: (Consumo Mensal x Tarifa de Consumo) +
(Demanda Contratada x Tarifa de Demanda)** equação (7)

Custo de implantação do RAC

Dada as dimensões previstas no dimensionamento do RAC, calcula-se o custo previsto para implantação. A seguir são apresentados os itens macros que foram considerados no custo de implantação:

Movimentação de terra: escavação mecanizada em áreas de solo não rochosos; aterro compactado mecanicamente; carga e descarga de solo excedente, transporte e disposição de solo excedente, a 10km de distância (bota-fora).

Estrutura e fundação: concreto fck 40 para estrutura em contato com esgoto e gases corrosivos; formas de madeira planas; armação para concreto em aço CA-60; escoramento especial; esgotamento com bombas de superfície; lastro de pedra britada e lastro de concreto.

Instalações hidromecânicas: aquisição e instalação da bomba de drenagem, comportas, tubulações e tampões de acesso.

O custo unitário foi referenciado na base de preços da SABESP (SABESP, 2025), data base Março/2025 e foram utilizadas as tabelas de Obras e Serviços de Engenharia e de Insumos. Não foi considerado o custo de aquisição de área para implantação do RAC. Em situações que essa consideração não for viável, o valor da aquisição de terreno para ampliação da área da estação elevatória deverá ser acrescentado ao custo de implantação.

Viabilidade financeira

A análise econômica da solução proposta deve equilibrar os custos de capital (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX). A implantação do reservatório proposto tanto no Cenário 1 quanto no Cenário 2, representa um aumento inicial no CAPEX, mas proporciona reduções significativas no OPEX ao longo do ciclo de vida do sistema. Loesche (1999) enfatiza o uso de modelos de pesquisa operacional para avaliar o Valor Presente Líquido (VPL), permitindo a escolha de configurações economicamente viáveis que maximizem a eficiência energética e reduzam os custos operacionais. O valor futuro, equação 8, é o preço que um determinado montante terá em uma data futura, se for investido.

$VF = VP (1 + i)^t$ equação (8)

Sendo:

VP = valor presente

VF = valor futuro

t = número de meses

i = taxa de juros mensal

O custo mensal associado à redução do consumo de energia elétrica foi atualizado para valor futuro, considerando o horizonte temporal do projeto. Para essa atualização monetária, adotou-se o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) como índice de correção. A taxa aplicada corresponde à média das variações mensais observadas nos últimos quatro anos. Com base nos dados da série histórica do IBGE (2025), foi calculada uma taxa média de 0,48% ao mês, utilizada nos cenários avaliados neste estudo.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A partir da metodologia definida para este trabalho, foram obtidos os resultados a seguir.

Variação tarifária

Este estudo está enquadrado no subgrupo A4 devido à potência nominal da bomba principal. Entretanto, para fins de análise de comportamento das tarifas em diferentes subgrupos e modalidades tarifárias, foram levantados a composição de preço dos demais subgrupos. A Figura 10 apresenta uma síntese dessa composição de preços.

Figura 10. Tabela de Composição de Custo de Tarifas

SubGrupo	Modalidade de	Posto	Consumo de Energia						Demanda				
			Tarifa de Energia		Impostos			Tarifa + Impostos	Tarifa de Demanda	Impostos			Tarifa + Impostos
			TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	ICMS (R\$)	PIS (R\$)	Cofins (R\$)	Total (R\$/MWh)		ICMS (R\$)	PIS (R\$)	Cofins (R\$)	Total (R\$/kw)
A2 (88 a 138kV)	Azul	P	61,540	384,35	80,26	2,90	13,38	542,43	13,84	2,49	0,09	0,42	16,84
A2 (88 a 138kV)	Azul	FP	61,540	248,11	55,74	2,01	9,29	376,69	8,47	1,52	0,06	0,25	10,30
A3a (30 a 44kV)	Azul	P	9,184	386,42	71,21	2,57	11,87	481,25	28,84	5,19	0,19	0,87	35,08
A3a (30 a 44kV)	Azul	FP	9,184	250,18	46,69	1,69	7,78	315,52	17,05	3,07	0,11	0,51	20,74
A3a (30 a 44kV)	Verde	P	79,165	386,42	83,81	3,03	13,97	566,38	17,05	3,07	0,11	0,51	20,74
A3a (30 a 44kV)	Verde	FP	9,184	250,18	46,69	1,69	7,78	315,52	17,05	3,07	0,11	0,51	20,74
A4 (2,3 a 25kV)	Azul	P	9,184	386,42	71,21	2,57	11,87	481,25	28,84	5,19	0,19	0,87	35,08
A4 (2,3 a 25kV)	Azul	FP	9,184	250,18	46,69	1,69	7,78	315,52	17,05	3,07	0,11	0,51	20,74
A4 (2,3 a 25kV)	Verde	P	79,165	386,42	83,81	3,03	13,97	566,38	17,05	3,07	0,11	0,51	20,74
A4 (2,3 a 25kV)	Verde	FP	9,184	250,18	46,69	1,69	7,78	315,52	17,05	3,07	0,11	0,51	20,74
AS	Azul	P	131,540	424,28	100,05	3,61	16,67	676,16	92,86	16,71	0,60	2,79	112,96
AS	Azul	FP	131,540	269,36	72,16	2,61	12,03	487,69	18,93	3,41	0,12	0,57	23,03
AS	Verde	P	2382,620	424,28	505,24	18,24	84,21	3414,59	18,93	3,41	0,12	0,57	23,03

Nota: (em amarelo) custo total da tarifa.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ENEL (ENEL, 2025).

Perfil de consumo horossazonal

A partir do tratamento dos dados disponibilizados pela SABESP, foram definidas as vazões médias mensais fazendo considerações diárias em intervalos de uma hora, conforme apresentado na Figura 11.

Figura 11. Vazões Médias Mensais

Hora do Dia	jan24	fev24	mar24	abr24	mai24	jun24	jul24	ago24	set24	out24	nov24	dez24
0	42,52	30,00	44,21	35,77	24,36	28,97	14,75	10,80	15,32	14,52	25,09	24,50
1	17,20	38,67	35,42	32,39	19,45	22,11	11,12	11,50	14,24	15,38	10,58	12,59
2	21,89	29,14	36,45	29,76	21,58	23,06	8,10	10,11	11,82	6,07	9,01	20,49
3	31,67	29,43	42,20	29,25	18,21	19,23	7,23	8,39	10,58	12,40	16,16	21,65
4	21,45	30,38	39,86	29,42	19,31	14,37	4,78	7,24	14,80	7,33	10,36	11,88
5	19,10	22,52	38,55	29,81	19,38	16,61	8,30	7,15	12,25	11,24	10,40	11,74
6	28,30	30,51	47,70	28,83	16,05	16,04	7,33	8,28	11,93	12,61	23,34	8,96
7	15,47	28,95	46,22	33,75	22,60	24,83	11,50	10,65	15,23	21,70	18,45	35,52
8	26,63	31,24	50,86	36,00	26,66	20,51	12,97	9,85	20,54	22,04	14,55	9,96
9	27,14	35,28	49,49	37,71	29,15	27,21	12,78	11,34	18,09	14,99	19,12	30,16
10	17,90	37,45	46,19	40,15	33,90	32,47	14,21	18,42	19,79	11,27	24,20	32,25
11	35,10	33,78	60,38	40,33	33,53	36,63	19,20	15,39	18,85	22,57	16,45	28,61
12	31,57	38,95	49,78	40,85	24,68	37,11	16,50	13,90	20,96	21,15	24,06	16,20
13	27,33	39,11	55,39	39,74	29,54	34,23	17,07	15,70	22,08	12,27	15,55	33,02
14	27,39	39,28	48,04	38,03	33,78	42,73	17,24	11,86	21,92	18,46	19,20	17,04
15	23,53	44,52	51,82	39,28	29,31	33,84	18,59	16,31	18,86	20,01	21,43	39,27
16	38,85	35,70	48,75	40,42	26,58	42,77	17,29	15,21	21,69	11,45	21,93	16,45
17	26,45	47,17	41,33	38,13	29,57	34,95	17,01	12,68	17,57	19,05	26,36	46,38
18	52,01	39,56	46,66	41,41	31,41	37,25	15,88	19,47	20,40	22,29	23,89	26,30
19	49,71	41,25	53,57	36,12	26,19	35,72	14,47	11,75	26,26	22,40	20,70	28,84
20	29,80	44,73	51,66	40,35	28,37	37,15	19,57	16,68	18,90	32,17	27,84	17,70
21	51,01	34,27	55,20	43,91	31,98	35,57	16,40	17,58	19,30	22,27	24,48	14,70
22	33,68	41,84	50,69	35,65	30,95	28,34	12,17	16,13	18,68	16,74	13,05	20,52
23	21,43	40,70	43,59	39,54	22,21	34,77	12,55	16,50	16,40	13,67	19,51	26,73

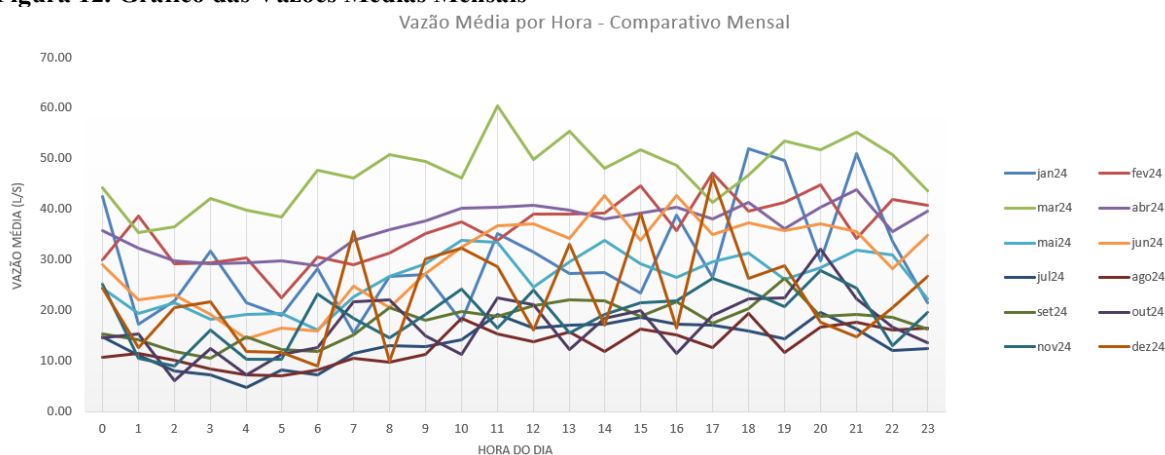
Nota: (em laranja) vazão média máxima; (em azul) vazão média mínima.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de medição da EEE Tam III (SABESP, 2025).

Os dados apontam para uma forte influência da sazonalidade climática, com alta contribuição de vazões parasitárias no período chuvoso (como infiltração e contribuição pluvial indevida nas redes de esgoto), isto é, entre os meses de janeiro/2024 a abril/2024, destacando-se, especialmente, o mês de março/2024. Tal comportamento é típico de períodos de chuvas intensas, que são comuns no verão na maioria das regiões do Brasil. As vazões ficam frequentemente acima de 40 L/s e, em determinados horários, chegam a mais de 60 L/s. Tal comportamento é um diagnóstico a ser considerado pois indica que, além da infiltração que ocorre em todos os meses do ano, o sistema de coleta dessa sub-bacia pode estar comprometido com ligações clandestinas da rede de drenagem urbana.

A análise dos dados reforça a necessidade de considerar os padrões sazonais e horários no dimensionamento das estações elevatórias, especialmente nos volumes dos poços de sucção e na seleção de bombas que possam operar de forma eficiente tanto nos picos quanto nas baixas vazões. Na Figura 12, apresenta-se o gráfico resultante dos valores médios mensais horossazonais da sub-bacia da EEE Tam III. A partir desses resultados foram calculadas as vazões mínimas, médias e máximas anuais, que embasaram a definição do perfil de consumo, apresentadas na Tabela 3, obtido pela divisão do máximo valor médio (31,38 L/s) pela média do intervalo.

Figura 12. Gráfico das Vazões Médias Mensais



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de medição da EEE Tam III (SABESP, 2025).

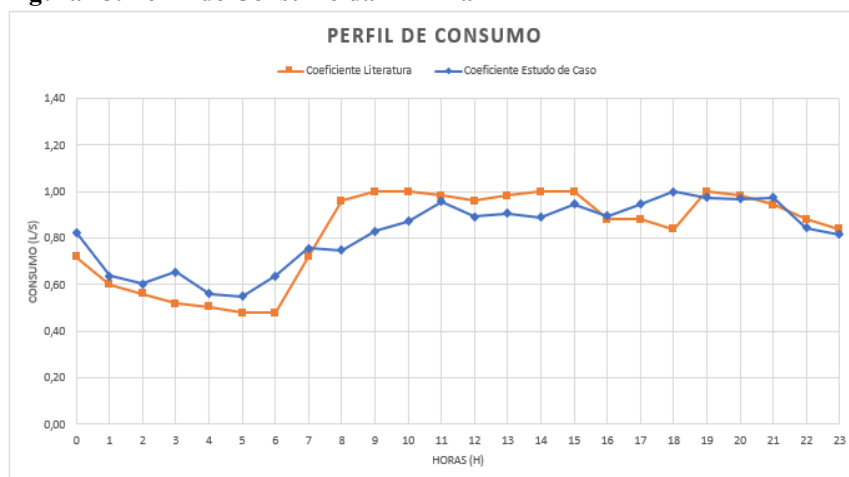
Tabela 3. Vazões Mínimas, Médias e Máximas Anuais da EEE Tam III

Hora do Dia	Mínima [L/s]	Média [L/s]	Máxima [L/s]	Coefficientes do Perfil de Consumo
0	10,80	25,90	44,21	0,83
1	10,58	20,05	38,67	0,64
2	6,07	18,96	36,45	0,60
3	7,23	20,53	42,20	0,65
4	4,78	17,60	39,86	0,56
5	7,15	17,25	38,55	0,55
6	7,33	19,99	47,70	0,64
7	10,65	23,74	46,22	0,76
8	9,85	23,48	50,86	0,75
9	11,34	26,04	49,49	0,83
10	11,27	27,35	46,19	0,87
11	15,39	30,07	60,38	0,96
12	13,90	27,98	49,78	0,89
13	12,27	28,42	55,39	0,91
14	11,86	27,92	48,04	0,89
15	16,31	29,73	51,82	0,95
16	11,45	28,09	48,75	0,90
17	12,68	29,72	47,17	0,95
18	15,88	31,38	52,01	1,00
19	11,75	30,58	53,57	0,97
20	16,68	30,41	51,66	0,97
21	14,70	30,56	55,20	0,97
22	12,17	26,54	50,69	0,85
23	12,55	25,63	43,59	0,82

Fonte: Elaboração própria a partir do tratamento dos dados de medição EEE Tam III.

Após a definição dos coeficientes do perfil de consumo, comparou-se o comportamento da variação de vazão do estudo de caso com a projeção da curva proposta na literatura por Azevedo Netto (2005), conforme Figura 13.

Figura 13. Perfil de Consumo da EEE Tam III



Fonte: Elaboração própria com dados extraídos do estudo de caso e Azevedo Netto (2005).

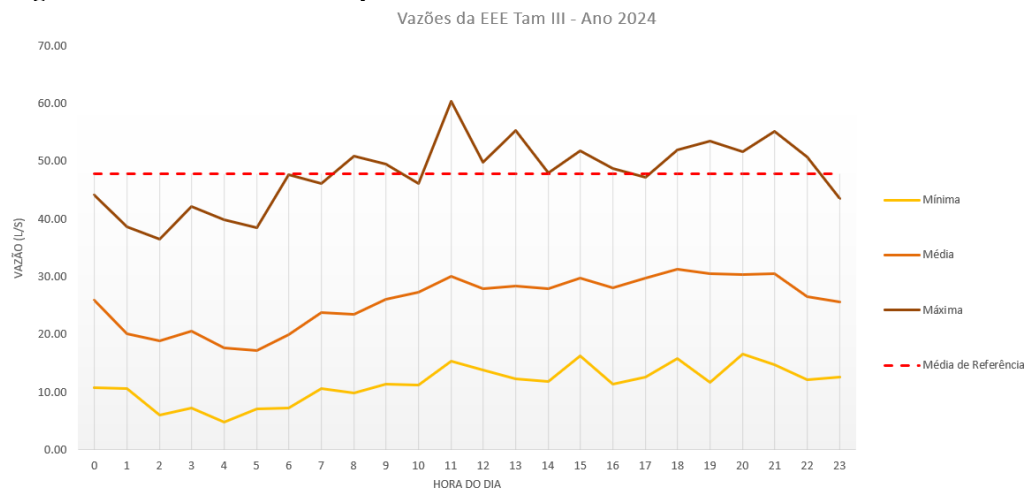
Ao se comparar o perfil de consumo da literatura com o perfil real levantado com os dados de medição, foi verificada similaridade de comportamento. As duas curvas apresentam tendência geral muito semelhante, especialmente no comportamento dos períodos da madrugada e diurno. Ambas refletem um consumo mais baixo entre 2h e 6h, seguido de um aumento acentuado por volta das 7h e 8h, quando começa o período de atividades da população.

Durante o período entre 8h e 20h, tanto a curva da literatura quanto a do estudo de caso permanecem em um patamar mais elevado e relativamente estável, com pequenas oscilações. A curva de coeficiente da literatura é uma média generalizada, servindo de perfil teórico típico encontrado em projetos hidráulicos.

A curva do estudo de caso é mais aderente à realidade local, apresentando variações específicas que podem estar relacionadas às características socioeconômicas, culturais, operacionais ou até estruturais do sistema. Para fins de dimensionamento de estações elevatórias, reservatórios e redes, o uso do perfil com base em dados reais proporciona maior precisão e segurança operacional, já que reflete a demanda real observada.

Para a simulação do consumo de energia, foi utilizada a vazão média máxima como referência (47,85 L/s), sendo este o valor que melhor representa as variações anuais, conforme Figura 14.

Figura 14. Gráfico das Vazões para o ano 2024

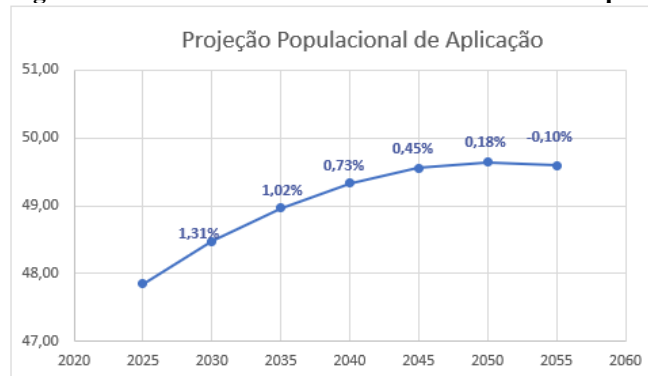


Fonte: Elaboração Própria.

Vazões afluentes para horizonte de projeto de 30 anos

Para representar a variação anual da vazão de entrada no sistema, foi utilizado a vazão média máxima de referência (47,85 L/s) calculada para o ano de 2024, servindo, então, como partida para o início de plano (2025) e acrescido o percentual de crescimento populacional da projeção da Bacia TA-23, conforme Figura 15.

Figura 15. Gráfico do Percentual de Crescimento Populacional Bacia TA-23



Fonte: Dados extraídos do PDE com metodologia própria (COBRAPE; CONCREMAT, 2008).

Cálculo do consumo de energia diário

Foram realizados os cálculos para obter o consumo de energia diário, a partir da equação 4, considerando a variação da vazão de entrada e a diferenciação do consumo em horário de Ponta e Fora da Ponta. O mesmo modelo foi aplicado aos intervalos de tempo quinquenais de 2025 a 2055 para a elevatória convencional e para a elevatória proposta com a implementação do RAC nos Cenários 1 e 2.

Nos Cenários 1 e 2 propostos, além do consumo diário da bomba principal, foi acrescido o consumo de energia elétrica da bomba de drenagem. Para o Cenário 1, o ponto de operação calculado foi de: Vazão 10 L/s, AMT 8,00 mca, Potência Nominal 2kW e Potência Consumida 1,46kW. Para o Cenário 2, o ponto de operação calculado foi de: Vazão 50 L/s, AMT 5,50 mca, Potência Nominal 22kW e Potência Consumida 4,90kW.

Destaca-se que no Cenário 1, não há consumo de energia pelo sistema de bombeamento no horário de Ponta, entretanto após as 21h, a bomba principal retorna à operação em paralelo com a bomba de drenagem, o que gera o acúmulo da demanda pela associação de duas bombas operando simultaneamente. Em contrapartida, no Cenário 2, a bomba de drenagem opera apenas em horário de Ponta e a bomba principal retoma a operação no horário Fora Ponta, não acrescentando demanda ao sistema pelo revezamento da operação.

Dimensionamento do RAC

O dimensionamento do RAC considerou o maior volume previsto para ser retido no cálculo de otimização durante os 30 anos. O valor corresponde ao ano 2050, visto que a projeção populacional apresentou um decréscimo no intervalo entre 2050 e 2055, fim de plano. Na tabela 4 apresenta-se as dimensões calculadas para o RAC nos Cenários 1 e 2, considerando o volume de 507,36m³ a ser retido no ano de 2050.

É importante destacar que a viabilidade desse tipo de estudo depende de dados específicos regionais como densidade populacional e tarifação energética local.

Tabela 4. Dimensionamento do RAC nos Cenários 1 e 2

DIMENSÕES	UNIDADE	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
Área calculada	m ²	75,16	97,57
Área adotada	m ²	75,46	98,56
Largura	m	9,80	11,20
Comprimento	m	7,70	8,80
Profundidade Total ⁽¹⁾	m	12,20	6,80
Y ⁽²⁾	m	6,75	5,20

Notas: (1) altura entre a cota terreno e a cota de fundo; (2) altura do volume armazenado entre o NAmáx e o NAmín
Fonte: elaboração própria.

Redução do custo operacional mensal

O custo operacional mensal considerou a aplicação das tarifas sobre o consumo e demanda previsto para os Cenários 1 e 2 propostos (equação 7). O custo de operação foi calculado tanto para a elevatória convencional quanto para os Cenários 1 e 2 propostos com a implementação do RAC. A partir dos resultados obtidos, calculou-se o percentual de redução do custo operacional previsto para os Cenários 1 e 2 em relação ao custo operacional da elevatória convencional. A variação econômica foi calculada para os intervalos de tempo quinquenais do horizonte de projeto.

Tabela 5. Percentual de redução mensal de custos operacionais prevista para os cenários 1 e 2

INTERVALOS QUINQUENAIS	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
2025 - 2030	27,17%	26,74%
2030 - 2035	27,00%	26,57%
2035 - 2040	26,88%	26,45%
2040 - 2045	26,79%	26,37%



INTERVALOS QUINQUENAIS	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
2045 - 2050	26,75%	26,33%
2050 - 2055	26,74%	26,32%

Fonte: elaboração própria.

Custo de implantação do RAC

O custo de implantação considerou um detalhamento estrutural estimativo, podendo sofrer variações a depender da geologia do local de implantação. Foram realizadas as simulações de duas alternativas para dimensionamento do modelo de construção do reservatório, sendo circular e retangular, conforme Tabela 6. O modelo retangular apresentou menor custo de implantação com relação ao modelo circular. Destaca-se que, a depender das características do solo local, poderá ser previsto o reservatório circular para viabilizar o método construtivo, por meio de aduelas moldadas *in loco*, por exemplo. Alinhado a essas considerações, é recomendado, também, fazer um estudo sobre geração de gases devido ao tempo de detenção previsto de três horas no reservatório de acumulação.

Tabela 6. Custo de Implantação Cenários 1 e 2

FORMATO	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
RAC Circular	R\$ 694.764,58	R\$ 592.853,15
RAC Retangular	R\$ 642.255,67	R\$ 560.312,67

Fonte: elaboração própria.

Além dos cálculos de custo, é necessário, no caso de uma implantação real, avaliar os seguintes pontos: i) condições da infraestrutura existente quanto a interligações irregulares do sistema de águas pluviais que influenciam diretamente no volume a ser retido no reservatório de acumulação e na variação volumétrica das EEEs em períodos de cheia; ii) o impacto das mudanças climáticas sobre a variação volumétrica e o regime de fluxo de efluentes nas EEEs, considerando que os projetos são dimensionados para atender um horizonte de 30 anos; e iii) a dependência de políticas públicas e incentivos financeiros para a viabilização dos investimentos iniciais requeridos para a construção da infraestrutura.

Como o RAC Retangular apresentou um menor custo, as demais análises foram baseadas considerando tal formato e são abordadas a seguir.

Análise de viabilidade financeira

A economia potencial de custo operacional gerada pelas propostas dos Cenários 1 e 2 em relação à estação elevatória convencional foi atualizada para valor futuro, permitindo uma comparação equivalente entre custos de investimento e operacionais (equação 8).

Tabela 7. Resultado obtidos de CAPEX e OPEX.

RESULTADOS	INVESTIMENTO CAPEX	ECONOMIA OPEX	LUCRO
Cenário 1	R\$ 642.255,67	R\$ 3.403.659,26	R\$ 2.761.403,59
Cenário 2	R\$ 560.312,67	R\$ 3.350.052,78	R\$ 2.789.740,12

Fonte: elaboração própria.

Observa-se que o Cenário 1 requer um investimento inicial de R\$ 642.255,67, gerando uma economia operacional acumulada de R\$ 3.403.659,26 e resultando em um lucro líquido estimado de R\$ 2.761.403,59. Já o Cenário 2 demanda um investimento inferior, de R\$ 560.312,67, com economia acumulada de R\$ 3.350.052,78 e lucro líquido de R\$ 2.789.740,12.

Embora o Cenário 1 proporcione uma maior economia total ao longo do tempo, o Cenário 2 apresenta maior retorno líquido, evidenciando melhor relação benefício-custo. Isso se deve ao menor aporte inicial requerido, o que melhora o desempenho financeiro sob a ótica do *pay back* e da taxa interna de retorno (TIR), especialmente considerando que o investimento é imediato, enquanto os ganhos são distribuídos ao longo de três décadas.

Com base na aplicação da taxa real de 0,48% a.m., conclui-se que o Cenário 2 apresenta melhor desempenho econômico, sendo o mais indicado para implementação. Este cenário proporciona maior retorno financeiro líquido ao longo do horizonte de 30 anos, com menor capital imobilizado, tornando-o mais atrativo sob a perspectiva de custo-benefício e otimização de recursos em sistemas de bombeamento sanitário.

Os resultados indicaram, além da viabilidade financeira, uma série de benefícios para o setor de saneamento ambiental e energético do país, que vão além da redução de custos diretos. Destaca-se, por exemplo, a minimização de grandes consumos nos horários de alta demanda de energia e, como consequência, o desafogamento dos sistemas de transmissão e distribuição, gerando um impacto positivo na operação da matriz energética do Brasil. Outro fator relevante quanto à minimização do custo operacional das elevatórias está na possibilidade de reinvestimento no próprio setor, acelerando o processo de universalização.

Estudos recentes indicam uma tendência de ampliação na diferenciação entre as tarifas aplicadas nos horários de Ponta e Fora de Ponta. Nesse cenário, destaca-se a importância de estruturas tarifárias que reflitam os custos reais de fornecimento de energia, incluindo a variação horária das tarifas como instrumento para promover eficiência e sustentabilidade no setor elétrico (ANEEL, 2020). A adoção de tarifas com maior diferenciação horária pode incentivar comportamentos de consumo mais eficientes e contribuir para a otimização do sistema elétrico (EPE, 2020). Em um cenário de maior diferenciação horária de preço, a metodologia proposta neste trabalho pode se mostrar ainda mais vantajosa, com mais possibilidades de deslocamentos de bombeamento entre as horas do dia.

A implementação de reservatórios de acumulação em estações elevatórias de esgoto, portanto, apresentou vantagens significativas, que podem ser agrupadas em diferentes perspectivas, elencadas a seguir.

Otimização operacional

A otimização operacional do regime de acionamento das bombas permite a redução dos custos com energia elétrica nas estações elevatórias, priorizando o funcionamento em horários Fora de Ponta — quando as tarifas são mais baixas — e restringindo a operação durante os períodos de Ponta, caracterizados por maior demanda no sistema elétrico e custos elevados.

Redução de custos operacionais e reinvestimento estratégico para o aprimoramento da gestão hídrica e energética

A economia decorrente da operação otimizada das estações elevatórias de esgoto viabiliza o reinvestimento de recursos no próprio setor de saneamento, promovendo a sustentabilidade financeira e operacional do sistema. Esse reinvestimento pode ser direcionado à ampliação e modernização da infraestrutura, à intensificação da manutenção preventiva e à aceleração do processo de universalização dos serviços de coleta e tratamento de esgoto, contribuindo diretamente para o aprimoramento da gestão integrada dos recursos hídricos e energéticos

Contribuição para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU

Este estudo reforça o alinhamento com os compromissos estabelecidos na Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, da Organização das Nações Unidas (ONU), com ênfase nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 6 – Água Potável e Saneamento e ODS 7 – Energia Acessível e Limpa (ONU, 2015). A aplicação de práticas operacionais que otimizam o consumo de energia elétrica em estações elevatórias de esgoto representa uma medida efetiva de integração entre eficiência energética e sustentabilidade no setor de saneamento. Nesse contexto, os resultados obtidos oferecem uma alternativa tecnicamente viável para aprimorar a gestão de recursos, promover a universalização dos serviços e contribuir para a resiliência da infraestrutura urbana no Brasil.

Projeções financeiras e sustentabilidade a longo prazo

A projeção do Valor Futuro Líquido (VFL) em um horizonte de 30 anos evidenciou que, mesmo diante de investimentos iniciais expressivos (CAPEX), os ganhos obtidos com a redução dos custos operacionais (OPEX) são significativos, assegurando a recuperação do capital investido em prazos compatíveis com as diretrizes de planejamento e gestão do setor de saneamento. Os resultados demonstram que soluções sustentáveis, além de promoverem benefícios ambientais, apresentam viabilidade econômica, com geração de retorno financeiro consistente no longo prazo.

CONCLUSÃO

A solução hidráulica proposta de implementação de um Reservatório de Acumulação (RAC) em Estações Elevatórias de Esgoto (EEEs) pode promover eficiência energética no setor brasileiro de saneamento. A redução dos custos operacionais (OPEX), levanta a possibilidade de reinvestimento dos recursos economizados, levando a melhorias na infraestrutura de saneamento com vistas para a universalização dos serviços.

A análise do Valor Futuro Líquido (VFL) ao longo de 30 anos reforça a viabilidade econômica do modelo proposto, demonstrando que os ganhos operacionais tornam o retorno financeiro plenamente justificável. Essa abordagem se alinha às políticas de eficiência energética e sustentabilidade, contribuindo para o cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.

Os resultados mostram que, mesmo em um cenário conservador de evolução dos preços de energia elétrica, o sistema proposto gerou uma economia de 28% de CAPEX+OPEX. No entanto, destaca-se que foi utilizada uma abordagem conservadora com relação aos custos futuros, considerando que a tarifação de energia não deve ser alterada em 30 anos. Como o setor elétrico prevê que as tarifas evoluam para preços com maior variabilidade horário, é provável que a metodologia proposta tenha resultados ainda melhores neste cenário mais realista de evolução das tarifas de energia.

Fatores regionais como a variabilidade tarifária, condições climáticas, características do sistema de bombeamento e demandas específicas de cada EEE não devem ser desconsiderados. Estudos de viabilidade técnica mais aprofundados devem ponderar o impacto de gases inflamáveis e corrosivos gerados durante a retenção dos efluentes, sugerindo, quando necessário, o uso de tubos de ventilação ou até mesmo instalação de misturadores de fundo para garantir a operação segura e eficiente.

Em paralelo, é necessário levar em conta as políticas públicas e estímulos econômicos que facilitem a implantação de tal solução em regiões de maior vulnerabilidade econômica.

Portanto, a solução proposta se mostra uma estratégia formidável para otimizar a operação de estações elevatórias. Tal abordagem promove, não apenas a sustentabilidade econômica e ambiental, mas também o avanço da infraestrutura de saneamento no Brasil de forma eficiente e resiliente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Tarifas. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>. Acesso em: 30/05/2025.
2. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 12208: Projeto de estações elevatórias de esgoto sanitário. Rio de Janeiro: ABNT, 1992.
3. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 12208: Projeto de estações elevatórias de esgoto sanitário. Rio de Janeiro: ABNT, 2020.
4. AZEVEDO NETTO, José M. de; FERNANDES, José Antonio; FREIRE, Eugênio. Hidráulica Aplicada. 7. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2005. p. 394.
5. BRASIL. Ministério das Cidades. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS). Diagnóstico Temático Serviços de Água e Esgoto: Visão Geral. Brasília, DF: Ministério das Cidades, 2023. Disponível em: https://www.gov.br/cidades/pt-br/acao-a-informacao/acoes-e-programas/saneamento/snis/produtos-do-snis/diagnosticos/DIAGNOSTICO_TEMATICO_VISAO_GERAL_AE_SNIS_2023.pdf. Acesso em: 27/05/2025.
6. COBRAPE; CONCREMAT. Relatório Final – Volume I: Estudo Demográfico e Projeções de Vazões. Tomo 1/2 – Estudo Demográfico. São Paulo: SABESP, 2008. 294 p. Contrato nº 32.354/06. Plano Diretor de Esgotos da Região Metropolitana de São Paulo – RMSP.

7. ENEL BRASIL: Tabela de Tarifas. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/Corporativo_e_Governo/tabela-de-tarifas.html. Acesso em: 27/05/2025.
8. EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Experiência internacional com tarifas dinâmicas de eletricidade. Nota Técnica EPE-IT-001/2020-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-671/EPE-IT-001-%20RD%20Internacional.pdf>. Acesso em: 30/05/2025.
9. FILIPE, J.; BESSA, R. J.; REIS, M.; ALVES, R.; PÓVOA, P. *Data-driven predictive energy optimization in a wastewater pumping station*. *Applied Energy*, v. 252, out. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113423>. Acesso em: 27/05/2025.
10. GOMES, Heber Pimentel (org.). *Sistemas de Saneamento: Eficiência Energética*. 1. ed. João Pessoa: Editora da Universidade Federal da Paraíba, 2010.
11. GOMES, Heber Pimentel. *Abastecimento de Água*. 2. ed. João Pessoa: LENHS-UFPB, 2021.
12. GONG, A.; WANG, G.; QI, X.; HE, Y.; YANG, X.; HUANG, X.; LIANG, P. *Energy recovery and saving in municipal wastewater treatment engineering practices*. *Nature Sustainability*, v. 8, p. 112-119, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41893-024-01478-5>. Acesso em: 27/05/2025.
13. IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. Rio de Janeiro: IBGE, 2025. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/indicadores>. Acesso em: 27/05/2025.
14. KALAISELVAN, A. S. V. et al. *A comprehensive review on energy efficiency enhancement initiatives in centrifugal pumping system*. *Applied Energy*, v. 181, p. 495-512, nov. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.070>. Acesso em: 27/05/2025.
15. LOESCHE, Cláudio; HEIN, Nelson. *Pesquisa operacional: fundamentos e modelos*. Blumenau: Edifurb, 1999.
16. MAKISHA, N.; KAZIMIROVA, T. *Principles of energy saving in water supply and sewage systems*. *MATEC Web of Conferences, Les Ulis*, v. 144, jan. 2018. Trabalho apresentado em *International Conference on Research in Mechanical Engineering Sciences (RiMES 2017)*, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1051/mateconf/201814404013>. Acesso em: 27/05/2025.
17. MOTT, Robert L. *Mecânica dos Fluidos Aplicada*. 6. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2006.
18. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Histórico da Operação*. Rio de Janeiro, dez. 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx/. Acesso em: 27/05/2025.
19. ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS (ONU). *Transformando nosso mundo: a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável*. Resolução A/RES/70/1 da Assembleia Geral das Nações Unidas. Nova Iorque, 2015. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/ods>. Acesso em: 30/05/2025.
20. SABESP – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo. *Banco de Obras e Serviços de Engenharia*: março/2025. São Paulo: SABESP, 2025. 276 p.
21. VALENCIO, Nelson. *Saneamento consome entre 2% e 3% da energia no Brasil*. Brasil Energia, Rio de Janeiro, 26 dez. 2022. Seção Consumidores. Disponível em: <https://brasilenergia.com.br/saneamento-consome-entre-2-e-3-da-energia-no-brasil/>. Acesso em: 22/10/2024.