



Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de Albuquerque

**Modelo para seleção de locais para a implantação de
usinas hidrelétricas reversíveis: uma abordagem baseada
em sistema de informação geográfica**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Urbana e Ambiental da PUC-Rio como
requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Urbana e Ambiental

Orientador: Prof. Rodrigo Flora Calili

Rio de Janeiro,
setembro de 2021



Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de Albuquerque

**Modelo para seleção de locais para a
implantação de usinas hidrelétricas
reversíveis: uma abordagem baseada
em sistema de informação geográfica**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Rodrigo Flora Calili

Orientador

Programa de Pós-graduação em Metrologia – PUC-Rio

Dr. Rafael Kelman

PSR Consultoria

Prof. Rafael da Silva Nunes

Departamento de Geografia e Meio Ambiente – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 28 de setembro de 2021.

Todos os direitos reservados. Proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de Albuquerque

Consultor Técnico em projetos de usinas hidrelétricas. Graduiu-se em Engenharia Civil, com ênfase em Obras Hidráulicas e Saneamento, pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ.

Ficha Catalográfica

Albuquerque, Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de

Modelo para seleção de locais para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis : uma abordagem baseada em sistema de informação geográfica / Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de Albuquerque ; orientador: Rodrigo Flora Calili. – 2021.

139 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil e Ambiental - Teses. 2. Engenharia Urbana e Ambiental - Teses. 3. Usina hidrelétrica reversível. 4. Armazenamento de energia. 5. Geração de energia renovável. 6. Avaliação de potencial. 7. Sistema de informação geográfica. I. Calili, Rodrigo Flora. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Urbana e Ambiental. III. Título.

CDD: 624

Em memória de Márcio Neves de Moraes,
companheiro de estudo e projeto final durante o curso de graduação em
engenharia civil, inesquecível amigo de todas as horas.

Agradecimentos

A experiência vivida em mais de 16 anos de trabalho com projetos de usinas hidrelétricas na PCE Engenharia, além de me proporcionar um conhecimento técnico inestimável, formou minhas convicções sobre a importância do trabalho realizado em equipe.

Os 5 anos de experiência na PSR me ensinaram a valorizar o olhar científico sobre o meu trabalho e o investimento nas ferramentas mais modernas no desenvolvimento de modelos para tomadas de decisão.

O mestrado em engenharia urbana e ambiental me fez ver tudo o que assimilei até então sob uma nova perspectiva, mais humana e mais participativa.

Esta dissertação é reflexo desse contínuo aprendizado.

Meus agradecimentos são dirigidos especialmente àqueles que fizeram desta dissertação o produto de um trabalho em equipe, e não apenas de um pesquisador solitário.

Ao Tarcisio Castro, professor dos tempos de graduação e colega de trabalho, pelas sugestões sobre os temas socioambientais, pela leitura paciente dos textos no seu nascedouro, e também pelo companheirismo ao longo do curso de mestrado e por sua sincera amizade.

Ao Marcelo Metello, por conceber soluções para a primeira parte do modelo a partir do conceito de *geomorphons*, por implantar as formulações que foram propostas por mim dentro do ambiente computacional do HERA e tornar a demonstração de aplicabilidade possível neste ambiente, e também pela agradável parceria no diálogo entre a engenharia e a programação.

À Tainá Martins, por ter sugerido as usinas hidrelétricas reversíveis como tema desta dissertação, pelas orientações sobre os aspectos de geoprocessamento e a pesquisa de dados para a aplicação do modelo, e também pelo incansável incentivo nas horas de maior aperto.

Ao Guilherme Cosentino, por sua contribuição relacionada às questões regulatórias, e também pela disposição em ajudar inclusive com detalhes de formatação.

Ao Tiago Andrade, por desenvolver as soluções de otimização, que compõem a segunda etapa do modelo, e também pela parceria.

À Elisabete Rocha, pela definição dos rumos relativos aos aspectos geológico-geotécnicos na aplicação do modelo, e também pela amizade de sempre.

Ao Ewaldo Schlosser, pela colaboração nos conteúdos de origem eletromecânica, e também por se colocar sempre disponível para esclarecer as minhas dúvidas.

Ao Rafael Kelman, companheiro desde os tempos da graduação, e ao professor Rafael Nunes, pelos ensinamentos e por gentilmente aceitarem fazer parte da banca avaliadora, contribuindo ainda mais o aperfeiçoamento do produto deste trabalho.

Ao professor Rodrigo Calili, pela orientação dedicada, pelo olhar minucioso, pela confiança depositada e pela paciência.

A meus pais, por me oferecerem um espaço para o estudo, um abrigo quando foi necessário, e também por todo o carinho ao longo deste árduo caminho.

A todos aqueles que, em algum momento, foram ouvidos para os meus lamentos ou me ajudaram a ver uma luz diferente no fim deste desvio de rota, aquela que me importa de fato e, por isso, volto a ter pressa em alcançar.

E, por fim, àqueles com quem porventura faltei, sobretudo minha filha, pela compreensão.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Nível Superior – Brasil (CAPES) – código de Financiamento 001.

Resumo

Albuquerque, Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de; Calili, Rodrigo Flora (Orientador). **Modelo para seleção de locais para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis: uma abordagem baseada em sistema de informação geográfica.** Rio de Janeiro, 2021. 139p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A recente expansão das fontes renováveis para geração de energia elétrica decorre do encarecimento dos combustíveis fósseis e da preocupação com impactos ambientais e mudanças climáticas, assim como de avanços tecnológicos e da queda de seus custos de implantação. Entretanto, a natureza intermitente e sazonal dos recursos naturais, como vento e irradiação solar, pode afetar a operação do sistema elétrico. Uma alternativa para dar equilíbrio à carga do sistema, proporcionando ainda outros benefícios, é o armazenamento de energia. Uma tecnologia de larga escala para armazenamento é a de bombeamento hidráulico por meio de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), que oferecem mais eficiência, tempo de resposta mais rápido e vida útil mais longa que outras alternativas. Tendo em vista as lacunas teóricas no campo acadêmico, a dissertação propõe um modelo para identificação de locais potenciais para implantação dessas usinas, com o auxílio de ferramentas de sistema de informação geográfica e de formulações matemáticas que consideram critérios fisiográficos, energéticos, econômicos e socioambientais. Partindo de uma abordagem baseada no conceito de *geomorphons* combinada com soluções de um problema de otimização, o modelo proposto tem por objetivo definir uma formulação que busque minimizar os custos de construção de uma UHR. A demonstração da aplicabilidade do modelo é feita em torno do reservatório da UHE Sobradinho, e os resultados são discutidos a partir da comparação dos locais selecionados e dos custos obtidos. Pode-se concluir que é possível identificar potenciais locais para implantação de UHR a partir desse modelo, o que pode beneficiar agentes de planejamento do setor elétrico, bem como empresas que estejam interessadas em investir nesta tecnologia.

Palavras-chave

Usina hidrelétrica reversível; armazenamento de energia; geração de energia renovável; avaliação de potencial; sistema de informação geográfica

Extended abstract

Albuquerque, Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de; Calili, Rodrigo Flora (Advisor). **Model for selecting sites for pumped storage implementation: an approach based on geographic information system.** Rio de Janeiro, 2021. 139p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

1. Introduction

The expansion of the use of renewable sources for electricity generation in recent years is a result of the increase of fossil fuels costs and the growing concern with climate change and the impacts on the environment, as well as technological advances and the reduction in their implementation costs. However, the availability of some natural resources for renewable energy matrices, such as wind and solar irradiation, has an intermittent and seasonal nature, which may affect the electrical system operation (CANALES *et al.*, 2015; KELMAN & HARRISON, 2019).

One of the alternatives to balance the system load is energy storage, which offers benefits to the electricity provision (ancillary services, for example) and regulates the frequency in times of high demand with low energy supply from renewables, contributing with the necessary inertia so that demand does not change instantly (BARBOUR *et al.*, 2016).

The most widely large-scale technology used for storage in the world is hydraulic pumping through pumped storage hydropower – PSH (GUITTET *et al.*, 2016; IHA, 2018). Compared to other technologies, it provides a solution with high efficiency, faster response time and longer useful life (REHMAN *et al.*, 2015). The operation of the plants is characterized by the pumping of water from a lower reservoir for its accumulation in an upper reservoir for energy generation in periods of high demand (BARBOUR *et al.*, 2016).

Energy storage alternatives are already on the agenda in the Brazilian energy sector as an option to ensure the system development in an economic and sustainable manner. In the 2030 Ten-Year Energy Expansion Plan (EPE, 2021b), PSH is highlighted as one of the resources to expand the offer for rush hour demand response. EPE understands that preliminary studies are an important step to support the sector's planning and guide the definition of regulatory aspects, which do not yet exist, related to the systemic benefits of this type of solution.

Worldwide, the theme has been mobilizing several institutions in the electrical and environmental sector. Launched in 2020 by the International Hydropower Association (IHA), the International Forum on Pumped Storage Hydropower aims to develop guidelines and recommendations on the participation of these plants in the energy transition to a global economy with low carbon emissions. Organized in a technical report (JRC, 2012), the guidelines for identifying PSH sites through Geographic Information System (GIS) are the main product of a workshop held in the Netherlands by the European Commission in 2012, being largely used by academic researches carried out in subsequent years.

Theoretical gaps were perceived in later initiatives to explore the theme in the academic field (SINTEF, 2013; KUCUKALI, 2014; GIMENO-GUTIÉRREZ & LACAL-ARÁNTGUI, 2015; CAPILLA *et al.*, 2016; LU & WANG, 2017; ROGEAU *et al.*, 2017; SOHA *et al.*, 2017; LU *et al.*, 2018; GHORBANI *et al.*, 2019; NZOTCHA *et al.*, 2019; HUNT *et al.*, 2020a) and in government agencies (INL, 2014; EPE, 2019a). These studies do not take into account one or more of the following aspects: the specific use and operation of existing reservoirs, environmental criteria and restrictions, geological characteristics, costs from PSH components as part of a mathematical formulation for decision making.

In order to contribute to the Brazilian energy planning, the general objective of this work is to propose a model for the selection of suitable locations for the implementation of PSH plants, with the use of GIS tools and formulations that contemplate not only physiographic, energy and economic criteria, but also socio-environmental ones. This model is described below, in chapter 2, and its applicability demonstration is presented in chapter 3, while the conclusions and recommendations are consolidated in chapter 4.

2. Model for the selection of pumped storage hydro plants based on GIS

The proposed model defines a formulation that, from a GIS-based approach combined with optimization solutions, aims to minimize PSH construction costs. Thus, the search for suitable locations will be treated as an optimization problem in which a mathematical cost formulation (section 2.2) determines the best solution.

Being a very complex problem in computational terms, the model was divided into two stages, both described in section 2.1. The first one performs a screening of the best locations in larger areas, eliminating unfeasible alternatives. The sites then

selected are submitted to a second stage of search for lower cost reservoirs, through an optimization process and, therefore, with a higher processing requirement.

2.1. Stages of search approaches with GIS tools

The application of the local ternary patterns concept (LIAO, 2010) for the classification of relief elements is possible as long as a Digital Elevation Model (DEM) is available, as shown in (a) on the left of Figure 1. In relation to the value of the central cell, indicated in black in (b) at the center of the same figure, their neighbors are labeled as follows: if their values are greater, +1 (in red); if equal, 0 (in green); if smaller, -1 (in blue). From this definition, these patterns can be associated with DEM raster cells. In the grid on the right of the figure below (c), the central cell is identified by a number and filled in black.

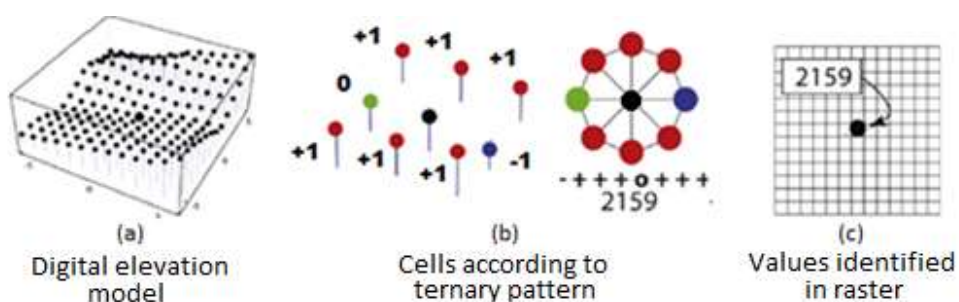


Figure 1: Application of the local ternary patterns concept to relief elements
Fonte: Adapted from Jasiewicz & Stepinski (2013)

Geomorphons are the most basic landscape microstructures that can be extracted from an original DEM with a small computational cost. A typical relief element can be represented by several different geomorphons. This kind of classification has advantages as it is supported by machine vision principles and allows simultaneous work at various scales. In addition, still according to Jasiewicz & Stepinski (2013), this method is robust and computationally efficient, while it eliminates the need for quadratic calculations and the application of relatively complex algorithms.

In the search for PSH sites, the concept of geomorphons can be applied to identify relief forms that are more suitable for reservoirs, giving preference to shapes like the pit or to their closest configurations. Figure 2 shows the 10 most common relief elements, represented geometrically and according to the classification of the ternary pattern.

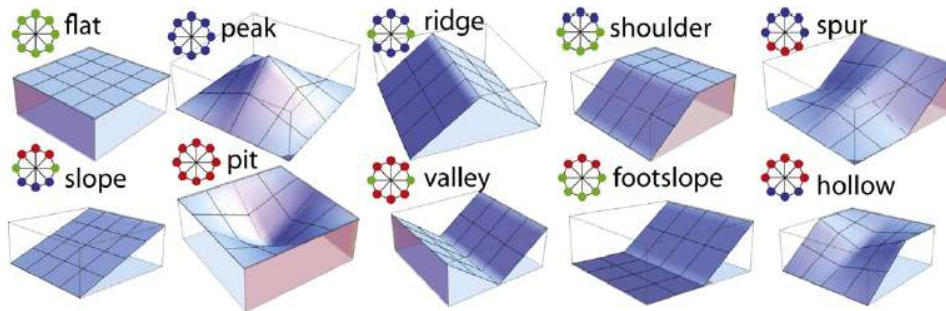


Figure 2: Typical relief elements represented according to local ternary patterns
 Fonte: Adapted from Jasiewicz & Stepinski (2013)

At this first stage, elevation, volume and cost curves are defined in several places from a central point (Figure 3). The method consists of considering n directions and drawing longitudinal profiles for different heights. Thus, a menu of alternatives is obtained according to storage needs and ranked in line with their costs. The most promising locations can be clustered, as seen in Figure 4.

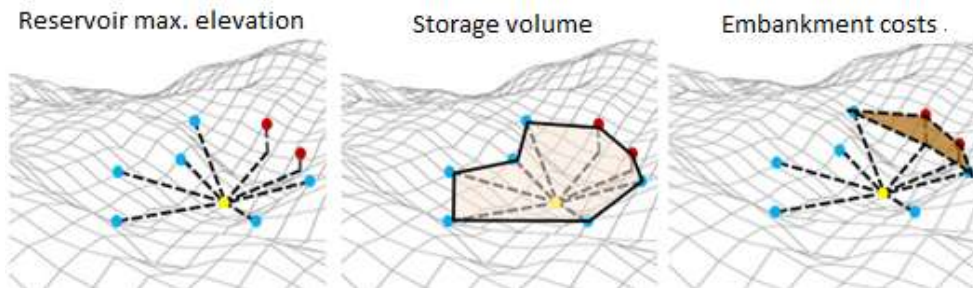


Figure 3: Conceptual demonstration of the definition of elevation, volume and cost curves
 Fonte: Obtained from PSR (2020)

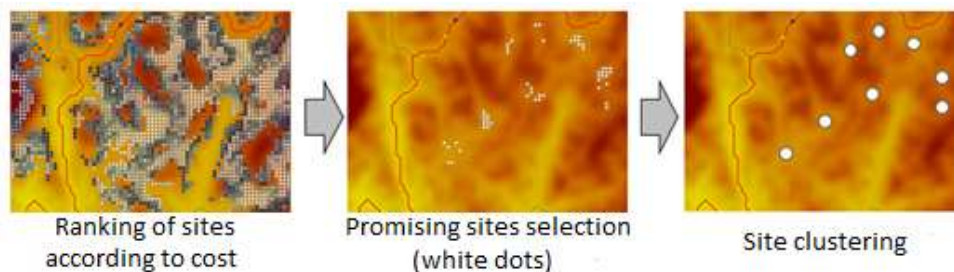


Figure 4: Preliminary selection of alternatives
 Fonte: Obtained from HERA (PSR, 2021)

Selected areas at the end of the first stage must face an optimization process to define their reservoirs contours. These two steps should use the cost function detailed in section 2.2. The optimization stage follows the approach described by Andrade *et al.* (2020), whose specific restrictions are presented in the next section.

2.2. Specific mathematical formulations

The PSH cost function is defined by the following main components: SA – socio-environmental impacts, OC – civil works, EQ – main equipment, and IE – connection to electrical and road network. There is a fifth parcel, OT – other costs, referring to indirect costs and others that may not be considered by the simplifications of the proposed equations. The total cost (CT) is presented in equation (1), being its components detailed according to the search stage and associated with the characteristics of the area under study.

$$CT = SA + OC + EQ + IE + OT \quad (1)$$

For the socio-environmental impacts component (SA , in \$), the idea is not to be limited by the exclusion criteria for protected areas, as usually seen in the literature. It is suggested a classification of impacts on affected areas (Asa) and the weighting of coefficients (Ksa) that represent a percentage of the direct cost of civil works, equipment and infrastructure, as shown in equation (2).

$$SA = \frac{\sum_i Ksa_i \times Asa_i}{\sum_i Asa_i} \times (OC + EQ + IE) \quad (2)$$

In the case of the civil works component (OC , in \$), two portions must be considered: one related to the dam volumes needed to close topographic saddles of new reservoirs ($Vbar$, in m^3); and the other to the quantities of the hydraulic conveyance that must connect any two reservoirs, taking into account its volumes ($Vhid$, in m^3) and the weight of the penstock lining ($Phid$, in kg). Each of them must be multiplied by unit costs, respectively defined as $Cbar$, $Chid1$ (both in $\$/m^3$) and $Chid2$ (in $\$/kg$). A Koc coefficient, always greater than 1, must be applied to consider the geological conditions of each location to maximize costs, penalizing areas less suitable for construction, as seen in equation (3).

$$OC = Koc \times (Cbar \times Vbar + Chid_1 + Vhid + Chid_2 \times Phid) \quad (3)$$

The third component must represent the electromechanical equipment cost (EQ , in \$), being associated with the available head between the reservoirs (H , in m) and their storage volume (V , in m^3), converted into flow according to the intended operating cycle ($Q = V/h$, with Q in m^3/s), as in the equation (4).

$$EQ = Keq \times f(H, Q) \quad (4)$$

The IE cost component, in \$, must consider the distances related to the road (IEv) and electrical (IEe) existing networks. In this case, the parcels correspond to

the product of their needed access extensions (L_v and L_e , both in km), which can be obtained directly from the DEM, by their respective costs (C_v and C_e), both in \$/km, resulting in the equation (26).

$$IE = IE_v + IE_e = C_v \times L_v + C_e \times L_e \quad (5)$$

The last cost component (OT , in \$), according to equation (6), is defined by the Kot factor correspondent to a percentage that represents other costs.

$$OT = Kot \times (SA + OC + EQ + IE) \quad (6)$$

The complete formulation of the optimization problem consists in minimizing the equation (28), defined by the restrictions (2)-(6) and initially subject to the following restrictions: (7)-(10) are the cells that can be part of the reservoir; (11) its perimeter cells ($x_{i,j}$); (12)-(16) its inner cells ($y_{i,j}$); (17) and the minimum volume needed, where H is a water level, $h_{i,j}$ the cell's terrain elevation, $AreaCell$ the area of each cell, and $VolMin$ the minimum volume previously defined. When necessary, other restrictions must be added to avoid disconnected reservoirs.

$$z_{i,j} \leq x_{i,j} + z_{i-1,j} \quad \forall_{i,j} \quad (7)$$

$$z_{i,j} \leq x_{i,j} + z_{i+1,j} \quad \forall_{i,j} \quad (8)$$

$$z_{i,j} \leq x_{i,j} + z_{1,j-1} \quad \forall_{i,j} \quad (9)$$

$$z_{i,j} \leq x_{i,j} + z_{i,j+1} \quad \forall_{i,j} \quad (10)$$

$$x_{i,j} \leq z_{i-1,j} + z_{i+1,j} + z_{1,j-1} + z_{i,j+1} \quad \forall_{i,j} \quad (11)$$

$$z_{i,j} = x_{i,j} + xy_{i,j} \quad \forall_{i,j} \quad (12)$$

$$y_{i,j} \leq z_{i-1,j} \quad \forall_{i,j} \quad (13)$$

$$y_{i,j} \leq z_{i+1,j} \quad \forall_{i,j} \quad (14)$$

$$y_{i,j} \leq z_{1,j-1} \quad \forall_{i,j} \quad (15)$$

$$y_{i,j} \leq z_{i,j+1} \quad \forall_{i,j} \quad (16)$$

$$\sum_{i,j} y_{i,j} (H - h_{i,j}) AreaCell \geq VolMin \quad (17)$$

The applicability demonstration developed in chapter 3 focuses on the surroundings of the reservoir of Sobradinho hydro power plant (HPP), but only for the screening step of the proposed model, therefore, using the set of equations (28)-(27) to define the mentioned elevation, volume and cost curves.

3. Application of the proposed model around the Sobradinho HPP

For the applicability demonstration, it was used the computational model HERA (PSR, 2021) in its development version that includes projects of PSH, within

the context of the R&D project being carried out by PSR – Energy Consulting and Analytics, to the Brazilian Electric Energy Agency (ANEEL), registered under the number PD-00678-0120/2020.

Next, the basic data and their classification criteria are presented (section 3.1), the cost function is detailed (section 3.2), and the assumptions and application strategy in the computational model are defined (section 3.3) for a discussion of the simulation results (section 3.4).

3.1. Basic data and classification criteria

As a cartographic base, a DEM called MERIT Hydro was used (YAMAZAKI *et al.*, 2019), which is a hydrologically consistent version derived from MERIT DEM, developed by Yamazaki *et al.* (2017), besides other water body datasets (G1WBM, GSWO e OpenStreetMap).

In order to define the Ksa coefficient, three thematic maps were used: conservation units, priority areas (both obtained from MMA, 2021¹) and land use (SOARES-FILHO, 2016)². In the computational model, the socio-environmental impacts for these areas were then classified by two specialists as high, average and low. As seen in Figure 5, the overlapped classification resulted in a color map in which the highest value of each theme always prevails in the intersection areas.

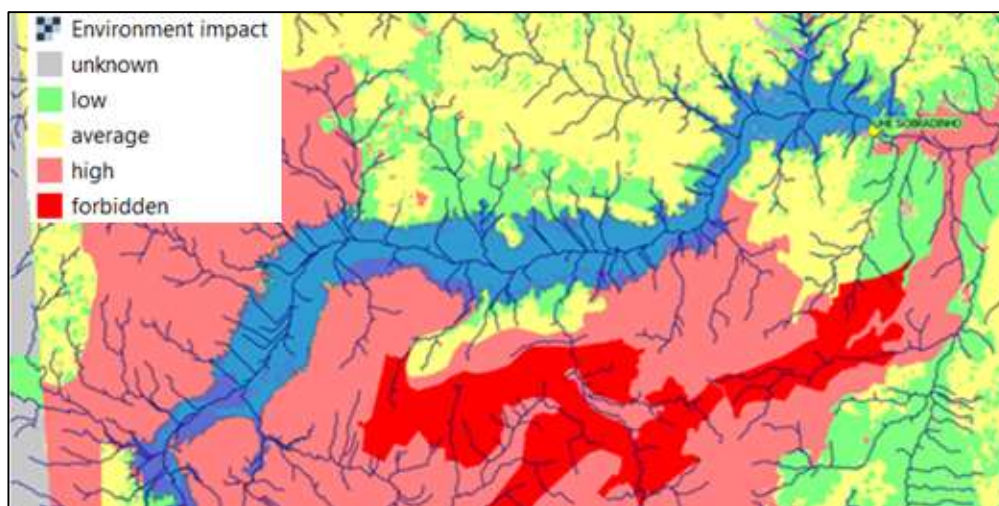


Figure 5: Classification map of socio-environmental impact.
Fonte: Obtained from *HERA* (PSR, 2021)

¹ <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/mma/openlayers.htm?2v04o1ka41cjp8683he1lctv2>

² <https://maps.csr.ufmg.br/>

Aiming to define Koc coefficient, it was used the Geological Map of the State of Bahia (MME, 2003)³. Rock quality was classified by an engineering geologist using a specific tool from HERA, resulting in the color map shown in Figure 6.

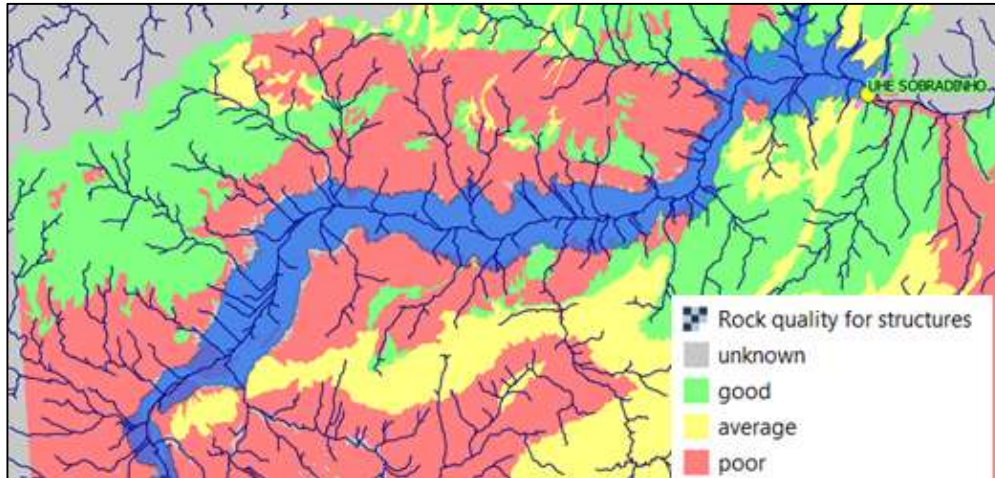


Figure 6: Classification map of geological-geotechnical conditions.
Fonte: Obtained from HERA (PSR, 2021)

The infrastructure cost component was defined by the map that combines the road layers from DNIT (2019), with adjustments based on Google Maps information, and political-administrative from IBGE (2010)⁴, besides the map of the national electricity system, according to the Webmap from EPE (2021c)⁵.

3.2. Detailing of the cost function for the model application

Assumptions considered in the definition of coefficients, unit costs and other necessary parameters by specialists in each area of knowledge are described below.

For the simulations carried out within the scope of this work, the coefficient referring to other costs Kot (27), was considered equal to 0.40. It was also considered that the socio-environmental coefficient Ksa (22), classified as high, average and low, should assume, respectively, the following values: 0.20, 0.10 and 0.05. Finally, the Koc coefficient (23) received values equal to 1.2 (good rock quality for PSH construction), 1.4 (average) and 2.0 (poor or unknown).

From unit costs ($Cbar = US\$10.00/m^3$; $Chid1 = US\$120.00/m^3$ and $Chid2 = US\$3.00/kg$) and quantities related to the embankments ($Vbar$) and the hydraulic

³ <https://geosgb.cprm.gov.br/geosgb/downloads.html>

⁴ <https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/dados-de-transportes/bit/bitmodosmapas>

⁵ <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>

conveyance (V_{hid} , P_{hid}), it was defined the equation (18) for the civil works (OC). In its formulation, h_i (m) represents the height of the dam in each section, L_{hid} (m) the extension of the conveyance and Q (m³/s) the turbined inflow.

It was used the equipment cost equation (19) defined by Andrade *et al.* (2020) from a symbolic regression tool based on Differential Cartesian Genetic Programming (dCGP)⁶ of the European Space Agency – ESA (IZZO *et al.*, 2017). Keq value was defined as 1.40 aiming at the conversion of HPP costs to PSH ones.

In the case of the infrastructure component, the unit costs were defined as C_v = US\$400,000.00/km and C_e = US\$750,000.00/km, resulting in the equation (20).

$$OC = 10Koc \times \left(\int_0^L (4 + 2,5 \times h(x)) \times h(x) dx + \right. \quad (18)$$

$$\left. 3 L_{hid} \times Q + 45 \times L_{hid} \times \sqrt{Q} \right)$$

$$EQ = 1400 \times \left(3608 \times P / \sqrt{H} + 8608 \right) \quad (19)$$

$$IE = 400.000 \times L_v + 750.000 \times L_e \quad (20)$$

3.3. Assumptions and applicability demonstration strategy

The simulations carried out in this work involve a preliminary search of locations for an upper reservoir around Sobradinho HPP. The lower reservoir was considered at elevation 392.00 m, which is the closest one below the maximum operational water level of the existent plant (El. 392.50 m) that can be adopted in the computational model.

The main input data for the simulations in HERA are the installed capacity (P , in MW) and the generation time (Δt , in hours) whose product results in the intended storage capacity (in GWh). From these data, the model allows two types of PSH search. One of them, called search for sites, presents on the map all the alternatives for a single pair P and Δt . The other, called search for projects, indicates the best alternative for several pairs of P and Δt .

In this case study, an analysis strategy was defined using these two steps. At first, a search was carried out for site alternatives around the entire reservoir for a capacity of the same order of magnitude as the Sobradinho HPP (1,050 MW), in order to consider a significant impact on the system, and different generation times. After that, a search for the best projects prioritized the most promising area among

⁶ <https://esa.github.io/dcgp-web/#/>

those identified in the first stage, selecting generation times according to the preliminary results and varying the capacity between 500 MW and 1,500 MW.

3.4. Results presentation and discussion

In the first step of this application, 4 alternatives were considered for an installed power of 1,000MW. The model did not find results for 1 month, nor for 1 week, which shows a limit for storage around the reservoir due to the geographic characteristics of the area. Therefore, there are only results for 8h, presented in the Figure 7, and 1 day.

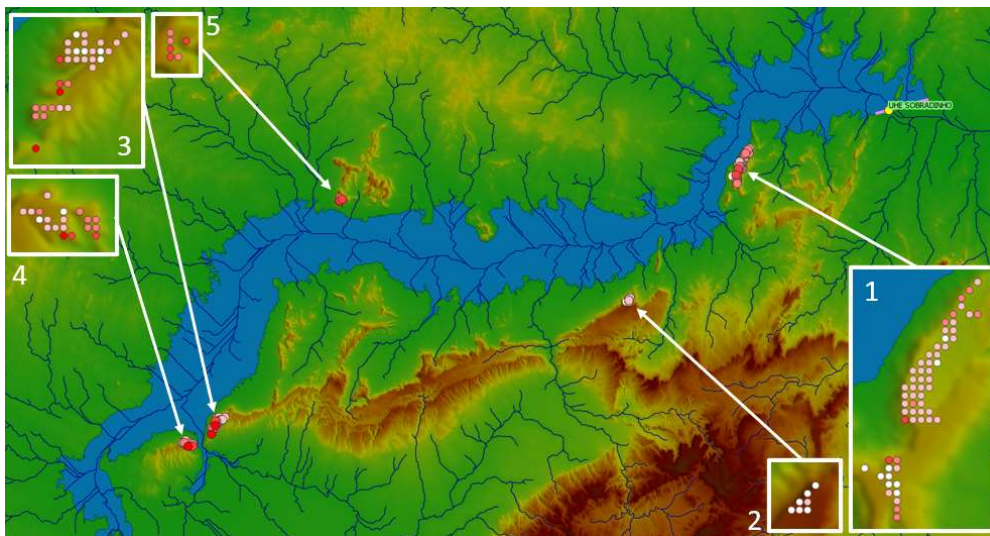


Figure 7: Results of alternative sites search for a PSH with 1,000 MW and 8 hours of generation.
 Fonte: Obtained from *HERA* (PSR, 2021)

In this first step, the sites are represented by circles according to a color scale between red and white, being clearer as the costs decrease. From the visual analysis of the map above, 5 potential areas are identified around the reservoir, numbered from 1 to 5 in a clockwise direction from the axis of Sobradinho HPP.

Area 2, located on the right bank, has lower costs (lighter circles), but its sites are in areas of higher slope where it would be more difficult to build reservoirs. Thus, the interest in area 1, located in a less impacted region (in green in Figure 8), was confirmed. It corresponds to the region known as *Saco do Arara*, previously identified by Kelman & Harrison (2019) and also studied by Andrade *et al.* (2020).

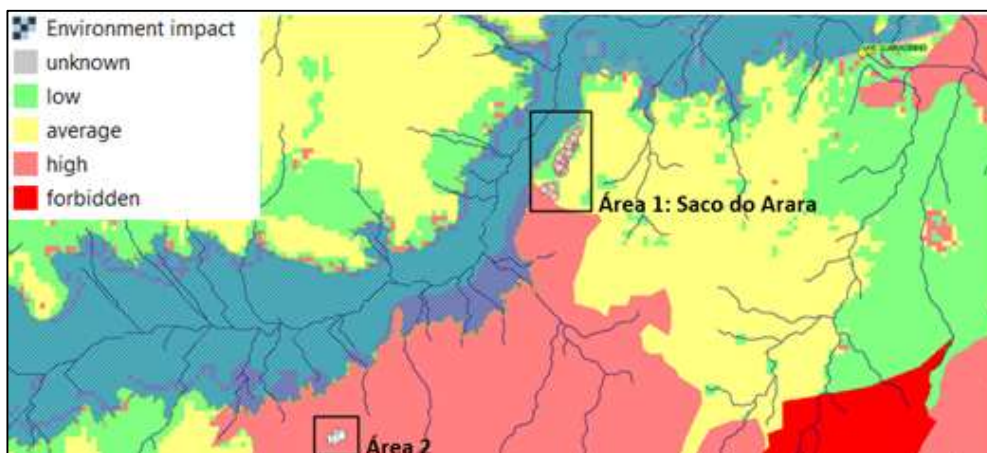


Figure 8: Results for the daily cycle on the socio-environmental impact classification map
 Fonte: Obtained from *HERA* (PSR, 2021)

Considering the territorial vocation identified in the previous step, the search for the best projects in step two considered the following alternatives: 500 MW, 1000 MW and 1500 MW of capacity and 4h, 8h, 16h, 24h and 48h of generation times as seen in Figure 9, where the results are represented by orange circles (lower and upper reservoirs) connected by a yellow dashed line (hydraulic conveyance).

Having no difference among the sites chosen, analyzes were made considering only the results for 500 MW. In Table 1 civil costs (OC') increase with the elevation of the dam at Site A up to 24h, when they fall with the change to Site B. Infrastructure costs (IE') in A (24h and 48h) are higher than others. Socio-environmental costs (SA'), in turn, are equivalent, except for the 24h alternative, which is cheaper. Finally, storage costs (CA) fall as the capacity increases, while installation costs (CI) tend to rise until there is a change from Site B to Site A.

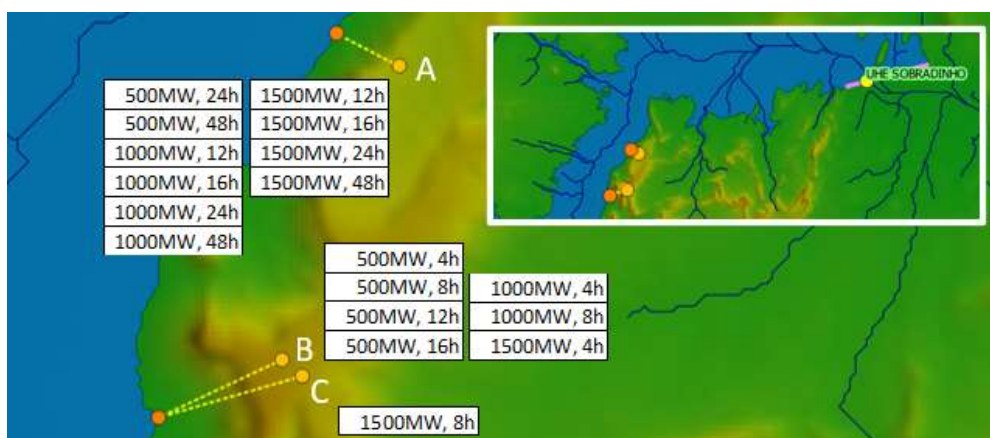


Figure 9: Search for the best projects for different pairs of capacity and generation times.
 Fonte: Obtained from *HERA* (PSR, 2021)

Table 1 – Results of the cost components of the alternatives

P (MW)	Δt (h)	OC' (millions US\$)	EQ' (millions US\$)	IE' (millions US\$)	SA' (millions US\$)	CT (millions US\$)	CI (US\$/ kW)	CA (US\$/ MWh)
500	4	46,72	158,51	20,40	22,56	248,18	496	124
	8	63,90	157,36	20,36	24,16	265,77	531	66
	12	92,27	155,65	20,30	26,82	295,03	590	49
	16	114,85	155,20	20,32	29,04	319,40	639	40
	24	54,62	200,09	22,92	13,88	291,52	583	24
	48	76,64	197,10	22,96	29,67	326,37	653	13

P = capacity; Δt = generation time; OC' = cost of civil works plus other costs; EQ' = cost of equipment plus other costs; IE' = infrastructure costs plus other costs; SA' = socio-environmental costs plus other costs; CT = total cost; CI = installation cost; CA = storage cost.

The model proposed in this application brings some solutions to themes identified as literature gaps. The introduction of a function that reflects the construction costs of a PSH meets the suggestion of Rogeau *et al.* (2017) to eliminate the weaker alternatives and identify the most economically viable ones. The breakdown of this function into components provides a detailed analysis of the influence of these costs on the selection of the best alternatives. The result of this analysis may indicate the need to revise some criteria to improve the formulations.

The geological characteristics, considered qualitatively in other studies, are here considered as a factor to maximize the costs of civil works (Koc). Besides, the possibility of excluding sites with a direct impact on preservation areas is maintained, but a SA cost component is valued through a percentage factor (Ksa) applied to the costs of civil works, infrastructure and equipment.

4. Conclusions and recommendations

The proposed model meets the objective of this work by establishing a search procedure to select PSH sites using GIS tools using the concept of geomorphons and improving the contours of reservoirs by optimization solutions. In addition, it includes a cost function to compare alternatives.

The application of the model around the reservoir of Sobradinho HPP provided a critical analysis of its limitations, resulting in some recommendations, as the expansion of the study areas for the continuous improvement of the cost components formulations and the GIS algorithms. It is a limitation the absence of a civil works' parcel of the equation referring to the powerhouse, besides the lack of

knowledge of specific equipment prices for PSH projects. It is also important a greater participation of specialists in the definition of technical parameters, cost coefficients and unit prices. Another point is the need of a specific study to define the water levels of the existing lower reservoir, considering its operational aspects.

Finally, the proposed model does not prevent subjective evaluations from taking part in the decision-making process. Certain particularities, especially socio-environmental ones, can be considered throughout this process to reflect the desires of the population to be affected by the resolutions of energy planning and by the construction of PSH plants.

Keywords

Pumped storage; energy storage; renewable energy generation; potential assessment; Geographic Information System

Sumário

1 . Introdução	33
1.1. Definição do problema de pesquisa	35
1.2. Objetivos: geral e específicos	35
1.3. Metodologia	36
1.3.1. Fase bibliográfica e documental	40
1.3.2. Fase experimental e aplicada	40
1.3.3. Fase conclusiva	41
1.4. Estrutura da dissertação	41
2 . Levantamento de estudos empíricos e metodologias utilizadas	43
2.1. Aspectos fisiográficos, energéticos, econômicos e socioambientais	44
2.2. Aplicação de ferramentas do Sistema de Informação Geográfica no dimensionamento de uma UHR	47
2.3. Descrição das principais metodologias propostas	49
2.4. Lacunas teóricas das metodologias existentes	52
3 . Identificação dos parâmetros mais relevantes para a localização de usinas hidrelétricas reversíveis	54
3.1. O território brasileiro e sua matriz energética	57
3.1.1. Panorama da matriz elétrica mundial e brasileira	57
3.1.2. Consequências da entrada das fontes renováveis na matriz elétrica	60
3.1.3. As usinas hidrelétricas reversíveis no planejamento brasileiro	63
3.1.4. O arcabouço regulatório atual no Brasil	64
3.2. Descrição dos arranjos típicos de usinas hidrelétricas reversíveis	66
3.2.1. Classificação quanto aos aspectos topológicos do sistema	67
3.2.2. Classificação quanto aos ciclos operacionais dos reservatórios	69
3.2.3. Classificação dos reservatórios quanto às suas características topográficas	70

3.2.4. O enfoque da literatura para os diversos tipos de UHR	70
3.3. Parâmetros, critérios e premissas utilizados na literatura para a identificação de locais para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis	71
3.4. Características das usinas hidrelétricas reversíveis em estudos realizados no Brasil	74
3.4.1. Topologias e os ciclos operacionais prioritários	74
3.4.2. Seleção de premissas, parâmetros e critérios	75
3.5. Considerações sobre parâmetros para a localização de usinas hidrelétricas reversíveis	76
4 . Proposição de um modelo para seleção de usinas hidrelétricas reversíveis baseado em SIG	77
4.1. Abordagens de busca com ferramentas do SIG	77
4.1.1. O conceito de <i>geomorphons</i> aplicados à triagem de locais	78
4.1.2. Otimização dos limites dos reservatórios	82
4.2. Formulações matemáticas específicas	85
4.2.1. Definição de parâmetros e equações básicas dos componentes de custo	85
4.2.2. Critérios propostos para o cálculo dos componentes de custo em cada etapa de busca	88
4.2.3. Proposta de análise econômica considerando os serviços prestados pelas usinas hidrelétricas reversíveis	94
4.3. Considerações sobre o modelo proposto	95
5 . Demonstração de aplicabilidade do modelo proposto	97
5.1. Escolha da região para aplicação do modelo	97
5.1.1. Avaliação do potencial eólico e solar brasileiro	97
5.1.2. Identificação de trecho de bacia hidrográfica para a aplicação do modelo	98
5.2. Aplicação do modelo proposto em torno do reservatório da UHE Sobradinho	101
5.2.1. Dados básicos e critérios de classificação	102

5.2.2. Detalhamento da função de custos para aplicação do modelo proposto	113
5.2.3. Parâmetros utilizados na análise custo/benefício	117
5.2.4. Premissas e estratégia de aplicação no modelo computacional	118
5.2.5. Apresentação dos resultados das simulações	121
5.2.6. Discussão dos resultados	127
6 . Conclusões e recomendações	129
7 . Referências bibliográficas	132

Lista de figuras

Figura 1.1: Desenho da pesquisa, seus componentes e métodos	38
Figura 1.2: Mapa conceitual de pesquisa	39
Figura 2.1: Expansão mundial da capacidade instalada eólica e solar	43
Figura 2.2: Representação esquemática de uma UHR com suas variáveis principais	45
Figura 2.3: Exemplo de fluxograma típico das metodologias desenvolvidas	51
Figura 3.1: Capacidade mundial instalada de armazenamento de energia elétrica	54
Figura 3.2: Comparação entre tecnologias de armazenamento	55
Figura 3.3: Representação esquemática do funcionamento de uma usina reversível	55
Figura 3.4: Evolução da capacidade mundial instalada de usinas hidrelétricas reversíveis por país	56
Figura 3.5: Evolução da matriz elétrica mundial de 1990 a 2018	58
Figura 3.6: Matriz elétrica brasileira em 2020	58
Figura 3.7: Participação das fontes renováveis nas matrizes elétricas mundial e brasileira	59
Figura 3.8: Capacidade instalada por fonte: situação em 2021 e projeção para 2030	60
Figura 3.9: Variabilidade da geração eólica frente às alternativas hidráulica e térmica, conforme registros do Operador Nacional do Sistema – ONS de maio de 2016	61
Figura 3.10: Complementariedade sazonal entre fontes renováveis	61
Figura 3.11: Diversas topologias de UHR e suas variantes	68
Figura 3.12: Variante das topologias de UHR multireservatório	68
Figura 3.13: Arranjo esquemático de uma UHR, variáveis e componentes principais	73

Figura 4.1: Aplicação do conceito de padrões ternários locais a elementos de relevo	79
Figura 4.2: Elementos típicos de relevo representados conforme os padrões ternários locais	79
Figura 4.3: Tabela de consulta dos grupos de geomorphons para os 10 tipos de relevo mais comuns	80
Figura 4.4: Demonstração conceitual da definição das curvas cota, volume e custo dos reservatórios	81
Figura 4.5: Seleção preliminar de alternativas	81
Figura 4.6: Exemplo de contorno de reservatório em uma malha	82
Figura 4.7: Identificação das células do reservatório: interiores (em azul) e perimetrais (em verde)	82
Figura 4.8: Separação de dois reservatórios não conectados	84
Figura 4.9: Alternativas para o reservatório superior de usinas reversíveis identificados no estudo de caso da região do Saco da Arara, localizado no entorno do reservatório da UHE Sobradinho	85
Figura 4.10: Definição das parcelas do componente de custo socioambiental (SA) segundo a classificação do impacto (alto, médio ou baixo)	89
Figura 4.11: Definição teórica do volume do barramento (V_{bar})	90
Figura 4.12: Definição teórica dos pontos de referência para a definição do comprimento do circuito hidráulico (L_{hid})	92
Figura 4.13: Exemplo de gráfico para seleção da configuração dos equipamentos em UHR	93
Figura 4.14: Definição teórica da distância entre as UHR e a rede elétrica (L_e) e viária (L_v)	94
Figura 5.1: Comparação entre o potencial solar, com localização de hidrelétricas (UHE), e eólico no Brasil (sem escala)	98
Figura 5.2: Comportamento da chuva na bacia do rio São Francisco.	99
Figura 5.3: Precipitação no Nordeste do Brasil entre 1961 e 2016.	100
Figura 5.4: Evolução das retiradas de água no Brasil por setor usuário.	100
Figura 5.5: Reservatório da UHE Sobradinho em diversas elevações.	103
Figura 5.6: Recorte da camada de unidades de conservação inserida na interface do HERA.	104

Figura 5.7: Recorte da camada de áreas prioritárias inserida na interface do HERA.	104
Figura 5.8: Recorte da camada de uso do solo inserida na interface do HERA.	105
Figura 5.9: Classificação de impactos socioambientais.	108
Figura 5.10: Recorte da camada do mapa geológico inserida na interface do HERA.	109
Figura 5.11: Classificação das condições geológico-geotécnicas.	111
Figura 5.12: Recorte da camada do mapa rodoviário inserida na interface do HERA.	112
Figura 5.13: Recorte da camada do mapa do sistema elétrico inserida na interface do HERA.	112
Figura 5.14: Contorno do reservatório da UHE Sobradinho na El.392,00 na interface do HERA sobre imagem de satélite do Google Earth.	119
Figura 5.15: Busca por alternativas locais, a esquerda, e por projetos, a direita.	120
Figura 5.16: Resultado do modelo para busca de alternativas locais para implantação de UHR de 1.000 MW de potência instalada e 8h de geração.	121
Figura 5.17: Resultado do modelo para busca de alternativas locais para implantação de UHR de 1.000 MW de potência instalada e 24h de geração.	122
Figura 5.18: Áreas mais promissoras com representação das curvas de nível e resultados para 8h.	122
Figura 5.19: Área 1 (Saco do Arara) e Área 2 com os resultados da alternativa de ciclo diário sobre o resultado da classificação de impactos ambientais	123
Figura 5.20: Resultado do modelo para busca dos melhores projetos para implantação de UHR para diversos pares de potência e tempos de geração.	124
Figura 5.21: Posição relativa dos locais selecionados às redes viária e elétrica.	126

Figura 5.22: Reservatórios selecionados sobre o resultado da classificação dos impactos socioambientais com demarcação de possível região dos centroides das alternativas em vermelho

127

Lista de quadros

Quadro 2.1 – Tratamento de aspectos topográficos (TP), geológicos (GE), energéticos (EN), econômicos (EC) e socioambientais (SA) em estudos existentes	46
Quadro 2.2 – Métodos utilizados pelas metodologias propostas nos documentos analisados	49
Quadro 3.1 – Tipos de arranjo considerados em estudos existentes	70
Quadro 3.2 – Parâmetros e critérios sugeridos pelo JRC	71
Quadro 5.1 – Critério de classificação das áreas prioritárias conforme índices de importância (I) e prioridade (P)	106
Quadro 5.2 – Classificação do impacto socioambiental considerando as unidades de conservação	106
Quadro 5.3 – Classificação do impacto socioambiental considerando as áreas prioritárias	106
Quadro 5.4 – Classificação do impacto socioambiental considerando o uso do solo	107
Quadro 5.5 – Classificação das condições geológico-geotécnicas segundo a qualidade da rocha	109

Lista de tabelas

Tabela 5.1 – Locais, quedas e volumes de armazenamento das alternativas	125
Tabela 5.2 – Análise dos custos de barramento do reservatório superior (RS) e dos equipamentos (EQ´) das alternativas	125
Tabela 5.3 – Análise dos componentes de custo das alternativas	126

Lista de abreviaturas e siglas

ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CESP – Companhia Energética de São Paulo
CEMADEN – Centro Nacional de Monitoramento e Alertas de Desastres Naturais
CPRM – Serviço Geológico do Brasil
CPTEC – Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
DNIT – Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPRI – Electric Power Research Institute
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICB – Índice Custo-benefício
IEA – International Energy Agency
IET – Institute for Energy and Transport
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPT – Instituto de Pesquisa Tecnológico
IHA – International Hydropower Association
JRC – Joint Research Center
MDE – Modelo Digital de Elevação
MDI – Modelo de Decisão de Investimentos
MMA – Ministério do Meio Ambiente
MME – Ministério de Minas e Energia
PDE – Plano Decenal de Expansão
PNE – Plano Nacional de Energia
PNSH – Plano Nacional de Segurança Hídrica
PMO – Programa Mensal de Operação
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

ONS – Operador Nacional do Sistema
SEP – Sistema Elétrico de Potência
SIG – Sistema de Informação Geográfica
SIN – Sistema Interligado Nacional
UHE – Usina Hidrelétrica convencional
UHR – Usina Hidrelétrica Reversível

Eu lia muito. Mas também com a leitura somos, você sabe... você só ganha dos livros alguma coisa se for capaz de dar alguma coisa às suas leituras. Quero dizer, se se empenhar a ponto de no duelo da leitura receber e infligir ferimentos, se se dispuser a discutir, convencer, e se convencer, e depois, enriquecido pelo que aprendeu no livro, na vida, ou no trabalho, você puder construir com base nisso alguma coisa...

Sándor Márai, *De verdade*

(tradução de Paulo Schiller)

1. Introdução

A expansão da utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica nos últimos anos é resultado do encarecimento dos combustíveis fósseis e da crescente preocupação com as mudanças climáticas e dos impactos causados ao meio ambiente, assim como de avanços tecnológicos e da queda de seus custos de implantação. Entretanto, a disponibilidade de alguns recursos naturais necessários às matrizes energéticas renováveis, como o vento e a irradiação solar, é de natureza intermitente e sazonal, podendo afetar a operação do sistema elétrico. Essa situação tende a se agravar nos períodos de ponta, quando há uma maior demanda de energia ao sistema elétrico de potência – SEP (CANALES *et al.*, 2015; KELMAN & HARRISON, 2019).

Uma das alternativas para dar equilíbrio à carga do sistema é o uso de armazenamento de energia, que oferece benefícios relacionados ao fornecimento de energia elétrica (serviços ancilares, por exemplo) e regula a frequência em momentos de alta demanda com baixa oferta de energia proveniente das renováveis (BARBOUR *et al.*, 2016). Contribui, desta forma, com a inércia necessária para que a demanda de energia para o sistema principal não varie instantaneamente, tal como a proporcionada hoje pela operação dos reservatórios de usinas hidrelétricas convencionais.

A tecnologia de larga escala mais utilizada no mundo para armazenamento é a de bombeamento hidráulico por meio de usinas hidrelétricas reversíveis – UHR (GUITTET *et al.*, 2016; IHA, 2018). Em relação a outras tecnologias, as UHR oferecem uma solução de alta eficiência, tempo de resposta mais rápido e vida útil mais longa (REHMAN *et al.*, 2015). O seu funcionamento é caracterizado pelo bombeamento da água de um reservatório inferior para sua acumulação em um reservatório superior visando à geração de energia nos períodos de alta demanda (BARBOUR *et al.*, 2016). Esses sistemas podem operar sob diversas topologias, desde a conexão entre reservatórios existentes até a implantação de dois novos em circuito fechado.

Em abril de 2012, um *workshop* realizado na Holanda pelo *Institute for Energy and Transport* do *Joint Research Center* (JRC) teve como objetivo estabelecer e compartilhar uma metodologia comum aos Estados Membros da União Europeia para identificação de locais potenciais para implantação de UHR com a utilização do Sistema de Informações Geográficas (SIG).

Organizadas em relatório técnico (JRC, 2012), essas diretrizes orientaram pesquisas acadêmicas desenvolvidas nos anos subsequentes na Europa e na Ásia. Os estudos realizados desde então, porém, apresentam escopo limitado a determinadas topologias e não levam em conta o uso específico e a operação de reservatórios existentes. Além disso, para a identificação dos locais mais propícios à implantação de usinas hidrelétricas reversíveis, utilizam critérios ambientais apenas como restrição e, em geral, não consideram aspectos geológicos, nem incorporam os custos associados aos seus diversos componentes na formulação matemática para tomada de decisão.

A questão das alternativas de armazenamento de energia já está em pauta no planejamento do setor elétrico brasileiro como opção para garantir a expansão do sistema de forma econômica e sustentável. No Plano Decenal de Expansão de Energia de 2030 (EPE, 2021b), as UHR ganham destaque como um dos recursos disponíveis para expansão da oferta para atendimento de ponta.

Além disso, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou nota técnica em fevereiro de 2019 (EPE, 2019a), na qual apresenta metodologia e resultados preliminares de um estudo inventário de usinas hidrelétricas reversíveis para o Estado do Rio de Janeiro, em circuito semiaberto, usando SIG. A EPE entende que esses estudos iniciais são etapa importante para subsidiar o planejamento de expansão do setor e orientar a definição de aspectos regulatórios, ainda inexistentes, relacionados aos benefícios sistêmicos advindos desse tipo de solução.

Em âmbito mundial, a alternativa de armazenamento de energia por meio das UHR vem mobilizando diversas instituições do setor elétrico e ambiental. Lançado em novembro de 2020 pela *International Hydropower Association* (IHA), o Fórum Internacional sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis tem envolvido diversas partes interessadas (incluindo governos, indústria, instituições financeiras, universidades e organizações não governamentais) com o objetivo de desenvolver orientações e recomendações sobre como essas usinas podem participar da transição energética para uma economia global com baixa emissão de carbono.

Tendo em vista as lacunas teóricas percebidas nas iniciativas de exploração do tema no campo acadêmico e a necessidade de definir diretrizes metodológicas para o setor elétrico brasileiro, e de forma mais abrangente que as praticadas atualmente no mundo, este trabalho apresenta uma proposta de um modelo para a identificação de locais potenciais para seleção de usinas hidrelétricas reversíveis.

Esta dissertação insere-se na linha de pesquisa de “Infraestrutura e Sustentabilidade” do Mestrado Profissional em Engenharia Urbana e Ambiental do Programa de Pós-Graduação da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Está também relacionada como uma das atividades de capacitação profissional do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em execução pela PSR - Soluções e Consultoria em Energia Ltda., para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tendo como patrocinadoras as subsidiárias brasileiras da EDF, da ELERA e da CTG, além da LIGHT. O projeto, inscrito sob o número PD-00678-0120/2020, tem como título “Proposição de metodologia para seleção de locais para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis” (PSR, 2020).

1.1. Definição do problema de pesquisa

Considerando que o armazenamento de energia, além de outros benefícios, pode oferecer equilíbrio à carga do sistema na matriz energética brasileira, que vem se diversificando com a expansão das fontes renováveis intermitentes, e que as usinas hidrelétricas reversíveis representam a alternativa tecnológica mais madura dentro desse contexto, definiu-se a seguinte questão principal a ser respondida ao longo da pesquisa:

“de que forma aspectos fisiográficos, energéticos, econômicos e socioambientais devem ser considerados na proposição de um modelo para a seleção de locais para a implantação de projetos de usinas hidrelétricas reversíveis?”.

1.2. Objetivos: geral e específicos

A fim de contribuir para as tomadas de decisão no planejamento energético brasileiro diante da crescente participação das fontes renováveis intermitentes em

sua matriz, o objetivo geral da dissertação é propor um modelo para a seleção de locais propícios à implantação de usinas hidrelétricas reversíveis, com o auxílio de ferramentas do Sistema de Informações Geográficas e de formulações matemáticas que levem em conta, não apenas, critérios fisiográficos, energéticos e econômicos, mas também socioambientais.

Em termos específicos, os objetivos incluem as seguintes atividades:

- Analisar as metodologias existentes, detalhando as suas lacunas teóricas;
- Identificar arranjos, topologias e ciclos operacionais mais comuns, com enfoque nas características e nas necessidades do território brasileiro;
- Selecionar parâmetros associados aos aspectos fisiográficos, energéticos, econômicos e socioambientais;
- Definir premissas e critérios para formulações matemáticas que utilizem os parâmetros selecionados;
- Avaliar alternativas de utilização combinada de ferramentas de SIG com as formulações matemáticas definidas no modelo a ser proposto;
- Selecionar uma área para demonstração da aplicabilidade do modelo, com base na proximidade de locais com reservatório existente ou com potencial energético eólico ou solar reconhecido no território nacional;
- Aplicar o modelo proposto na área selecionada;
- Elaborar uma análise crítica dos resultados da aplicação do modelo proposto, a fim de avaliar as limitações do modelo proposto e sua aplicabilidade em outras regiões;
- Fazer recomendações gerais a partir dos resultados obtidos com a aplicação do modelo proposto.

1.3. Metodologia

Segundo a taxonomia proposta por Vergara (2002), os tipos de pesquisa podem ser classificados segundo dois critérios distintos: quanto aos meios de investigação e quanto aos seus fins.

A primeira forma de classificação distingue diversas formas de pesquisa, incluindo a de campo, a de laboratório, a documental, a bibliográfica, a experimental, dentre outras. Quanto aos meios de investigação, inicialmente, a

presente pesquisa é bibliográfica e documental, à medida que não se restringe a publicações acadêmicas, buscando analisar também relatórios técnicos sobre os temas em questão. Por fim, recorre a uma demonstração de aplicabilidade do modelo proposto seguida por uma análise de seus resultados, tornando-se experimental.

O segundo critério permite classificar a pesquisa em exploratória, descritiva, explicativa, metodológica, aplicada e intervencionista. Quanto aos fins, em sua primeira fase, a pesquisa desenvolvida para esta dissertação pode ser definida como exploratória e metodológica, porque aborda áreas de pouco conhecimento sistematizado, mas procura identificar procedimentos utilizados nos estudos existentes. Em um segundo momento, é descritiva, porque lida com temas conhecidos para resolver o problema proposto. E, ao final, torna-se aplicada, já que se propõe a solucionar um caso real a partir da utilização um modelo concebido ao longo do projeto.

A Figura 1.1 apresenta o desenho da pesquisa, destacando-se seus componentes e métodos com base na classificação acima, compreendendo três fases principais: (i) bibliográfica e documental, que se subdivide em uma etapa exploratória e metodológica, seguida por outra essencialmente descritiva; (ii) experimental e aplicada, em que o modelo sugerido é avaliado em uma aplicação específica; e (iii) conclusiva.

O desenho de pesquisa a seguir relaciona também cada uma das três fases aos objetivos enunciados na seção 1.2 deste capítulo, organizados em blocos, e cuja sequência é indicada por setas.

Por sua vez, o fluxograma apresentado na Figura 1.2 apresenta uma visão geral dos resultados das diversas fases de pesquisa, organizados de forma esquemática e relacionados aos objetivos estabelecidos na seção anterior.

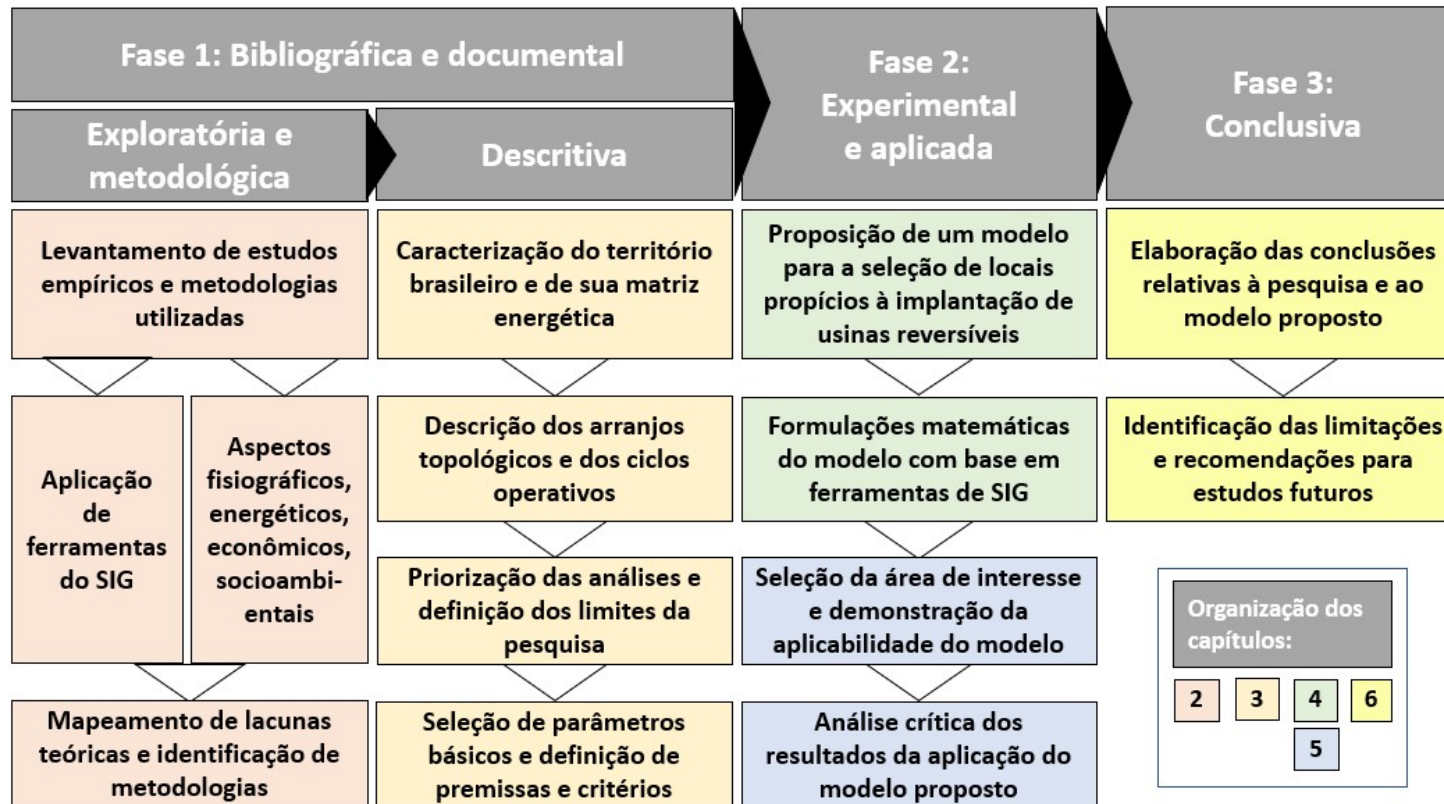


Figura 1.1: Desenho da pesquisa, seus componentes e métodos
 Fonte: Autoria própria.

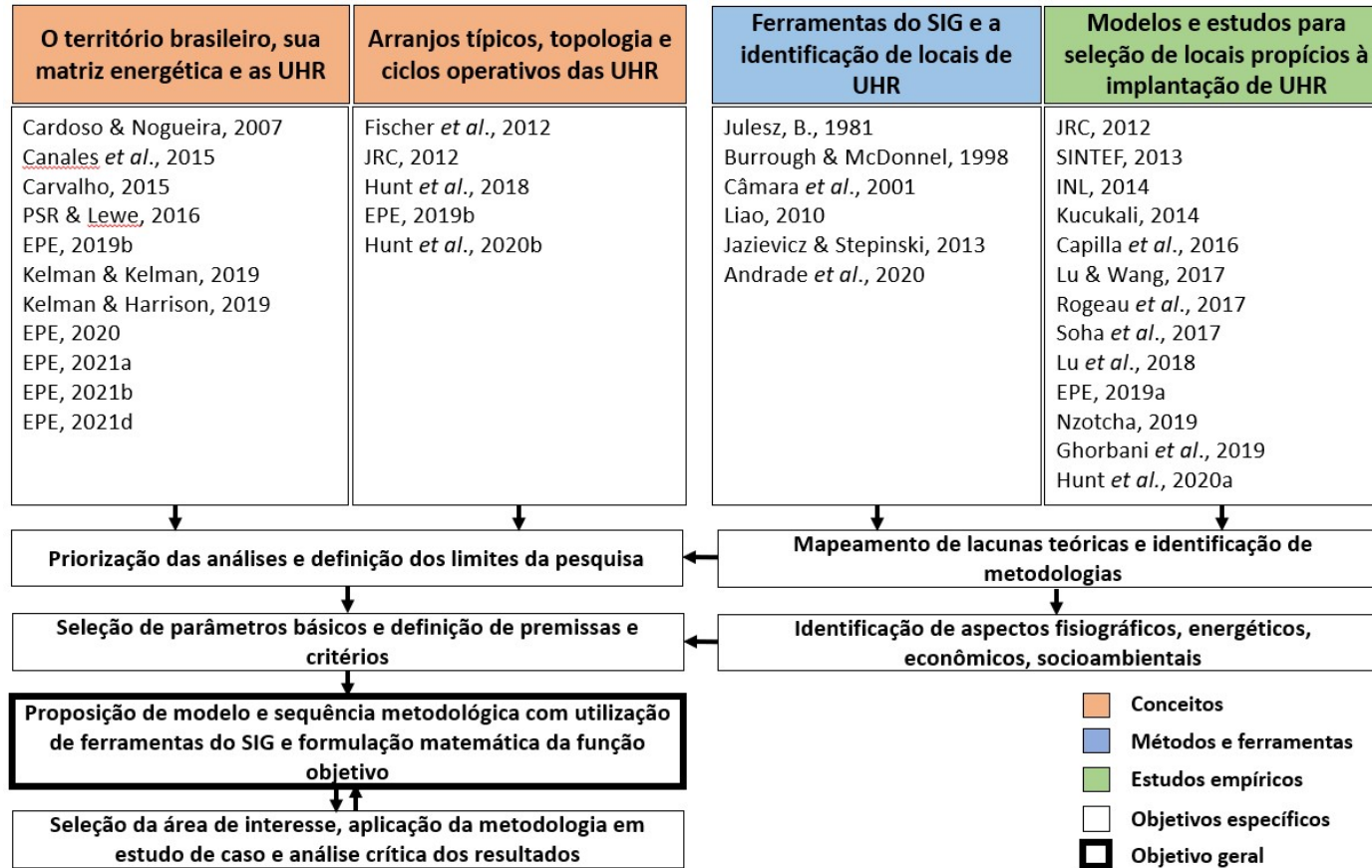


Figura 1.2: Mapa conceitual de pesquisa
 Fonte: Autoria própria.

1.3.1. Fase bibliográfica e documental

A etapa exploratória e descritiva da fase de pesquisa bibliográfica e documental, teve como objetivo levantar trabalhos conceituais e documentos de referência para identificação das metodologias existentes, levando em conta não só os aspectos básicos nelas consideradas para a busca de locais para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis, como também as ferramentas do SIG então utilizadas. Em seguida, foram mapeadas as lacunas teóricas dos estudos acadêmicos existentes sobre o tema e das iniciativas de órgãos do governo brasileiro no planejamento do setor elétrico. A etapa descritiva desta primeira fase teve enfoque na descrição das topologias consagradas para arranjo de usinas hidrelétricas reversíveis, os ciclos operacionais dos reservatórios existentes e aqueles considerados nos estudos analisados na etapa anterior. As pesquisas levadas a cabo ao longo desta fase culminaram na definição dos limites desta dissertação e no estabelecimento de premissas e critérios para parâmetros selecionados considerando aspectos fisiográficos, energéticos, econômicos e socioambientais da implantação das usinas.

1.3.2. Fase experimental e aplicada

Com base nos resultados da fase bibliográfica e documental, na segunda fase de pesquisa, de caráter experimental e aplicada, foi concebido um modelo para seleção de locais adequados à implantação de usinas hidrelétricas reversíveis. Em seguida, foi definida uma sequência metodológica para utilização de ferramentas SIGs com funções de custo definidas a partir das formulações matemáticas associadas aos parâmetros escolhidos na fase anterior. A seleção criteriosa de uma área de interesse no território brasileiro permitiu o desenvolvimento de uma demonstração de aplicabilidade do modelo proposto para subsidiar a fase conclusiva da pesquisa.

1.3.3. Fase conclusiva

A fase final da pesquisa teve como referência principal os resultados obtidos na aplicação do modelo proposto, suficientes para a elaboração de conclusões específicas, relacionadas a cada um dos objetivos enunciados na seção 1.2, e gerais. Durante a fase conclusiva, posteriormente a uma análise das limitações da pesquisa, um conjunto de recomendações aos diversos atores interessados na aplicação do modelo foi preparado, visando contribuir com o seu aprofundamento ou com sua complementação.

1.4. Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se estruturada em seis capítulos, que incluem esta introdução.

O capítulo 2 detalha a pesquisa realizada sobre as iniciativas metodológicas relativas à identificação dos locais potenciais para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis no mundo, abordando dois tópicos principais: (i) a utilização de ferramentas do SIG; e (ii) os aspectos fisiográficos, energéticos, econômicos e socioambientais considerados. Apresenta também uma análise das principais lacunas teóricas e as alternativas existentes para superá-las.

No capítulo 3, são definidos os arranjos topológicos das UHR que são reconhecidos nos diversos estudos existentes na literatura e os diversos períodos sazonais associados aos ciclos operacionais para os quais podem ser dimensionadas. A partir da caracterização geográfica do território brasileiro e de sua matriz energética, busca-se estabelecer as topologias e os ciclos operacionais prioritários para que as usinas hidrelétricas reversíveis sejam implantadas no país. Por fim, são selecionados os parâmetros associados aos aspectos supramencionados a serem considerados, definindo premissas e critérios das formulações matemáticas a serem aplicadas em combinação com as ferramentas alternativas de SIG identificadas na pesquisa.

No capítulo 4, propõe-se um modelo para a seleção de locais propícios à implantação de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil considerando uma sequência metodológica que envolve duas etapas principais de busca por potenciais.

A primeira abrange em um território mais amplo para realizar uma triagem de áreas prioritárias; e a segunda, a partir das áreas identificadas na primeira etapa, determina contornos mais detalhados dos reservatórios. Ao final, são definidas formulações que comporão a função de custo para a seleção dos locais potenciais em cada etapa.

No capítulo 5, uma região do território brasileiro é escolhida para a demonstração de aplicabilidade do modelo. Essa opção leva em conta não só a proximidade de reservatórios existentes, como também o potencial energético reconhecido para fontes renováveis intermitentes (eólica ou solar). Em seguida, o modelo proposto no capítulo anterior é aplicado à área escolhida, com os resultados da aplicação do modelo apresentados e submetidos a uma análise crítica.

O capítulo 6 apresenta as conclusões gerais do estudo, demonstrando a aplicabilidade do modelo para a seleção de locais propícios à implantação de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil. Da mesma forma, comprova sua contribuição no desenvolvimento de alternativas para utilização de ferramentas de SIG na busca de potenciais e na inclusão de fatores fundamentais à caracterização das usinas para sua implantação nas formulações matemáticas propostas. Além disso, recomendações para estudos futuros são sugeridas para todos os interessados no modelo concebido.

2. Levantamento de estudos empíricos e metodologias utilizadas

A maior parte dos trabalhos publicados, especialmente na Europa, que apresenta iniciativas metodológicas para identificação de locais para instalação de usinas hidrelétricas reversíveis, baseia-se nas diretrizes de um *workshop* organizado pelo *Institute for Energy and Transport* (IET) do *Joint Research Center* (JRC). As discussões realizadas durante o *workshop* foram consolidadas em um relatório técnico (JRC, 2012), que propõe critérios gerais para a identificação de potenciais a partir do uso de ferramentas baseadas em SIG. Esse documento define também uma série de parâmetros para análise comparativa de alternativas (ver seção 3.3), além de seus valores de referência (máximos ou mínimos, dependendo da característica de cada variável), levando em conta diversas escalas de projeto.

O relatório supracitado é considerado como ponto de partida desta dissertação já que é o primeiro documento que procura estabelecer, em escala global, diretrizes para a sistematização de metodologias específicas para busca de locais de usinas hidrelétricas reversíveis após um crescimento significativo da entrada de fontes renováveis intermitentes na matriz energética mundial. O gráfico da Figura 2.1 apresenta como esse crescimento se deu a partir do início da primeira década do século XXI de forma exponencial, num primeiro momento, com a fonte eólica e, nos últimos anos desse período, com a alternativa solar.

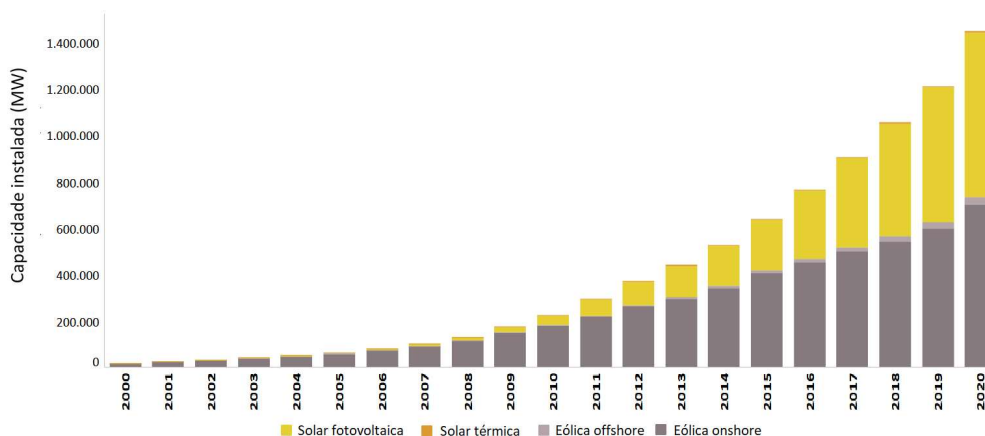


Figura 2.1: Expansão mundial da capacidade instalada eólica e solar

Fonte: Adaptado de IRENA (2020)

De fato, os artigos acadêmicos produzidos pelos centros de pesquisa europeus utilizam metodologias equivalentes e sugerem adaptações para os valores de referência recomendados pelo JRC (2012), de acordo com as características da região escolhida para os estudos de caso realizados e a escala de avaliação em termos espaciais (local, regional, nacional ou sistema integrado). As peculiaridades de cada estudo de caso limitam a aplicação das metodologias a certas topologias de arranjo do sistema de armazenamento e a um determinado porte de usina e, muitas vezes diretamente associado às dimensões do reservatório superior e, portanto, a um ciclo operacional específico.

Na seção 2.1, são examinados os aspectos fisiográficos, energéticos, econômicos e socioambientais observados não só nas diretrizes citadas, como também em outros documentos elaborados por órgãos americanos (INL, 2014) e brasileiros (EPE, 2019a). Na seção 2.2 são relacionadas as ferramentas utilizadas nas propostas metodológicas, com enfoque naquelas que recorrem ao SIG. A seção 2.3 descreve essas metodologias. Por fim, a última seção deste capítulo destaca as lacunas teóricas percebidas ao longo da pesquisa.

2.1. Aspectos fisiográficos, energéticos, econômicos e socioambientais

Na análise de alternativas praticada nos estudos de inventário de usinas hidrelétricas convencionais, o benefício energético resultante do desenvolvimento do potencial hidrelétrico é comparado aos seus custos de implantação e com os impactos socioambientais negativos causados pela sua realização (CEPEL, 2007). Como as obras de engenharia das usinas hidrelétricas reversíveis têm componentes equivalentes aos das convencionais (reservatórios formados por barramentos e circuitos adução para produção de energia por meio de equipamentos eletromecânicos), o mesmo raciocínio pode ser aplicado a elas.

As variáveis que definem as características energéticas e econômicas das UHR são diretamente influenciadas pelos padrões topográficos e geológicos das possíveis áreas de interesse. A queda bruta (H) das usinas é determinada pelas diferenças de elevação entre os reservatórios, enquanto o volume disponível (V) é definido pela conformação natural do terreno e o seu fechamento artificial por

barragens. A potência instalada (P), por sua vez, é função dessas duas variáveis. A Figura 2.2 apresenta um esquema simplificado de uma usina com a indicação desses parâmetros que serão detalhados na seção 3.3.

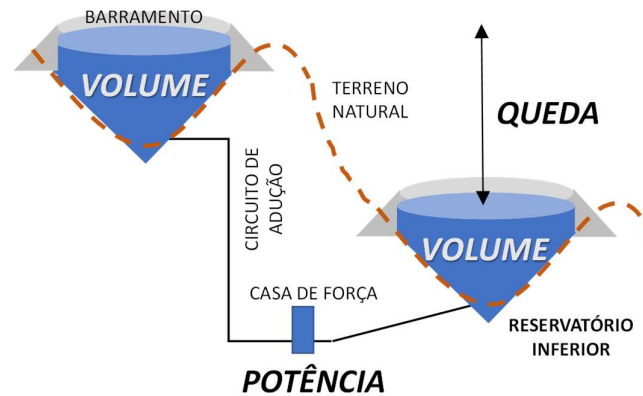


Figura 2.2: Representação esquemática de uma UHR com suas variáveis principais
Fonte: Elaboração própria

Os impactos ambientais provocados pelas obras de engenharia costumam ser decisivos nas tomadas de decisão da fase de planejamento do setor elétrico, podendo inclusive inviabilizar alguns locais, na medida em que sejam interpretados como uma restrição definitiva contra a construção de usinas hidrelétricas convencionais ou reversíveis em determinadas áreas.

Para a avaliação comparativa de locais para implantações de UHR, os especialistas participantes do *workshop* mencionado recomendam um sistema de classificação ou de filtros que levem em consideração critérios ambientais, fisiográficos, econômicos e socioambientais (JRC, 2012). Ressaltam, porém, que a maioria dos critérios não devem ser restritivos, exceto em casos de interferência com certas áreas de preservação ambiental e centros urbanos.

Se, por um lado, as características topográficas são levadas em conta de forma objetiva por todos os estudos, tendo os seus principais parâmetros quantificados; por outro, as características geológicas fazem parte da metodologia de apenas três estudos, de forma exclusivamente qualitativa, ou como parte de análises multicritério (CAPILLA *et al.*, 2016; KUCUKALI, 2014) ou pelo ranqueamento baseado em classificação de risco sísmico (GHORBANI *et al.*, 2019).

Os aspectos energéticos estão diretamente relacionados ao dimensionamento das usinas na definição da potência a ser instalada, sendo quantificados, portanto, em quase todas as metodologias. Em alguns casos (CAPILLA *et al.*, 2016; LU *et*

al., 2018), esses aspectos são representados de forma indireta por variáveis físicas utilizadas no cálculo energético (conforme mencionado anteriormente, considerando a diferença de elevações e os volumes dos reservatórios).

A partir da verificação dos estudos compilados notou-se, entretanto, que análises econômicas não são realizadas. Até mesmo os custos de implantação das usinas são ignorados pela maioria dos trabalhos, embora sejam considerados de forma indireta, a partir de medição de algumas características físicas (alturas de queda e extensões dos componentes do sistema) e energéticas (potência das usinas e capacidade de armazenamento dos reservatórios). O estudo mais recente analisado é a exceção (HUNT *et al.*, 2020a), apresentando soluções para o cálculo dos custos diretos de implantação a serem utilizados na comparação e seleção dos locais.

Em geral, as questões socioambientais se restringem aos critérios de exclusão (áreas proibidas), sem uma análise comparativa mais ampla entre as alternativas. No caso do estudo preliminar de inventário realizado no Estado do Rio de Janeiro (EPE, 2019a), avaliações mais detalhadas são realizadas em uma etapa posterior de detalhamento para exclusão de locais pré-selecionados. Em três artigos específicos esses aspectos são tratados de forma diferente: os dois primeiros apresentam um critério qualitativo para análise multicritério (KUCUKALI, 2014; NZOTCHA *et al.*, 2019); o terceiro se limita a incluir o custo da terra inundada pelo reservatório como elemento quantitativo (HUNT *et al.*, 2020a). Apenas um estudo não aplica critérios de ordem socioambiental (LU & WANG, 2017).

O Quadro 2.1 consolida um resumo da análise do tratamento dado a esses aspectos nos estudos selecionados após pesquisa detalhada, todos com data posterior ao citado *workshop*. Nesse quadro, elaborado pelo autor desta dissertação, a caracterização fisiográfica é subdividida em topográfica e geológica.

Quadro 2.1 – Tratamento de aspectos topográficos (TP), geológicos (GE), energéticos (EN), econômicos (EC) e socioambientais (SA) em estudos existentes

Citação	Critérios				
	TP	GE	EN	EC	SA
SINTEF, 2013	Quantitativos	Inexistentes	Quantitativos	Indiretos	De exclusão
INL, 2014	Quantitativos	Inexistentes	Quantitativos	Indiretos	De exclusão
Kucukali, 2014	Quantitativos	Qualitativos	Quantitativos	Indiretos	Qualitativos
Gimeno-Gutiérrez & Lacal-Aránzategui, 2015	Quantitativos	Inexistentes	Quantitativos	Indiretos	De exclusão
Capilla <i>et al.</i> , 2016	Quantitativos	Qualitativos	Indiretos	Indiretos	De exclusão
Lu & Wang, 2017	Quantitativos	Inexistentes	Quantitativos	Indiretos	Inexistentes

Citação	Critérios				
	TP	GE	EN	EC	SA
Rogean <i>et al.</i> , 2017	Quantitativos	Inexistentes	Quantitativos	Indiretos	De exclusão
Soha <i>et al.</i> , 2017	Quantitativos	Inexistentes	Quantitativos	Indiretos	De exclusão
Lu <i>et al.</i> , 2018	Quantitativos	Inexistentes	Indiretos	Indiretos	De exclusão
Ghorbani <i>et al.</i> , 2019	Quantitativos	Qualitativos	Quantitativos	Indiretos	De exclusão
EPE, 2019a	Quantitativos	Inexistentes	Quantitativos	Indiretos	De exclusão
Nzotcha <i>et al.</i> , 2019	Quantitativos	Qualitativos	Indiretos	Indiretos	Qualitativos
Hunt <i>et al.</i> , 2020a	Quantitativos	Inexistentes	Quantitativos	Quantitativos	Quantitativos

2.2.

Aplicação de ferramentas do Sistema de Informação Geográfica no dimensionamento de uma UHR

Uma das situações mais comuns nos Sistemas de Informação Geográfica (SIG)⁷ é classificar o espaço em áreas mais ou menos adequadas considerando um determinado objetivo (CÂMARA *et al.*, 2001). Dada a importância dos aspectos topográficos, geológicos e da avaliação ambiental, destacada na seção anterior, a utilização de ferramentas do SIG se torna relevante não só na identificação de locais mais adequados para implantação das usinas hidrelétricas reversíveis como dos impactos e potenciais conflitos resultantes.

O documento elaborado pelo JRC (2012) reforça essas ideias ao relacionar duas perguntas à necessidade de utilização do SIG: “onde construir usinas hidrelétricas reversíveis?” e “onde as usinas hidrelétricas reversíveis são necessárias?”.

Ainda segundo esse relatório, o SIG também tem sido usado na valoração de dados relacionados às características mais relevantes no dimensionamento de uma UHR, como a diferença entre as elevações dos dois reservatórios de um sistema e sua capacidade de armazenamento de água. Uma avaliação mais aprofundada dos parâmetros mais importantes para identificação de potenciais é levada a cabo na seção 3.3.

O relatório do JRC aponta a dificuldade de integração dos critérios de peso para implantação de análises multicritério associada a mapas, sobretudo em função das particularidades legais e regulatórias de cada região. Analisa não só as fontes

⁷ SIG pode ser definido como um sistema automatizado para coletar, armazenar, recuperar, transformar e exibir dados espaciais do mundo real com um objetivo definido (BURROUGH & MCDONALD, 1998).

de informações básicas disponíveis, sobretudo para obtenção de Modelos Digitais de Elevação (MDE), sem descartar dados hidrológicos, geológicos e socioambientais, como também a utilização de ferramentas externas ao ambiente SIG para automatização de tarefas complementares como a estimativa de custos.

A questão relacionada à obtenção dos dados básicos, aliás, é amplamente debatida nos artigos e documentos pesquisados. Afinal, o sucesso com as ferramentas do SIG não depende somente da tecnologia utilizada, mas também da adequação dos modelos conceituais e da qualidade dos dados disponíveis. Aliás, não há motivo pelo qual as informações sobre a qualidade não possam estar sempre associadas aos dados (BURROUGH & MCDONALD, 1998).

A pesquisa realizada comprova que as ferramentas do SIG se mostram fundamentais na maioria das propostas metodológicas para o dimensionamento de uma UHR, já que facilitam a busca sistemática de locais para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis a partir de variáveis que podem ser quantificadas. Com esse objetivo, por exemplo, a EPE (2019a) desenvolveu ferramentas no ambiente avançado do ArcGIS⁸ chamadas GeoUHR I e II⁹.

A exceção é o estudo apresentado por Kucukali (2014), que utiliza exclusivamente uma análise multicritério baseada na média aritmética de 6 fatores pré-definidos, associados a alguns dos aspectos discutidos na seção anterior, como geologia e impactos ambientais.

Métodos Multicritério de Apoio à Decisão (MCR), de forma geral, são utilizadas como método auxiliar para incluir comparações de ordem mais subjetiva, a partir de um sistema de métricas e pesos, facilitando a inclusão de temas mais difíceis de ser quantificados como aspectos geotécnicos relacionados a permeabilidade do solo e risco sísmico (CAPILLA *et al.*, 2016; NZOTCHA *et al.*, 2019), ambos utilizando o Processo Analítico Hierárquico (SAATY, 1991). Essas análises servem também para promover o ranqueamento dos locais identificados (GHORBANI *et al.*, 2019).

⁸ ArcGIS é uma linha de softwares desenvolvido e mantido pela Esri que fornece serviços de sistema de informação geográfica (ESRI, 2004).

⁹ GeoUHR I e GeoUHR II são ferramentas capazes de identificar e mapear os locais topograficamente favoráveis à implantação de UHR, de forma automática. A GeoUHR I identifica locais para usinas de circuito aberto e semiaberto (EPE, 2020a), enquanto a GeoUHR II, usinas de circuito fechado (EPE, 2020b).

Rotinas de programação, especialmente em linguagem Python, são aplicadas em alguns estudos para dar agilidade às buscas nos modelos baseados em SIG (SINTEF, 2013; GHORBANI *et al.*, 2019). No caso dos estudos realizados por Lu *et al.* (2018), foi desenvolvido um programa chamado STORES, também escrito em Python, para otimização da seleção de locais. Segundo SINTEF (2013), o uso dessa linguagem se justifica por ser gratuita, multiplataforma e de código aberto, além de ser poderosa e fácil de aprender.

O Quadro 2.2 apresenta um resumo dos métodos utilizados nas publicações analisadas nesta dissertação.

Quadro 2.2 – Métodos utilizados pelas metodologias propostas nos documentos analisados

Citação	Métodos
SINTEF, 2013	SIG
INL, 2014	SIG
Kucukali, 2014	MCR (Fuzzy)
Gimeno-Gutiérrez & Lacal-Aránegui, 2015	SIG
Capilla <i>et al.</i> , 2016	MCR (AHP) e SIG
Lu & Wang, 2017	SIG
Rogeanu <i>et al.</i> , 2017	SIG
Soha <i>et al.</i> , 2017	SIG
Lu <i>et al.</i> , 2018	SIG
Ghorbani <i>et al.</i> , 2019	MCR (TOPSIS) e SIG
EPE, 2019a	SIG
Nzotcha <i>et al.</i> , 2019	MCR (AHP)
Hunt <i>et al.</i> , 2020a	SIG

2.3.

Descrição das principais metodologias propostas

A maior parte dos estudos realizados têm como ponto de partida as diretrizes do relatório do JRC (2012) e, em função disso, acabam estabelecendo uma abordagem metodológica similar. De modo geral, seguem um fluxo de atividades, que envolve o uso das ferramentas relacionadas na seção anterior e que apresenta as seguintes etapas em comum:

- identificar reservatórios existentes ou locais cuja topografia favoreça a sua implantação;
- selecionar pares de reservatórios que estejam mais próximos entre si;
- eliminar alternativas redundantes;
- sobrepor camadas de informação geográficas às alternativas restantes, às vezes associadas a análises multicritério, para priorizá-las ou excluí-las;

- selecionar locais a partir de ferramentas de otimização para definição das melhores interconexões, exclusão das redundâncias e ordenação das alternativas;
- definir o potencial disponível, segundo suas características físicas, energéticas e, em alguns casos, econômicas.

A SINTEF (2013), por sua vez, propôs um modelo para identificar usinas hidrelétricas reversíveis na Noruega, utilizando uma combinação de recursos do SIG e linguagem Python. Esse estudo detalha, com vantagens em relação a outros, uma metodologia dividida em 3 etapas principais: análise topográfica, cálculo dos métodos de seleção e escolha dos locais. A primeira etapa tem como objetivos calcular a menor distância entre dois reservatórios existentes, aplicar algumas restrições geográficas no alinhamento definido, por exemplo, descartando aqueles que cruzam vales e fiordes, e identificar os reservatórios de usinas hidrelétricas convencionais. A segunda etapa sobrepõe aos alinhamentos selecionados camadas de informação sobre as redes de infraestrutura viária e elétrica, além das áreas de proteção ambiental. As alternativas que impactam essas áreas são eliminadas, enquanto aquelas mais próximas à infraestrutura existente são priorizadas. Na última etapa, para a escolha dos locais, são definidos três modos de triagem, cada um deles orientado por um parâmetro diferente, que pode ser aplicado conforme o interesse do usuário do modelo: a produção de energia, em MW; a duração do armazenamento, em dias; e a taxa de variação do nível da água no reservatório, em m/hora.

O estudo realizado para identificação de pequenas usinas hidrelétricas reversíveis na França (ROGEAU *et al.*, 2017) traz uma contribuição ao procedimento geral verificado em outros casos. Conforme mostrado na Figura 2.3, que mostra um fluxograma conciso, porém representativo das diversas metodologias, o modelo então proposto acrescenta uma análise de sensibilidade com o objetivo de identificar os fatores que mais influenciam na seleção de locais em cada tipo de arranjo estudado.

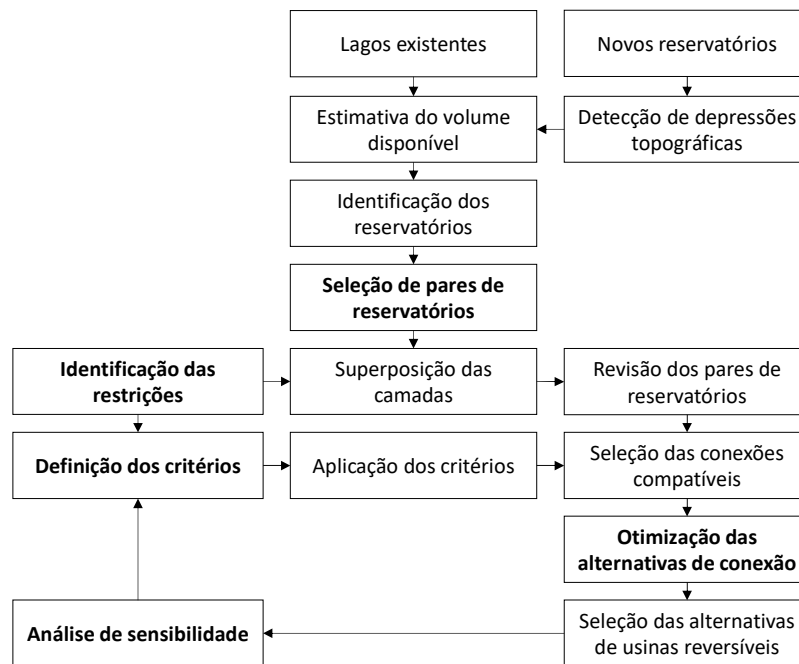


Figura 2.3: Exemplo de fluxograma típico das metodologias desenvolvidas
 Fonte: Adaptado de Rogeau *et al.* (2017)

Recentemente, um grupo de pesquisadores (HUNT *et al.*, 2020a) desenvolveu uma metodologia para estimar o potencial global de usinas hidrelétricas reversíveis que não segue o padrão dos demais estudos, mas tem algumas particularidades interessantes. A triagem se inicia com a busca por rios caudalosos, distando no máximo 30 km de um reservatório existente. Em seguida, verifica-se a possibilidade de construção de uma barragem ao redor dessa área a partir de um ponto de análise, testando-se as quatro orientações cardiais. Neste ponto, o modelo considera cinco alturas para o barramento (de 50m a 250m, em intervalos de 50m), antes de retirar projetos com alternativas concorrentes. Identificando o lado a ser inundado pela barragem, o modelo cria o reservatório e calcula seu volume, sempre limitado a 11% da vazão anual do rio para reduzir o impacto sobre o escoamento. Em seguida, ele compara o volume do reservatório delimitado com a água disponível para armazenamento. Finalmente, estima os custos dos principais componentes do arranjo de engenharia (barragem, túnel, turbina, gerador, escavação e terreno) para posterior comparação entre os locais em função de seus potenciais para armazenamento e produção de energia.

2.4. Lacunas teóricas das metodologias existentes

A partir da análise dos resultados consolidados no Quadro 2.1 apresentado na seção 2.1, verifica-se que certos aspectos carecem de um tratamento mais profundo na avaliação técnica, econômica e ambiental que envolve a seleção de locais para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis.

De maneira geral, percebe-se que as características topográficas das alternativas locacionais são quantificadas, mas as geológicas são apenas consideradas de forma qualitativa em métodos de análise multicritério, o que poderia ser resolvido com auxílio de ferramentas do sistema de informações geográficas associadas a custos. As questões ambientais são utilizadas apenas para eliminação de alternativas em função do impacto direto da construção das usinas em áreas de preservação. As características energéticas são quase sempre quantificadas, mas a partir de análises grosseiras dos volumes de armazenamento. Em geral, os custos de implantação são apenas levados em conta de forma indireta.

O conhecimento das características geológico-geotécnicas é determinante para a concepção das soluções de engenharia e, por conseguinte, dos custos de construção associados (LU *et al.*, 2018). As condições de estanqueidade dos reservatórios e de fundação das estruturas civis, o tipo de revestimento dos túneis e a disponibilidade de materiais naturais de construção são informações essenciais para a avaliação da viabilidade e comparação de alternativas. Por esses motivos, uma proposta metodológica não deve ignorar os aspectos geológicos e, se possível, deve quantificá-los. A identificação e classificação de formações geológicas por meio de ferramentas do SIG, relacionadas a pesos que reflitam os custos associados, podem contribuir para uma avaliação mais completa das alternativas.

Um sistema de avaliação de impactos e de sensibilidade socioambiental, que possa ser alterado tanto do ponto de vista das bases de informação quanto dos algoritmos e ponderações utilizados, oferece melhores condições para a tomada de decisão a partir da confecção de mapas temáticos e composição de custos (EPE, 2019a). A definição de métricas socioambientais específicas que possam ser utilizadas na comparação de alternativas e, em alguns casos, traduzidas em custos, facilitam as análises. Por isso, os critérios socioambientais devem ser aplicados de forma mais ampla, considerando-se uma análise multidisciplinar de variáveis e não

se restringindo apenas à exclusão de áreas de proteção, nem se limitando a análises qualitativas.

A viabilidade de implantação de usinas hidrelétricas reversíveis depende da introdução de alterações no arcabouço regulatório atual que levem em conta a remuneração de atributos específicos dos sistemas de armazenamento que trazem benefícios ao sistema elétrico (ver seção 3.1.4). Em todo caso, só é possível desenvolver análises econômicas comparativas dentro de uma metodologia de seleção de potenciais se as características energéticas básicas de cada alternativa estiverem bem definidas e possam ser associadas a custos. Conforme melhorias sugeridas por Rogeau *et al.* (2017), uma função de custo ajudaria a eliminar as alternativas mais fracas e a identificar aquelas economicamente mais viáveis, independentemente do seu tipo de arranjo.

3. Identificação dos parâmetros mais relevantes para a localização de usinas hidrelétricas reversíveis

Na falta de tecnologia para armazenamento de baixo custo e em grandes quantidades de energia com a utilização de baterias ou em sistema de ar comprimido, os sistemas de bombeamento e acumulação hidráulica por meio de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) surgem como a alternativa mais empregada no mundo. Conforme ilustrado na Figura 3.1, as UHR representavam cerca de 96% da capacidade mundial de armazenamento de energia elétrica em meados de 2017, somando 176 GW potência instalada (IRENA, 2017).

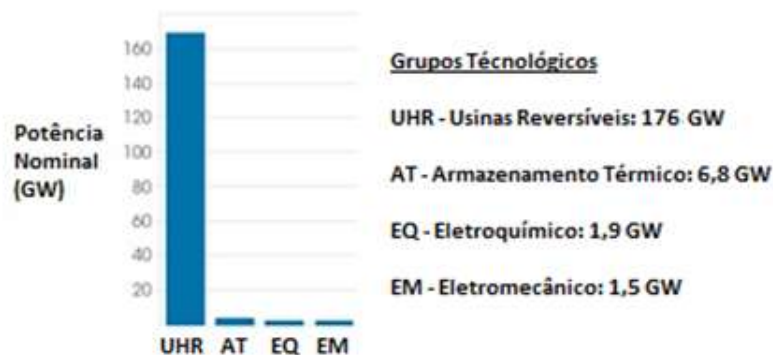


Figura 3.1: Capacidade mundial instalada de armazenamento de energia elétrica
Fonte: Adaptado de IRENA (2017)

A Figura 3.2, por sua vez, relaciona os valores típicos de potência e tempo de descarga a alguns tipos de tecnologias de armazenamento. As usinas hidrelétricas reversíveis podem apresentar valores bem superiores às demais tecnologias, o que indica sua adequação para a geração complementar de energia em sistemas elétricos de grande porte.

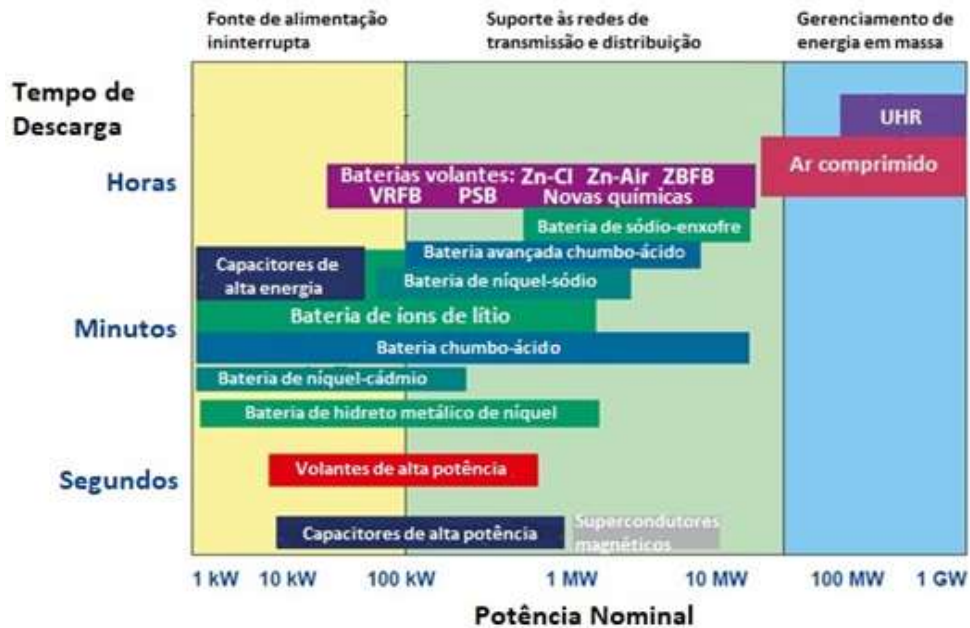


Figura 3.2: Comparação entre tecnologias de armazenamento
Fonte: Adaptado de SANDIA (2015)

Conforme o desenho esquemático apresentado na Figura 3.3, em uma primeira etapa, os sistemas reversíveis executam o bombeamento da água de um reservatório inferior para um reservatório superior, sempre nas horas de menor consumo, podendo utilizar nesta operação a energia proveniente de usinas intermitentes. Em um momento posterior, nos picos de demanda, a água armazenada no reservatório superior é liberada para movimentar as turbinas e gerar energia.

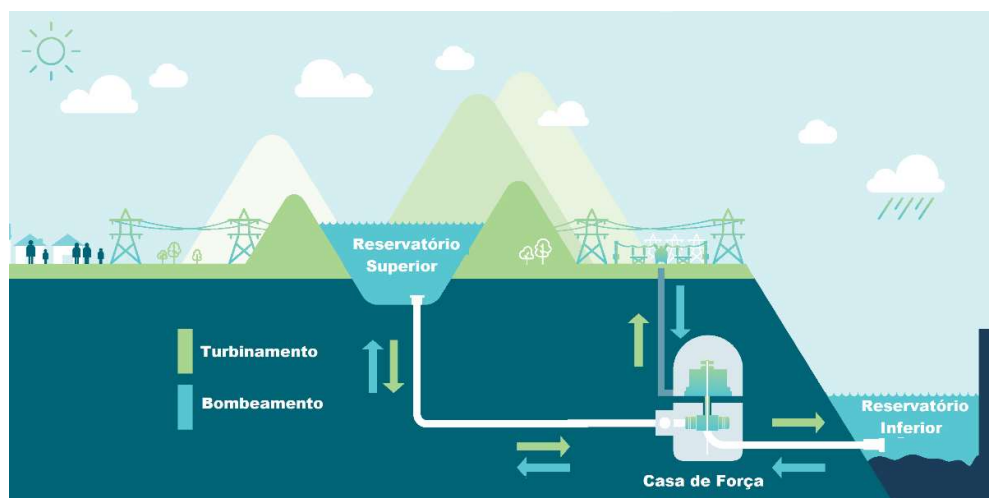


Figura 3.3: Representação esquemática do funcionamento de uma usina reversível
Fonte: Adaptado de Hydro Tasmania (2021)

A potência de uma UHR é definida em função da queda disponível, dada pela diferença entre os níveis d'água dos reservatórios do sistema, e a vazão, correspondente ao volume útil do reservatório superior dividido pelo período correspondente ao seu ciclo operacional (tempo de geração).

Além da capacidade de reserva para geração de energia quando há potencial lacuna entre oferta e demanda, as usinas hidrelétricas reversíveis fornecem uma série de serviços de rede. Um desses serviços é o controle de frequência para evitar blecautes quando há uma queda brusca na geração proporcionada por outras fontes; outro é fornecer aporte de energia para restaurar o sistema em caso de apagão. Além disso, as UHR podem também injetar eletricidade em vários pontos da rede para compensar as perdas de tensão e, assim, garantir a qualidade do fornecimento (GUITTET *et al.*, 2016).

O gráfico da Figura 3.4 mostra o desenvolvimento da implantação de usinas hidrelétricas reversíveis em algumas regiões do mundo, segundo a capacidade acumulada instalada ao longo dos anos. Na década de 1960 o seu crescimento foi impulsionado para atender a demanda de ponta em países em que foram instaladas usinas nucleares. Mais recentemente, a partir de meados da década de 2000, após um período de estagnação, as reversíveis voltam a ficar em evidência em função da entrada das fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica mundial.

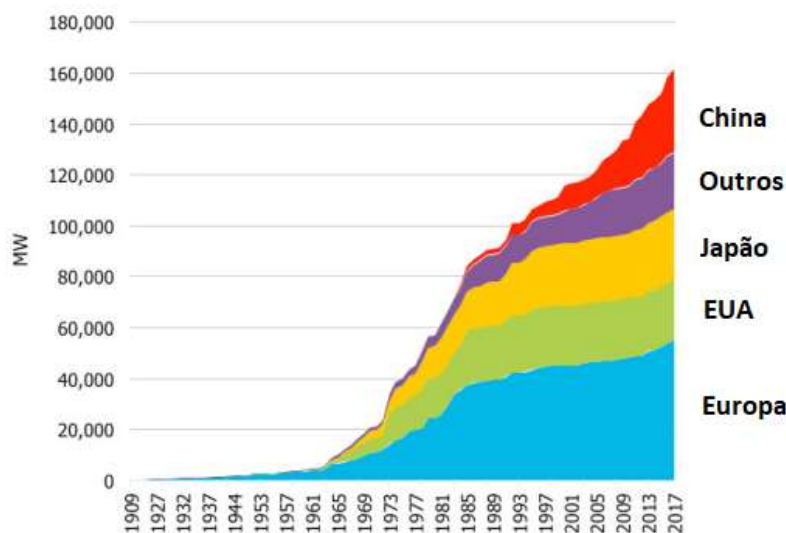


Figura 3.4: Evolução da capacidade mundial instalada de usinas hidrelétricas reversíveis por país
Fonte: Adaptado de IHA (2018)

Adiante, na seção 3.1 caracteriza-se a matriz energética diante das vocações do território brasileiro. na seção 3.2, por sua vez, são descritos os arranjos típicos

de usinas hidrelétricas reversíveis segundo classificações utilizadas na literatura. Os parâmetros, critérios e premissas para seleção de locais para implantação de diversos tipos de UHR, identificados nos estudos analisados no capítulo 2, são consolidados na seção 3.3. Ao final, na seção 3.4, as características das usinas hidrelétricas reversíveis já estudadas no Brasil são definidas a partir das classificações supracitadas e da identificação das premissas, parâmetros e critérios então adotados.

3.1. O território brasileiro e sua matriz energética

Com o objetivo de caracterizar a matriz energética brasileira a partir das vocações do seu território, a seção 3.1.1 oferece um panorama da matriz elétrica nacional, contextualizando-a no cenário mundial. Em seguida, na seção 3.1.2, discute-se as consequências da entrada das fontes renováveis na matriz e, na seção 3.1.3, o tratamento dado às usinas hidrelétricas reversíveis no planejamento do setor elétrico brasileiro ao longo dos anos. Por fim, questões relacionadas à falta de um arcabouço regulatório específico para a viabilização das usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil são tratadas na seção 3.1.4.

3.1.1. Panorama da matriz elétrica mundial e brasileira

A partir da década de 1970, o crescimento populacional e a expansão da economia impulsionaram a demanda energética mundial. A princípio, o atendimento a essa demanda foi orientado para o aproveitamento de fontes primárias de combustíveis fósseis, gerando impactos ambientais relevantes, sobretudo devido ao aumento da emissão de gases de efeito estufa pelas usinas termelétricas (CARDOSO, 2015).

Desde então, o encarecimento dos combustíveis fósseis e a crescente preocupação com as mudanças climáticas vêm levando à priorização mundial das fontes renováveis (CANALES *et al.*, 2015) e alterando, ainda que de forma tímida, os percentuais de consumo das diversas fontes de energia para geração de energia elétrica. A Figura 3.5 apresenta a evolução da matriz elétrica mundial entre os anos de 1990 e 2018.

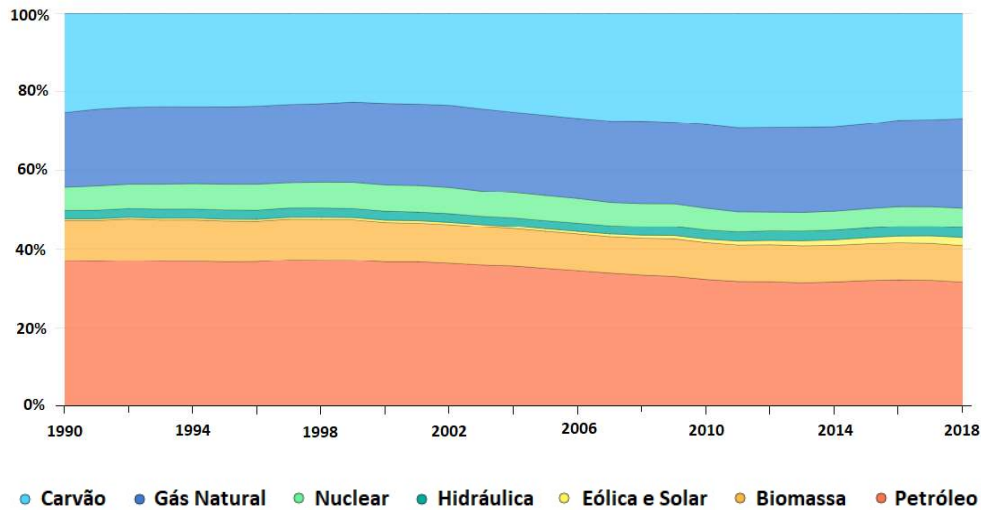


Figura 3.5: Evolução da matriz elétrica mundial de 1990 a 2018
 Fonte: Adaptado a partir de dados de IEA, 2020.

Em função da grande disponibilidade hídrica e das características da rede hidrográfica brasileira, a solução encontrada no país para o atendimento à demanda energética priorizou a implantação de usinas hidrelétricas até a última década, caracterizando a matriz elétrica brasileira como uma das mais renováveis do mundo. A Figura 3.6 detalha a distribuição da matriz elétrica brasileira no ano de 2020, conforme Balanço Energético Nacional de 2021, enquanto a Figura 3.7 demonstra a relevância da participação das fontes renováveis na matriz brasileira em relação à mundial de acordo com os dados mais recentes disponíveis.

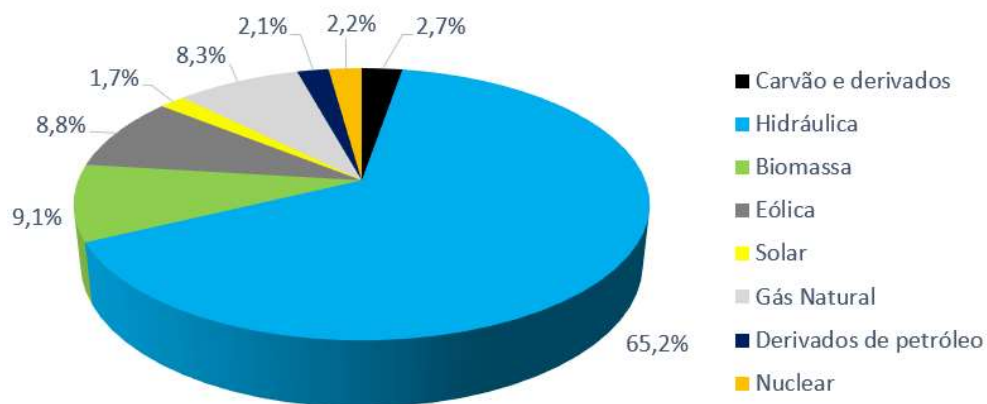


Figura 3.6: Matriz elétrica brasileira em 2020
 Fonte: Adaptado de EPE (2021a).

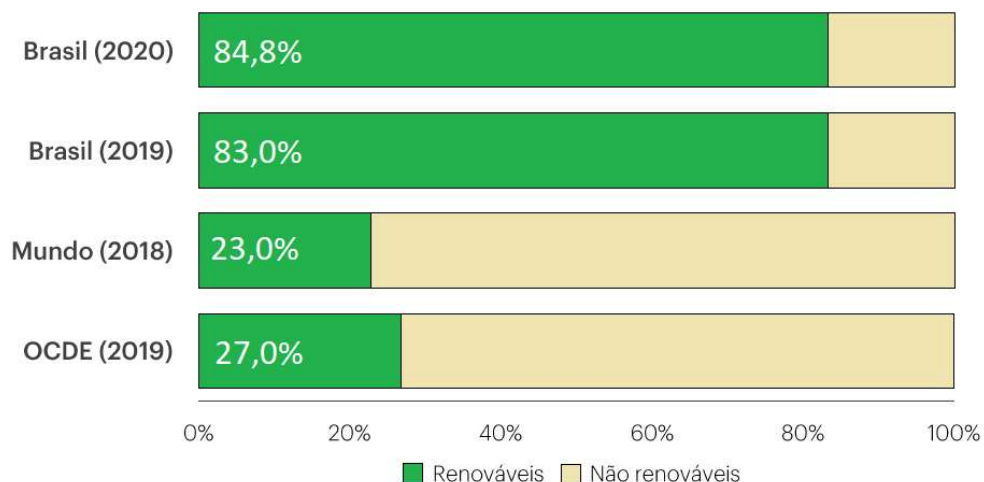


Figura 3.7: Participação das fontes renováveis nas matrizes elétricas mundial e brasileira
 Fonte: Adaptado de EPE (2021a).

Mais recentemente, acompanhando a tendência mundial, a partir da consolidação dos grandes avanços tecnológicos alcançados nos últimos anos e graças também ao potencial disponível, o país passou a investir em outras fontes renováveis, como a solar, a eólica e a biomassa (PSR & LEWE, 2016).

Graças aos incentivos concedidos pelo governo por meio de subsídios, os últimos leilões de energia no Brasil resultaram em significativas contratações de fontes renováveis intermitentes, sobretudo as eólicas. No leilão A-6 de dezembro de 2017, por exemplo, foram viabilizados 1.386 MW de energia eólica com preço médio de R\$ 98,62/MWh, representando um deságio de 64,27% (CANAL ENERGIA, 2017). Já em abril de 2018, foram negociados 228,5 MW médios de energia solar a R\$ 118,07/MWh e deságio de 62,16% (ANEEL, 2018).

Em compensação, com o objetivo de reforçar a energia de base da matriz e garantir o suprimento nas horas de intermitência de fontes renováveis, na ausência de hidrelétricas, em dezembro de 2018 foram contratadas duas usinas térmicas a gás, totalizando 2.138 MW.

No leilão mais recente, em outubro de 2019, as usinas solares também passaram a ser negociadas a valores inferiores a R\$ 100/MWh (CANAL ENERGIA, 2019), reforçando o cenário positivo em relação à competitividade das fontes intermitentes.

As projeções feitas pela EPE no Plano Decenal de Expansão 2030, ilustradas pelo gráfico apresentado na Figura 3.8, confirmam essa tendência, indicando um

crescimento da participação das fontes eólica e solar na capacidade instalada total de 11% para 17% entre 2021 e 2030.

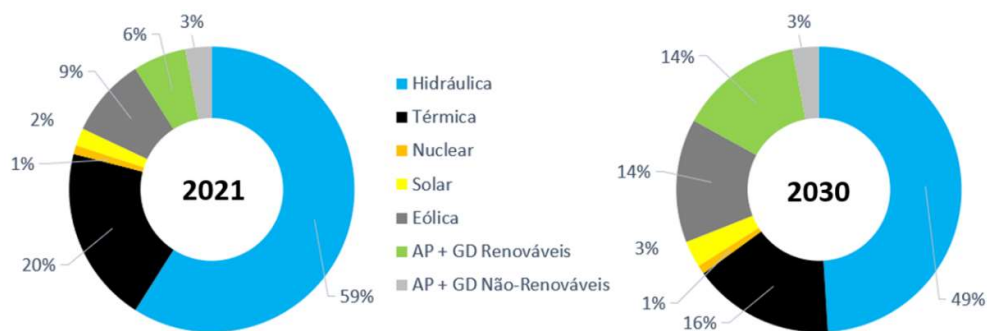


Figura 3.8: Capacidade instalada por fonte: situação em 2021 e projeção para 2030
Fonte: Adaptado de EPE (2021b).

3.1.2.

Consequências da entrada das fontes renováveis na matriz elétrica

Um dos maiores obstáculos para inserção econômica das fontes renováveis complementares à energia hidráulica no mundo é o seu caráter intermitente e sazonal que pode afetar a operação dos sistemas de distribuição de energia, de forma mais preocupante, nas horas de maior demanda (CANALES *et al*, 2015).

A geração de energia eólica ou solar, por exemplo, depende diretamente da disponibilidade da fonte – respectivamente, de ventos e de irradiação solar. A fonte solar tem variação diária e sazonal, sendo influenciada pela cobertura das nuvens; a eólica, por sua vez, pode variar de forma ainda mais brusca, conforme demonstra o gráfico da operação do sistema nacional na Figura 3.9.

Por outro lado, a energia proveniente de biomassa tem característica sazonal, e é dependente, no caso do Brasil, do período de safra da cana-de-açúcar, que ocorre entre maio e novembro. A Figura 3.10, apresentada no Sumário Executivo do Plano de Operação Energética 2019-2023 (ONS, 2019), ilustra a complementariedade sazonal entre as fontes hidrelétrica (UHE), eólica (EOL), solar fotovoltaica (UFV) e de pequenas centrais termelétricas a biomassa (PCT) no Brasil. Nota-se que os meses de menor geração de energia hidráulica são justamente os meses de safra da cana-de-açúcar, que corresponde à maior parcela da energia biomassa produzida no país, e também de maior geração da energia solar e eólica.

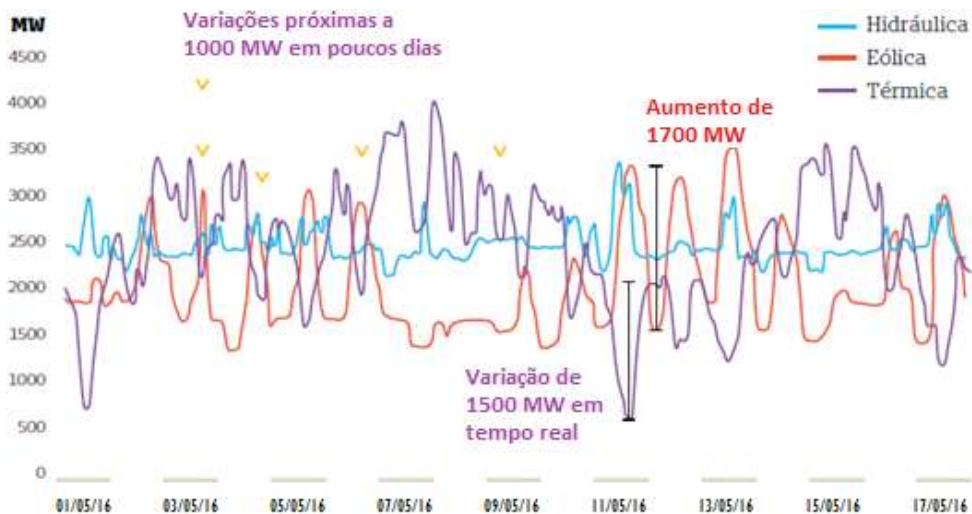


Figura 3.9: Variabilidade da geração eólica frente às alternativas hidráulica e térmica, conforme registros do Operador Nacional do Sistema – ONS de maio de 2016
 Fonte: citado por PSR & LEWE (2016)

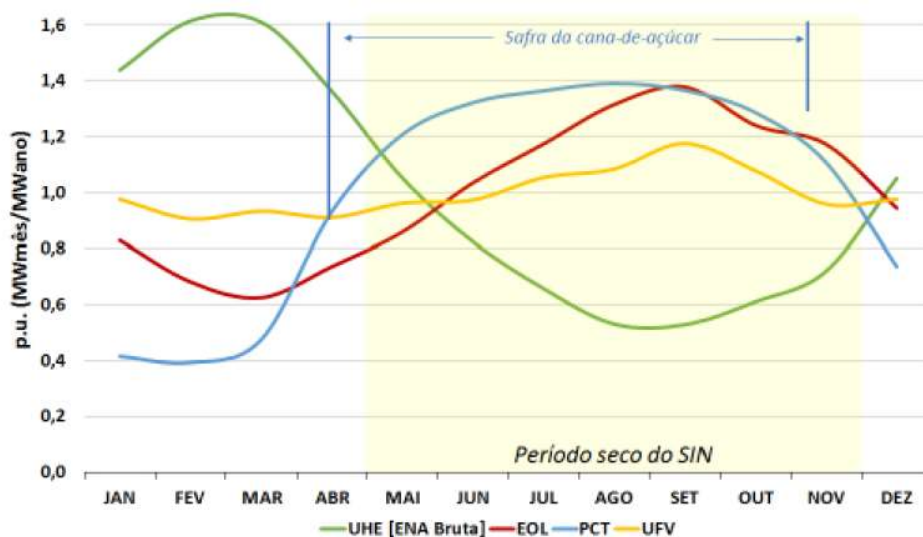


Figura 3.10: Complementariedade sazonal entre fontes renováveis
 Fonte: Adaptado de ONS (2019)

De acordo com PSR & LEWE (2016), há três estratégias, não exclusivas entre si, que podem ser seguidas para lidar com a variabilidade de uma determinada fonte de energia: o seu acionamento eventual, como fonte alternativa reserva; a sua participação em sistemas integrados e complexos, que proporcionem um efeito de conjunto, sendo garantidos por um eficiente sistema de transmissão; e o armazenamento da energia produzida.

A energia gerada por fontes intermitentes pode ser armazenada em usinas hidrelétricas projetadas com reservatórios de regularização ou por meio do

despacho operativo das termelétricas que são contratadas para ficarem disponíveis, suprindo alterações de carga e demanda quando necessário. O comportamento das curvas de geração no gráfico da Figura 3.10 mostra o acionamento das termelétricas em contraposição ao decréscimo da geração eólica ao longo de todo o período.

No Brasil, o efeito de conjunto pode ser obtido graças ao calendário de sazonalidades das fontes disponíveis e à eficiência da rede de transmissão do Sistema Integrado Nacional (SIN). No entanto, alguns desafios ficam evidentes diante dos seguintes fatos:

- o investimento tardio na expansão da rede, tendo em vista a implantação recente de parques eólicos e, também, de grandes usinas hidrelétricas afastadas do centro de gravidade do sistema (como a UHE Belo Monte);
- a ausência de novos projetos de usinas com reservatórios de acumulação a partir da década de 1990, o que diminuiu a capacidade de armazenamento de energia do sistema; e
- a falta de investimento recente em projetos de usinas hidrelétricas em geral, refletida nos recentes leilões de energia, em função dos riscos associados à construção e ao licenciamento ambiental, que têm impacto direto nos custos e nos prazos.

A restrição a projetos hidrelétricos com reservatório de regularização, levada a cabo como política pública de fato, guarda relação com questões ambientais inerentes às variações frequentes do nível d'água durante a operação dessas usinas (CARVALHO, 2015). Estudos recentes da PSR (2018), porém, indicam que os reservatórios existentes ainda seriam capazes de suportar a entrada das renováveis por mais alguns anos.

A crescente dificuldade de aprovação pelos órgãos oficiais de projetos de grandes hidrelétricas está diretamente relacionada à estruturação desses empreendimentos e aos seus impactos socioambientais (TCU, 2017). No Plano Decenal de Expansão 2030, a EPE (2021b) considera sete usinas de médio porte na cesta de ofertas para o Modelo de Decisão de Investimentos totalizando apenas 1.098 MW de potência (correspondentes a cerca de 1% da capacidade hidrelétrica instalada no Brasil).

3.1.3.

As usinas hidrelétricas reversíveis no planejamento brasileiro

A extensão do território brasileiro e a distância entre as diversas alternativas de fonte de geração e os centros de carga acarretaram a construção de extensa e robusta rede de transmissão. Com essa rede e o desenvolvimento de modelos sofisticados que permitem a operação integrada do sistema, o Brasil apresenta um cenário natural para a potencial implantação das usinas hidrelétricas reversíveis.

Segundo Kelman & Harrison (2019), o planejamento atual do setor elétrico sugere que as termelétricas a gás de ciclo aberto são o recurso mais facilmente disponível para energia flexível, tanto do ponto de vista de desenvolvimento de projetos quanto de licenciamento ambiental. Entretanto, as UHR também podem cumprir essa função, com a contribuição adicional de reduzir a dependência de hidrocarbonetos e de manter a matriz mais limpa. No caso de se utilizar reservatórios existentes na concepção dos sistemas, adicionalmente, acabam evitando também novos impactos ambientais.

A implantação dessas usinas traz custos de obras civis e equipamentos equivalentes ao das hidrelétricas convencionais, à exceção daqueles relacionados aos sistemas de extravasão de cheias, de maior porte no caso de barragens que interrompem o escoamento natural dos rios. Por outro lado, as UHR trabalham com uma eficiência menor que as usinas convencionais, já que seus equipamentos devem cumprir com as finalidades de bombeamento e geração de forma conjunta.

No Brasil, entre o fim da década de 1970 e o início dos anos 1980, com apoio do Instituto de Pesquisa Tecnológico – IPT, a Companhia Energética de São Paulo – CESP realizou um estudo de pré-inventário no estado de São Paulo com cartografia na escala 1:50.000, buscando locais com queda superior a 300m para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis com tempo de geração de 14h (CESP & IPT, 1979).

Na década de 1980, com consultoria da Ciarlini, a Eletrobrás utilizou uma metodologia de triagem para a escolha de locais para projetos UHR no Brasil (CIARLINI & ELETROBRAS, 1987, 1988a, 1988b), com base em informações cartográficas disponíveis nas escalas 1:100.000 ou 1: 50.000 e filtros básicos como, por exemplo: queda bruta de pelo menos 250m e no máximo 800m; distância máxima do centro de carga de 300 km; relação entre a distância entre os

reservatórios e o desnível associado inferior a 10. Nesses estudos, foram consideradas 14h de geração e 20h de bombeamento e identificados 366 projetos em 14 estados, totalizando 1.000 GW de capacidade. Naturalmente, já se esperava que esse enorme potencial fosse amplamente reduzido quando outros aspectos – por exemplo, a geologia local, restrições ambientais ou interferências locais – fossem levados em consideração.

Essas primeiras iniciativas buscavam soluções para o atendimento de ponta, em uma época em que o parque hidrelétrico estava em fase de consolidação, com reservatórios de regularização ainda em construção, sobretudo na região Sudeste do país. Com a implantação desses reservatórios, as hidrelétricas convencionais passaram a atender a essa necessidade sem custos adicionais.

Atualmente, com a entrada de fontes renováveis intermitentes e na falta de novos reservatórios de regularização, o setor elétrico começa a ter de buscar alternativas para o atendimento dos picos de demanda do SIN no âmbito do planejamento (EPE, 2021b).

Recentemente, a EPE (2019a) realizou um levantamento de possíveis locais para UHR no estado do Rio de Janeiro, em fase preliminar de inventário, baseado em estudos teóricos com dados secundários, considerando a topologia de circuito semiaberto, situação em que um dos reservatórios é formado por um barramento implantado em curso d'água e o outro fica totalmente isolado.

No estudo da EPE foram considerados apenas reservatórios novos, já que a utilização de reservatórios existentes traz questões específicas relacionadas ao uso e ao compartilhamento de água e à operação das respectivas instalações, além de exigir informações técnicas mais detalhadas. Tendo-se excluídos todos os locais com interferência em áreas urbanas ou legalmente protegidas, foram identificados 15 locais com capacidade instalada total superior a 21 GW, admitindo operação diária com 3h de geração por ciclo e, no mínimo, 4h de bombeamento por ciclo.

3.1.4. O arcabouço regulatório atual no Brasil

No Brasil, uma das questões pendentes para a viabilização das usinas hidrelétricas reversíveis é a falta de um arcabouço regulatório que reconheça e

remunere os serviços complementares prestados por alternativas de armazenamento.

Kelman & Harrison (2019) afirmam que a remuneração pela energia gerada e a capacidade instalada podem não ser suficientes para que as UHR se tornem competitivas, porque o atual arcabouço regulatório brasileiro não reconhece outros benefícios oferecidos por essas usinas, nem os de projetos de geração híbrida que integrem eólicas ou solares, tais como:

- a geração de potência no horário de ponta para acompanhamento da curva de carga, associadas à arbitragem de preços horários no sistema;
- os serviços ancilares necessários para o bom funcionamento do sistema elétrico;
- a postergação da necessidade de implantação de novas linhas de transmissão, como custo evitado;
- a redução de gases do efeito estufa.

O planejamento do setor elétrico brasileiro já leva em conta alternativas tecnológicas de armazenamento em uma modelagem simplificada, que não é capaz de comparar os serviços prestados por cada uma delas, mas permite identificar tendências de operação futura. Nesse contexto, segundo o Plano Decenal de Expansão - PDE, 2030 (EPE, 2021b), a contribuição dada pelas reversíveis como recurso disponível para expansão da oferta é definida pela energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga, no Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), pelos incrementos de carga para representar carregamento na simulação da operação no modelo NEWAVE¹⁰ e de potência disponível para atendimento ao sistema.

Recentemente, mais uma vez comprovando o interesse atual sobre o tema, a EPE (2021d) publicou a nota técnica sobre os desafios para inserção de usinas hidrelétricas reversíveis em mercados de energia elétrica. Visando subsidiar discussões relacionadas à criação ou ao aperfeiçoamento de normativos, o documento produzido é resultado de pesquisa sobre a experiência internacional relacionadas ao mercado de UHR, aos seus aspectos regulatórios, aos desafios a serem enfrentados e aos benefícios decorrentes de suas aplicações.

¹⁰ Programa desenvolvido pelo CEPEL e utilizado pelo ONS para otimização da operação energética do Sistema Integrado Nacional para um horizonte de cinco anos, com discretização mensal.

Embora a remuneração fornecida por esses atributos não forme parte das regras comerciais vigentes, é de se esperar que o progressivo incremento das fontes renováveis – e, por conseguinte, os requisitos para aumento de capacidade, resposta à demanda, reserva de potência, a fim de aumentar a flexibilidade operativa do sistema – introduza alterações nessas regras de forma a proporcionar a viabilização econômica das UHR. Ademais, o estabelecimento do mercado de preços horário no Brasil baseado em simulações *day ahead* e *intraday*, em breve, poderia prover os sinais econômicos para a operação das UHR no Sistema Interligado Nacional – SIN. Por isso, apesar do longo caminho até que se efetivem as mudanças regulatórias, tais serviços devem ser considerados na proposição de um modelo para seleção de locais para implantação de UHR, sendo capaz de fornecer uma gama de alternativas de projeto ao SIN.

Outra alternativa que está em discussão no âmbito da modernização do setor elétrico no Brasil, seria a criação de um mercado de capacidade, já que a experiência internacional mostra que as tecnologias de armazenamento de energia podem trazer um benefício grande ao sistema elétrico de potência (MARTIN & MILES, 2021). Esta seria uma grande oportunidade para se obter uma remuneração alternativa para as usinas hidrelétricas reversíveis, haja vista que, segundo estudos da EPE (2019b), as hidrelétricas convencionais podem vir a entregar futuramente um produto correspondente ao lastro de capacidade (em MW). Esse produto permitiria um aumento de flexibilidade do sistema elétrico brasileiro.

3.2.

Descrição dos arranjos típicos de usinas hidrelétricas reversíveis

Os arranjos de engenharia das usinas hidrelétricas reversíveis podem ser classificados de diversas maneiras: sob a perspectiva da gestão de recursos hídricos ou segundo alternativas topológicas do sistema de reservatórios, conforme detalhado na seção 3.2.1; de acordo com os ciclos operacionais (seção 3.2.2) ou as características topográficas da região de implantação dos reservatórios (seção 3.2.3). A seção 3.2.4 procura relacionar os estudos analisados no capítulo 2 com cada uma dessas formas de classificação.

3.2.1. Classificação quanto aos aspectos topológicos do sistema

Conforme relatório técnico do JRC (2012), de acordo com a perspectiva da gestão dos recursos hídricos, as usinas hidrelétricas reversíveis podem ser classificadas em três tipos básicos de arranjo:

- Sistema fechado – Nenhum reservatório faz parte de um curso d'água e, portanto, não afeta nenhum ecossistema fluvial. Neste caso, a necessidade de contato entre um dos reservatórios e um curso d'água ocorre apenas no enchimento inicial, na complementação ou no reabastecimento do sistema.
- Sistema semiaberto – Apenas um dos reservatórios, normalmente o inferior, faz parte de um curso d'água.
- Sistema aberto – Ambos os reservatórios fazem parte de um curso de d'água, em um mesmo rio ou não. O tipo mais comum é a UHR de retorno, que prevê a instalação de uma casa de força em uma usina hidrelétrica existente que tenha um reservatório imediatamente a jusante.

O JRC propõe uma nomenclatura mais detalhada para as diversas topologias possíveis para o arranjo de usinas hidrelétricas reversíveis. A codificação proposta é utilizada na maior parte dos estudos realizados posteriormente, conforme a seguinte classificação:

- T1: conecta dois reservatórios existentes;
- T2: prevê a utilização de um lago existente, natural ou artificial, normalmente como reservatório inferior e a implantação do superior;
- T3: em circuito fechado, independe de lagos ou reservatórios existentes e, até mesmo, de outros corpos d'água;
- T4: trata-se de uma variação da topologia T2, com utilização do mar como o reservatório inferior;
- T5: engloba diversas possibilidades de sistemas multireservatório, que podem incluir hidrelétricas convencionais;
- T6: aproveita um rio caudaloso como reservatório inferior para conectar a um reservatório superior a ser construído; e
- T7: também uma variação da topologia T2, com implantação do reservatório inferior em mina abandonada.

Lu & Wang (2017) propõem uma subdivisão da topologia T2 em S1, quando os reservatórios existentes são os inferiores, e S2, quando ocorre o inverso.

A Figura 3.11 apresenta de forma esquemática as topologias acima mencionadas com exceção da T5. Cabe observar a inclusão da variante de T1 (UHR de retorno, ou *pump-back* – PB) e as duas citadas no parágrafo anterior.

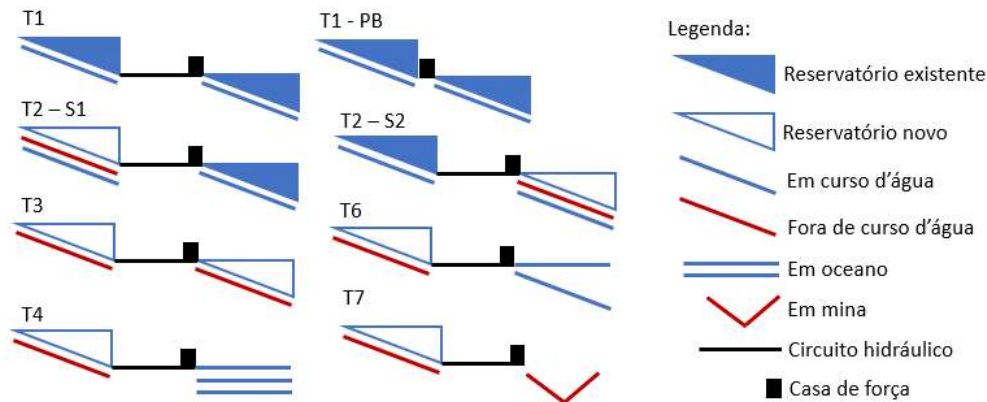


Figura 3.11: Diversas topologias de UHR e suas variantes
Fonte: Autoria própria.

Segundo (HUNT *et al.*, 2020b), os sistemas multireservatório (T5) ainda não foram implantados, mas podem ser utilizados para oferecer serviços de armazenamento em locais com pequena variação topográfica e baixa disponibilidade de água. Para essa topologia, o artigo propõe os 3 tipos de arranjos diferentes combinando usinas hidrelétricas convencionais e reversíveis, conforme ilustrado pela Figura 3.12. O tipo A apresenta o reservatório inferior no rio principal e dois outros em um afluente, sendo um reservatório intermediário grande e um reservatório superior pequeno. O tipo B tem configuração equivalente, mas considera dois reservatórios de porte médio no afluente, enquanto o tipo C seria similar ao A, porém, prevendo a operação do reservatório intermediário em duas faixas de nível d'água distintas.

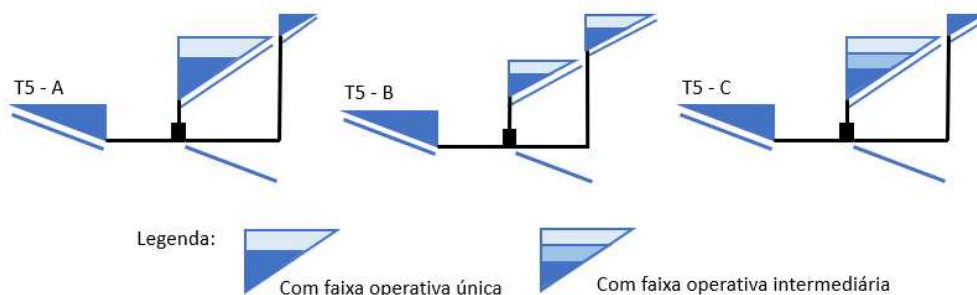


Figura 3.12: Variante das topologias de UHR multireservatório
Fonte: Adaptado de Hunt *et al.* (2020b)

3.2.2. Classificação quanto aos ciclos operacionais dos reservatórios

A operação das usinas nos modos bombeamento e geração permite regular as variações de oferta e demanda de energia e de água. Tendo isso em vista, Hunt *et al.* (2018) organiza as classificações relacionadas aos ciclos operacionais segundo a perspectiva dos setores energético e de recursos hídricos. Para tal, estabelece faixas de capacidade de armazenamento dos reservatórios para classificar as usinas hidrelétricas reversíveis, todas elas atendendo a necessidades energéticas específicas e somente as duas maiores, as carências no âmbito das questões relacionadas à água.

Nesse contexto, as usinas hidrelétricas reversíveis foram classificadas de forma mais detalhada por Hunt *et al.* (2020b) conforme a seguir:

- UHRP: usina de ciclo plurianual, com capacidade de armazenamento entre 5.000 hm³ e 100.000 hm³, cuja operação deve acompanhar as variações na oferta, na demanda de energia hidrelétrica e no preço dos combustíveis, bem como aquelas relacionadas à disponibilidade e à escassez de água.
- UHRl: usina de ciclo interanual, com volume de armazenamento entre 1.000 hm³ e 30.000 hm³, cuja operação ocorre dentro do ciclo hidrológico não só observando as variações da produção de energia hidrelétrica, solar e eólica, como também os períodos de estiagem e cheia sob o ponto de vista dos recursos hídricos.
- UHRS: usina de ciclo semanal, com capacidade de armazenamento entre 100 hm³ e 1.000 hm³, com características operativas similares ao tipo anterior no que diz respeito às variações de oferta e demanda de energia, podendo estar associadas a geração eólica e solar.
- UHRD: usina de ciclo diário, com capacidade de armazenamento entre 1 hm³ e 100 hm³, semelhante à anterior, mas apenas relacionada à geração solar.
- UHRH: usina de ciclo horário, com capacidade de armazenamento igual a anterior, oferecendo serviços ancilares à rede elétrica.

3.2.3.

Classificação dos reservatórios quanto às suas características topográficas

No que diz respeito aos reservatórios novos, em geral, situados em elevação superior, existem dois tipos definidos por Lu *et al.* (2018) que estão diretamente relacionados às características topográficas dos locais selecionados:

- Dry-Gully (DG): o reservatório está localizado em uma região de relevo montanhoso, em que a conformação natural da maior parte do terreno permite o represamento de uma certa quantidade de água a partir do fechamento de uma pequena sela com barragem.
- Turkey's Nest (TN): o reservatório é criado artificialmente por barragens em uma região relativamente plana para armazenar um determinado volume de água.

3.2.4.

O enfoque da literatura para os diversos tipos de UHR

Nos estudos pesquisados foram identificados os tipos de arranjo apresentados no Quadro 3.1, seguindo as classificações apresentadas nas seções anteriores: quanto ao sistema e a topologia, ver seção 3.2.1; no que diz respeito ao ciclo operacional, consultar seção 3.2.2; e para o tipo de reservatório, a seção 3.2.3.

Quadro 3.1 – Tipos de arranjo considerados em estudos existentes

Citação	Classificação dos Arranjos de UHR			
	Sistema	Tipologia	Ciclo Operacional	Reservatório
SINTEF, 2013	Aberto	T1	Não definido	Não aplicável
INL, 2014	Aberto	T1, T2 e T6	Não definido	Não aplicável
Kucukali, 2014	Semiaberto	T2	Não definido	TN
Gimeno-Gutiérrez & Lacal-Aránzategui, 2015	Aberto	T1	Não definido	Não aplicável
Capilla <i>et al.</i> , 2016	Semiaberto	T2	Não definido	TN
Lu & Wang, 2017	Aberto	T1, T2 (S1 e S2)	Não definido	Não aplicável
Rogean <i>et al.</i> , 2017	Todos	T1, T2 e T3	UHRD	Não aplicável
Soha <i>et al.</i> , 2017	Semiaberto	T2 e T7	UHRD	TN
Lu <i>et al.</i> , 2018	Fechado	T3	Não definido	DG e TN
Ghorbani <i>et al.</i> , 2019	Aberto e semiaberto	T1, T2, T4 e T6	Não definido	DG e TN
EPE, 2019a	Semiaberto	T6	UHRD	TN
Nzotcha <i>et al.</i> , 2019	Todos	T1 a T7	Não definido	Não aplicável
Hunt <i>et al.</i> , 2020a	Aberto	T6	UHRI	DG

Todos os três tipos de arranjo básico de UHR são analisados nesse conjunto de referências, tendo como tipologias mais comuns aquelas identificadas como T1, T2 e T3. Apenas em alguns casos, os estudos têm como objetivo analisar ciclos operacionais específicos e, quando o fazem, em geral, dão preferência aos de ordem diária. No que diz respeito aos tipos de reservatório, quando especificados, há uma predileção pelos conhecidos como *Turkey's Nest* (TN).

3.3.

Parâmetros, critérios e premissas utilizados na literatura para a identificação de locais para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis

Os estudos consolidados no relatório do JRC (2012) listam uma série de 21 parâmetros cujos critérios foram discutidos durante o encontro ocorrido em abril de 2012. O Quadro 3.2 apresenta esses parâmetros e os critérios abordados no relatório mencionado. Os valores mínimos e máximos sugeridos variam conforme a área de abrangência do estudo. Nesse estudo, para alguns parâmetros, foram propostos 4 níveis de abrangência: nacional, regional, municipal e rede local.

Quadro 3.2 – Parâmetros e critérios sugeridos pelo JRC

Parâmetro	Critério	Abrangência	Valores
Volume de um reservatório existente	Valor mínimo	Nacional	1 hm ³
		Regional	0.01 hm ³
		Municipal	0.05 hm ³
		Rede Local	1 hm ³
Volume de um reservatório novo	Valor máximo	Geral	Conforme topologia, limitado pela capacidade ou disponibilidade de água do reservatório inferior
Distância entre reservatórios (<i>L</i>)	Valor máximo	Geral	20 km
Queda bruta (<i>H</i>)	Faixa de valores	Nacional	50 m – 200 m
		Regional	25 m – 200 m
		Municipal	15 m – 200 m
		Rede Local	50 m – 200 m
Gradiente de superfície	Não especificado	Geral	Variáveis conforme topografia e tipo de barramento
Distância à rede elétrica	Valor máximo	Nacional	20 m
		Regional	20 m
		Municipal	10 m
		Rede Local	20 m
Interferência com áreas populosas	Exclusão ou distância mínima	Nacional	2.000 m
		Regional	1.000 m
		Municipal	200 m
		Rede Local	2.000 m

Parâmetro	Critério	Abrangência	Valores
Interferência com monumentos nacionais	Exclusão ou distância mínima	Nacional	2.000 m
		Regional	1.000 m
		Municipal	500 m
		Rede Local	2.000 m
Interferência com infraestrutura existente	Ranqueamento e distância mínima	Nacional	100 m
		Regional	100 m
		Municipal	0 m
		Rede Local	100 m
Interferência com áreas de conservação	Exclusão ou ranqueamento	Nacional	200 m
		Regional	100 m
		Municipal	50 m
		Rede Local	200 m
Geologia: estabilidade da fundação da barragem e permeabilidade do reservatório	Ranqueamento através do cálculo de custos	Geral	Não especificados
Disponibilidade de água	Ranqueamento	Geral	Não especificados
Aceitação social	Ranqueamento	Geral	Não especificados
Custos e receita	Ranqueamento	Geral	Sujeitos a legislação e regulação específica
Potencial	Varia de acordo com os pontos de vista técnico, econômico e ambiental	Geral	Não especificados
Reconhecimento do site	Avaliação técnica por imagens de satélite ou visitas de campo, dependendo do contexto	Geral	Não pertinente
Uso do solo	Exclusão, dependendo do contexto local e de suas características culturais	Geral	Não especificados
Faixa para área de amortecimento	Depende do parâmetro e das condições locais	Geral	Não especificados
Relação L/H	Ranqueamento por valor mínimo	Geral	Não especificados
Ciclo operacional de armazenamento	Divididos em 3 níveis (curto, médio e longo prazo), dependendo do contexto local	Geral	Não especificados
Capacidade instalada	Ranqueamento, dependendo dos volumes disponíveis, da queda e do ciclo operacional	Geral	Não especificados

Fonte: Adaptado de JRC (2012)

Nos estudos subsequentes, listados nos quadros das seções anteriores, ao menos um subconjunto desses parâmetros é utilizado na identificação dos locais potenciais para instalação de usinas hidrelétricas reversíveis. De modo geral, os critérios variam conforme o contexto específico e os objetivos de cada um dos estudos. Alguns diferenciam esses critérios de acordo com a topologia, como na metodologia proposta para T1 e T2 por Lu & Wang (2017).

Nos documentos pesquisados, os parâmetros L e H ganham em importância para a identificação de pares de reservatórios porque refletem indiretamente os custos de implantação civis e eletromecânicos. Afinal, quanto maior a distância entre os reservatórios (L), maiores serão os custos associados ao circuito de adução (em geral, escavação subterrânea e revestimentos). Por outro lado, para um mesmo volume de armazenamento, quanto maior a queda (H), menores os custos dos equipamentos principais da casa de força. O esquema apresentado na Figura 3.13 mostra as variáveis L e H , bem como seus componentes principais.

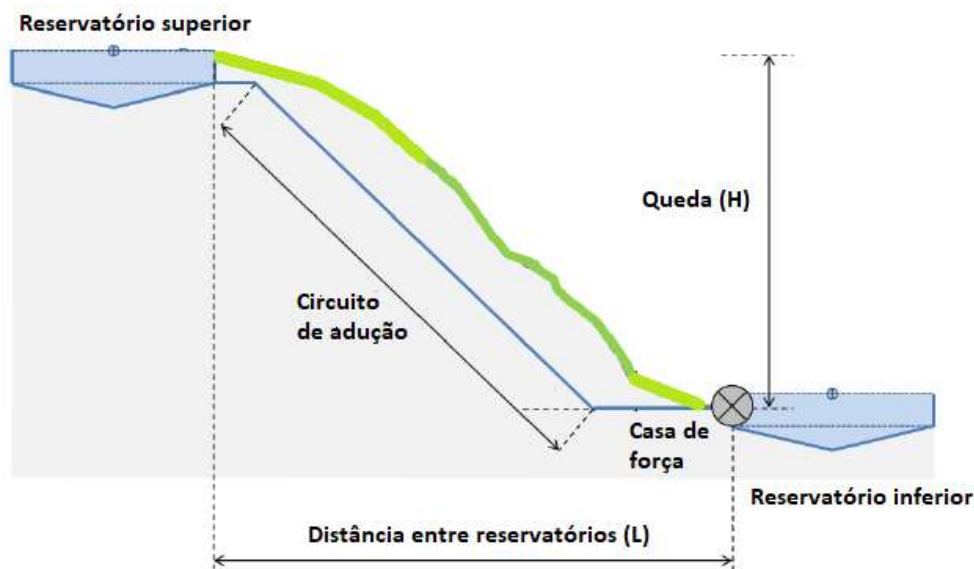


Figura 3.13: Arranjo esquemático de uma UHR, variáveis e componentes principais
Fonte: Adaptado de SINTEF (2013)

Como mencionado anteriormente, em análises multicritérios, alguns dos parâmetros mais difíceis de serem quantificados em fases preliminares de planejamento, em que o investimento em levantamentos de campo é restrito, podem ser avaliados de forma qualitativa (casos dos artigos elaborados por CAPILLA *et al.*, 2016 e NZOTCHA *et al.*, 2019). Ainda que possa ser traduzida em custos, a

geologia junto com o uso do solo (situação em que os pesos podem ser manipulados de acordo com o contexto) compõem os dois principais aspectos incluídos nesse tipo de análise.

3.4. Características das usinas hidrelétricas reversíveis em estudos realizados no Brasil

A partir da análise dos estudos realizados desde a década de 1980, a seção 3.4.1 mostra algumas características das usinas hidrelétricas reversíveis que poderiam ser implantadas no Brasil, levando em conta sua topologia e seus ciclos operacionais. Na seção 3.4.2, de forma complementar, discorre não só sobre as premissas, mas também sobre os parâmetros e os critérios adotados nesses estudos.

3.4.1. Topologias e os ciclos operacionais prioritários

Nos estudos levados a cabo na década de 1980 (CIARLINI & ELETROBRAS, 1987, 1988a, 1988b), as usinas hidrelétricas reversíveis foram dimensionadas para um ciclo semanal de operação, considerando o enchimento do reservatório superior nos fins de semana.

O estudo de pré-inventário de usinas hidrelétricas reversíveis no Estado do Rio de Janeiro, realizado pela EPE (2019a), optou por estudar apenas reservatórios novos em função da dificuldade de se obter informações técnicas mais detalhadas e definir regras específicas de compartilhamento de água no caso de reservatórios existentes. Sendo assim, pesquisaram locais para implantação de usinas de ciclo semiaberto (T6), sem desconsiderar outras topologias para estudos futuros. Por outro lado, adotaram um tempo de geração de 3 horas como premissa de dimensionamento, não como regra operativa, nem usando como base qualquer análise de benefício-custo.

Elaborado pela EPE a partir de diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME), o Relatório do Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020c) no item dedicado à hidroeletricidade, aponta como uma das vantagens das usinas hidrelétricas reversíveis a possibilidade de implantação de reservatórios menores

pelos menos um deles fora do curso d'água, ou seja, reforçando o destaque aos circuitos semiabertos e fechados.

Kelman & Harrison (2019) percebem o Brasil como um cenário natural para o desenvolvimento potencial de usinas hidrelétricas reversíveis em larga escala. Contando com uma complexa rede de transmissão interligada, além da predominância de fontes hidrelétricas na base do abastecimento de energia e modelos sofisticados na operação do sistema, já teria condições de aproveitar as sinergias sazonais e diárias entre os diferentes recursos regionais.

Outra aplicação vislumbrada por Kelman & Harrison (2019) é proporcionar um aumento do desempenho do sistema a partir de projetos híbridos, adicionando ao reservatório de projetos hidrelétricos existentes uma usina hidrelétrica reversível, a partir da implantação de um reservatório superior (topologia T2), combinada a componentes solares flutuantes. Esses sistemas seriam projetados para fornecer energia firme à rede, contribuindo para um suprimento de energia mais estável, confiável, robusto e resiliente.

3.4.2.

Seleção de premissas, parâmetros e critérios

As premissas para seleção de locais potenciais devem estar relacionadas aos possíveis cenários regulatórios e às necessidades específicas identificadas que justificam a presença das usinas hidrelétricas reversíveis no planejamento brasileiro. Segundo o PDE 2030 (EPE, 2021b), a expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias de armazenamento, inclusive as UHR, que contribuiriam para o incremento da oferta de potência disponível.

O PNE 2050, mencionado na seção anterior, no item correspondente à potência complementar, apresenta a UHR como uma das tecnologias que auxiliariam, de maneira segura, para o balanço de potência instantâneo levando em conta os custos associados e a baixa probabilidade de despacho.

O arcabouço técnico desenvolvido pelo setor elétrico brasileiro resultou no Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas (CEPEL, 2007), que apresenta uma metodologia completa para a análise de partições de queda na fase de planejamento levando em conta aspectos econômicos e ambientais. Esse

conhecimento pode ser estendido às usinas hidrelétricas reversíveis com as devidas adaptações. Tanto a utilização de custos na comparação de alternativas como os conceitos de avaliação ambiental podem ser aplicadas nos estudos de UHR.

Os parâmetros a serem selecionados para o território brasileiro não devem ser muito diferentes daqueles relacionados na seção 3.3. Formulações matemáticas que transformem as variáveis utilizadas nos documentos pesquisados em volumes e custos, conforme lacunas identificadas nos diversos documentos pesquisados e resumidas na seção 2.4, devem fazer a diferença na proposta de um modelo mais abrangente para a seleção de locais.

Os critérios, por outro lado, devem se adaptar as características específicas do território e das necessidades do mercado brasileiro, trazendo definições similares às dos estudos da década de 1980, algumas das quais foram mantidas no documento mais recente elaborado pela EPE (2019a): por exemplo, queda mínima de 300 m; valor máximo da razão definida pela distância entre os reservatórios e a queda (L/H) igual a 10.

3.5.

Considerações sobre parâmetros para a localização de usinas hidrelétricas reversíveis

A partir da identificação de critérios de classificação para arranjos típicos de usinas hidrelétricas reversíveis e das vocações do território brasileiro para a implantação dessas usinas na sua matriz energética, no presente capítulo, foi possível definir as topologias e os ciclos operacionais devem ser avaliados em estudos a serem realizados no Brasil.

Em relação aos parâmetros, critérios e premissas para seleção de locais encontrados na literatura, embora de forma geral possam ser reproduzidos no contexto nacional, algumas adaptações seriam inevitáveis, a depender dos possíveis cenários regulatórios que tornem as UHR viáveis e de características específicas de mercado como, por exemplo, a necessidade de atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico.

Esses aspectos são levados em conta na concepção do modelo proposto no capítulo 4, sobretudo nas formulações matemáticas que definem funções de custo e benefício (mais especificamente na seção 4.2), e na demonstração da sua aplicabilidade em região selecionada no território nacional no capítulo 5.

4. Proposição de um modelo para seleção de usinas hidrelétricas reversíveis baseado em SIG

As referências citadas nos capítulos anteriores abrangem diversos modelos para seleção de usinas hidrelétricas reversíveis, considerando diferentes topologias e, em geral, utilizando ferramentas do Sistema de Informação Geográfica (SIG). No entanto, nenhuma delas traduz a identificação de locais em uma formulação matemática que incorpore os principais componentes energéticos, econômicos e socioambientais.

Como esse problema é muito complexo em termos computacionais, o modelo proposto foi dividido em duas etapas. A primeira tem como objetivo fazer uma triagem dos melhores locais em áreas mais extensas, promovendo a eliminação de locais inadequados para a construção de um reservatório. Nesta etapa, utiliza-se uma estimativa simplificada do custo da UHR, considerando seus principais componentes. Os locais então selecionados são submetidos a uma segunda etapa de busca por reservatórios de menor custo, por meio de um processo de otimização e, portanto, com uma exigência maior de processamento.

As ferramentas do SIG e as soluções de otimização aplicadas em cada etapa são detalhadas na seção 4.1, enquanto as formulações matemáticas e os parâmetros a elas associadas são apresentadas na seção subsequente.

4.1. Abordagens de busca com ferramentas do SIG

A partir de um Modelo Digital de Elevação (MDE) que represente a área em estudo, ferramentas do SIG com auxílio de soluções de otimização podem definir locais adequados à implantação de UHR considerando os parâmetros selecionados, mais adiante, na seção 4.2.1 e transformados em componentes de custo das formulações matemáticas propostas na seção 4.2.2.

Para tal, a seguir, o conceito de *geomorphons* (seção 4.1.1) é esmiuçado para ser aplicado na etapa de triagem de locais potenciais para usinas hidrelétricas

reversíveis, enquanto soluções de otimização (seção 4.1.2) são sugeridas para definir os contornos dos reservatórios na segunda etapa do modelo proposto.

4.1.1.

O conceito de *geomorphons* aplicados à triagem de locais

Conforme Liao (2010), o padrão binário local pode ser uma forma computacionalmente eficiente para extrair informações de uma imagem e classificá-las por contraste. A partir da definição de uma malha de células, ou *pixels*, valores binários (1 ou 0) são atribuídos às células circunvizinhas àquela definida como a unidade de referência. Se o valor absoluto de uma célula vizinha for maior que o da central, atribui-se 1; se for menor, 0.

Padrões ternários locais (LIAO, 2010) estendem o conceito de padrões binários para 3 valores: 1, 0 e -1. Segundo Jasiewicz & Stepinski (2013), essa configuração permite que pequenos níveis de contraste de uma imagem, limitados a um valor t , possam ser considerados como ausência de contraste. Neste caso, o valor da célula vizinha é rotulado como 1 se exceder em pelo menos t o valor da referência. Por outro lado, um vizinho é rotulado como -1 se o seu valor for pelo menos t menor que o da célula central. Por fim, caso não atenda as premissas anteriores, a célula é rotulada como 0.

A aplicação desse conceito à classificação de elementos de relevo é possível desde que se disponha de um MDE, conforme mostrado em (a) a esquerda da Figura 4.1. Em relação ao valor da célula central, indicado na cor preta em (b) ao centro da mesma figura, as vizinhas são rotuladas de acordo com o padrão ternário: se os seus valores são maiores, +1 (em vermelho); se iguais, 0 (em verde); se menores, -1 (em azul). A partir dessa definição, esses padrões podem ser associados a células *raster*¹¹ do MDE. Na malha à esquerda da figura abaixo (c), a célula central é indicada por um número e preenchida na cor preta.

¹¹ Modelo de dados em que características geográficas são atribuídas a células discretas, geralmente quadradas, dispostas em uma grade retangular, como em uma matriz bidimensional (Smith *et al.*, 2018).

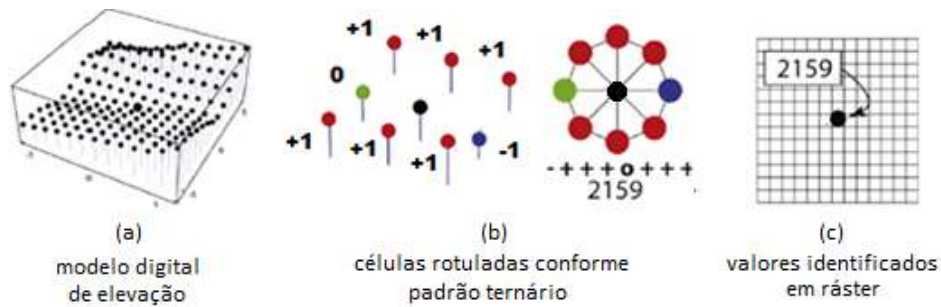


Figura 4.1: Aplicação do conceito de padrões ternários locais a elementos de relevo
 Fonte: Adaptado de Jasiewicz & Stepinski (2013)

Geomorphons são as microestruturas mais básicas da paisagem que podem ser extraídas de um MDE original com um pequeno custo computacional. Esses padrões e seus arquétipos associados a formas de relevo são chamados assim por analogia aos *textons*¹².

Um único elemento típico de relevo pode ser identificado por vários *geomorphons* diferentes. A Figura 4.2 exibe os 10 elementos de relevo mais comuns, representados geometricamente e de acordo com a classificação do padrão ternário: plano, pico, crista, ressalto, crista secundária, encosta, escavado, base de encosta, vale e fosso.

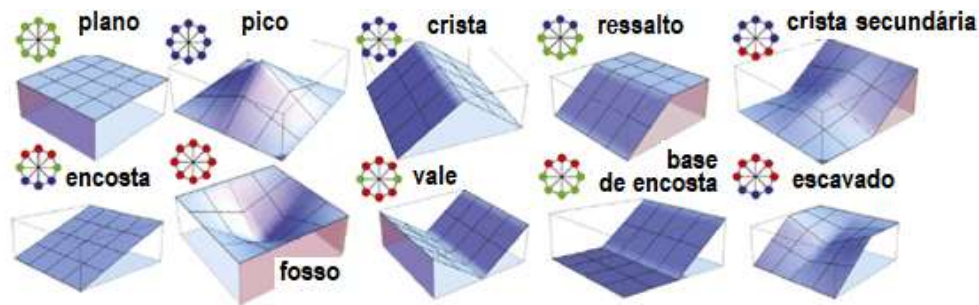


Figura 4.2: Elementos típicos de relevo representados conforme os padrões ternários locais
 Fonte: Adaptado de Jasiewicz & Stepinski (2013)

A Figura 4.3 apresenta a tabela de consulta para agrupamento dos *geomorphons* considerando apenas os 10 tipos de relevo mais comuns. As linhas e as colunas dessa tabela indicam a quantidade de elementos ternários positivos ou negativos de cada conjunto, conforme detalhado na legenda.

¹² Microestruturas básicas de uma imagem que apresentam diferenças em características locais facilmente identificáveis (Julesz, 1981).

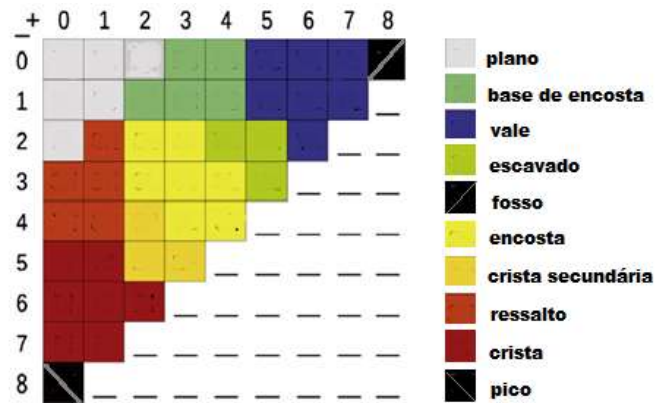


Figura 4.3: Tabela de consulta dos grupos de geomorphons para os 10 tipos de relevo mais comuns
Fonte: Adaptado de Jasiewicz & Stepinski (2013)

Os *geomorphons* trazem vantagens em relação à geometria diferencial na classificação das formas de relevo no MDE à medida que são sustentados por princípios de visão de máquina, aproximando-se da análise feita por um olhar humano, e permitem que se trabalhe de forma simultânea em várias escalas. Além disso, ainda segundo Jasiewicz & Stepinski (2013), o método se mostra robusto e computacionalmente eficiente para este tipo de classificação, já que dispensa a necessidade de cálculos quadráticos e aplicação de algoritmos relativamente complexos.

Na busca de locais para usinas hidrelétricas reversíveis, o conceito de *geomorphons* pode ser aplicado em áreas mais extensas de busca, a um custo computacional mais baixo, para identificação de formas de relevo mais adequadas aos reservatórios. Neste caso, o objetivo seria o de minimizar os volumes de obras para fechamento das selas dos reservatórios, dando-se preferência a formas assemelhadas ao fosso, incluindo todas as classificações mais próximas.

Nesta primeira etapa, a partir de uma adaptação do conceito de *geomorphons*, curvas de cota, volume e custo são definidas para diversos locais potenciais a partir de um ponto central. O método consiste em considerar n direções e traçar o perfil longitudinal ao longo de cada uma para diversas alturas de forma a permitir a confecção dessas curvas.

A Figura 4.4 traz a busca por cotas em (a), onde o ponto central é identificado em amarelo, a elevação máxima desejada em azul claro, apenas quando encontrada no terreno, e em vermelho, quando projetada em sela topográfica. O volume de armazenamento correspondente à elevação máxima é apresentado em (b), enquanto

a projeção vertical do barramento necessário ao fechamento da sela é ilustrada em (c). A partir de seus quantitativos, pode ser definido o custo correspondente àquela alternativa.

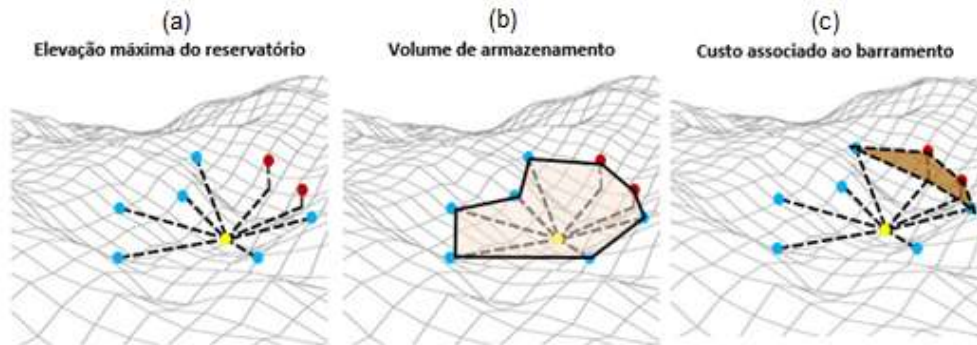


Figura 4.4: Demonstração conceitual da definição das curvas cota, volume e custo dos reservatórios
Fonte: Adaptado de PSR (2020)

Essas curvas permitem estabelecer um menu de alternativas que podem ser obtidas de acordo com as necessidades de armazenamento e hierarquizadas segundo seus custos. Por sua vez, essa hierarquização propicia a seleção preliminar de locais mais promissores, que podem ser agrupados por proximidade, conforme ilustrado pela Figura 4.5. Ao final desse procedimento, os locais selecionados devem ser submetidos às soluções de otimização propostas na seção 4.1.2.

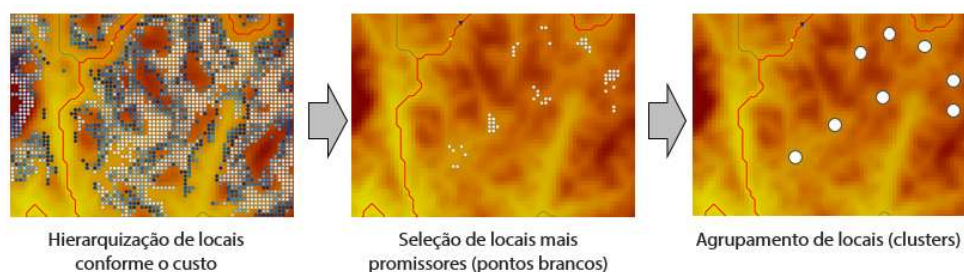


Figura 4.5: Seleção preliminar de alternativas
Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Essa busca deve estar associada a uma função matemática específica formada por outros custos de construção de uma UHR, e não somente os do barramento, a partir de parâmetros e critérios selecionados, como será detalhado na seção 4.2.

4.1.2. Otimização dos limites dos reservatórios¹³

As áreas selecionadas ao final da primeira etapa devem passar por uma segunda triagem, por meio de um processo de otimização, desta vez mais detalhada e mais focada na definição dos contornos dos reservatórios, conforme exemplo da Figura 4.6. Porém, também deve ser orientada por uma função que leve em conta os principais componentes de custo da implantação de uma UHR (ver seção 4.2).

Nesta segunda etapa, é sugerida uma abordagem utilizando otimização computacional, considerando o volume mínimo para o reservatório como dado de entrada.

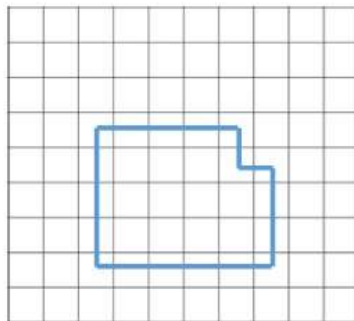


Figura 4.6: Exemplo de contorno de reservatório em uma malha
Fonte: Andrade *et al.* (2020)

Neste caso, conforme proposto por Andrade *et al.* (2020), variáveis binárias são representadas por 0 (falso) e 1 (verdadeiro) e correspondem a células de grade da linha i e coluna j que fazem parte do perímetro do reservatório $x_{i,j}$ (na Figura 4.7 identificadas na cor verde), seu interior $y_{i,j}$ (em azul), ou de ambos $z_{i,j}$.

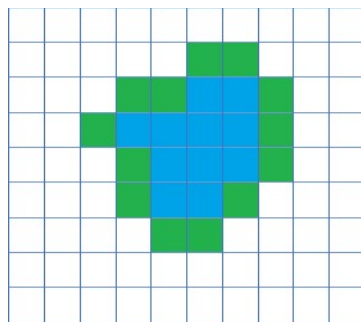


Figura 4.7: Identificação das células do reservatório: interiores (em azul) e perimetrais (em verde)
Fonte: Adaptado de PSR (2020)

¹³ Esta seção está baseada no artigo *An integer programming model for the selection of pumped-hydro storage projects*, Andrade *et al.* (2020).

As células que podem fazer parte do reservatório são limitadas por seu perímetro, conforme definido pelas restrições (1) a (4).

$$z_{i,j} \leq x_{i,j} + z_{i-1,j} \forall_{i,j} \quad (1)$$

$$z_{i,j} \leq x_{i,j} + z_{i+1,j} \forall_{i,j} \quad (2)$$

$$z_{i,j} \leq x_{i,j} + z_{1,j-1} \forall_{i,j} \quad (3)$$

$$z_{i,j} \leq x_{i,j} + z_{i,j+1} \forall_{i,j} \quad (4)$$

A restrição (5), por outro lado, indica as células que devem estar no reservatório considerando os limites geográficos do seu perímetro ($x_{i,j}$).

$$x_{i,j} \leq z_{i-1,j} + z_{i+1,j} + z_{1,j-1} + z_{i,j+1} \forall_{i,j} \quad (5)$$

As restrições de (6) a (10), por sua vez, definem células internas do reservatório ($y_{i,j}$).

$$z_{i,j} = x_{i,j} + y_{i,j} \forall_{i,j} \quad (6)$$

$$y_{i,j} \leq z_{i-1,j} \forall_{i,j} \quad (7)$$

$$y_{i,j} \leq z_{i+1,j} \forall_{i,j} \quad (8)$$

$$y_{i,j} \leq z_{1,j-1} \forall_{i,j} \quad (9)$$

$$y_{i,j} \leq z_{i,j+1} \forall_{i,j} \quad (10)$$

O volume mínimo necessário é representado pela restrição (11). Na inequação abaixo, H é um nível d'água fixo, $h_{i,j}$ é a elevação do terreno da célula, $AreaCell$ é a área de cada célula, e $VolMin$ é o volume mínimo previamente definido.

$$\sum_{i,j} y_{i,j} (H - h_{i,j}) AreaCell \geq VolMin \quad (11)$$

A adição de variáveis e restrições está implícita na formulação do problema. A variável interna $y_{i,j}$ é definida somente para células que atendam a $h_{i,j} \leq H$, por exemplo. Há ainda restrições redundantes que aceleram a resolução do problema.

Planos de separação podem ser usados para evitar soluções com reservatórios desconexos que podem resultar da solução do problema dado pela formulação (1) a (11) acima. Se cada reservatório fosse convexo, não haveria motivo para preocupação. Como não é o caso, eles podem ser uma solução na tentativa de encontrar uma solução rápida. A formulação para os planos horizontal e vertical é apresentada pelas restrições (12) a (21). Nas equações abaixo, M está relacionado ao tamanho da grade.

$$up_i \in \{0,1\} \forall_i \quad (12)$$

$$down_i \in \{0,1\} \forall_i \quad (13)$$

$$left_j \in \{0,1\} \forall_j \quad (14)$$

$$right_j \in \{0,1\} \forall_j \quad (15)$$

$$1 - \sum_j y_{i,j} \leq up_i + down_i \forall_i \quad (16)$$

$$1 - \sum_i y_{i,j} \leq left_j + right_j \forall_j \quad (17)$$

$$\sum_{k>i,j} y_{k,j} \leq M(1 - down_i) \forall_i \quad (18)$$

$$\sum_{k<i,j} y_{k,j} \leq M(1 - up_i) \forall_i \quad (19)$$

$$\sum_{i,k>j} y_{i,k} \leq M(1 - left_j) \forall_j \quad (20)$$

$$\sum_{i,k<j} y_{i,k} \leq M(1 - right_j) \forall_j \quad (21)$$

A Figura 4.8 mostra um exemplo de dois reservatórios separados, com contornos azuis, e um plano de separação horizontal, em vermelho, que evitaria a solução de reservatórios não conectados. Cabe observar também que as diagonais que separam os planos também podem ser definidas de forma semelhante aos planos horizontais e verticais, mas não o faremos aqui para não carregar a notação.

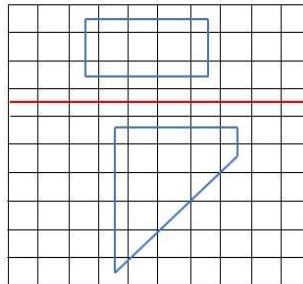


Figura 4.8: Separação de dois reservatórios não conectados
Fonte: Andrade *et al.* (2020)

O resultado dessa busca mais refinada, realizada em agrupamentos de locais identificados ao fim da primeira etapa de triagem, é ilustrado na Figura 4.9 pelas alternativas de reservatório superior (numerados de 1 a 9) do estudo de caso levado a cabo por Almeida *et al.* (2020) em torno do reservatório da UHE Sobradinho. Neste caso, o reservatório inferior da UHR seria o da própria usina existente. Cabe observar que, em cada alternativa identificada, o contorno na cor vermelha indica a necessidade de barramento artificial do reservatório.

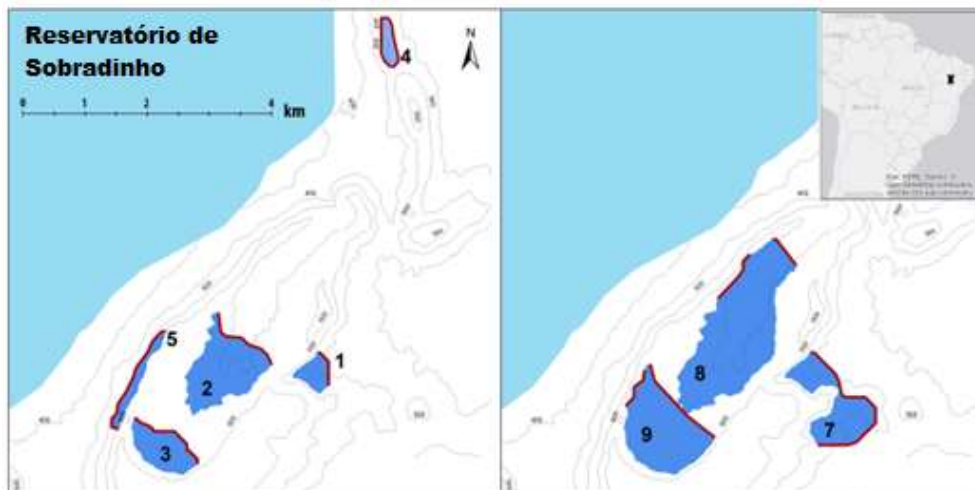


Figura 4.9: Alternativas para o reservatório superior de usinas reversíveis identificados no estudo de caso da região do Saco da Arara, localizado no entorno do reservatório da UHE Sobradinho
 Fonte: Adaptado de Andrade *et al.* (2020)

4.2. Formulações matemáticas específicas

Em resposta às lacunas teóricas identificadas na seção 2.4, propõe-se que as buscas empreendidas nos dois níveis de aproximação acima definidos sejam apoiadas por uma função baseada nos custos dos principais componentes necessários à implantação de uma UHR. Na seção 4.2.1, também com base na pesquisa bibliográfica realizada para esta dissertação, apresentada na seção 3.3, são definidos os parâmetros que serão utilizados nessa função. Em seguida, na seção 4.2.2, critérios para os componentes de custo são propostos considerando as necessidades específicas tanto da triagem quanto da otimização. Por fim, a seção 4.2.3 apresenta uma proposta de uma análise custo/benefício com o objetivo de permitir a comparação econômica de alternativas, a partir da definição dos benefícios oferecidos pelas usinas hidrelétricas reversíveis.

4.2.1. Definição de parâmetros e equações básicas dos componentes de custo

Os parâmetros selecionados para composição da função relacionada aos quatro principais componentes estão relacionados aos custos de implantação de uma usina hidrelétrica reversível, considerando uma quinta parcela referente a

custos indiretos e outros porventura não considerados pelas simplificações das equações propostas. Representados neste capítulo por uma unidade monetária genérica (\$), os componentes de custos sugeridos são os seguintes: *SA* – impactos socioambientais, *OC* – obras civis, *EQ* – equipamentos eletromecânicos, *IE* – conexão às infraestruturas de rede elétrica e viária, e *OT* – outros custos.

a) Impactos socioambientais

Para o componente de impactos socioambientais (*SA*, em \$), a exemplo do que foi verificado nas iniciativas pesquisadas ao longo deste trabalho, devem ser levadas em conta os impactos do empreendimento em áreas legalmente protegidas, dentre outras de interesse socioambiental. Os critérios de distância mínima costumam ser estabelecidos de acordo com as orientações da legislação vigente na região em estudo (como no caso do Brasil, podendo incluir zonas de amortecimento que circundam áreas de conservação). No entanto, o que se propõe nesta dissertação é que não se adote apenas critérios de exclusão de áreas de proteção como, em geral, visto na literatura. Sugere-se aqui a classificação dos impactos nas áreas afetadas (por exemplo, alto, médio e baixo) e a ponderação de diferentes coeficientes *Ksa* que representem um percentual do custo direto de obras civis, equipamentos e infraestrutura, conforme demonstrado na equação (22).

$$SA = \frac{\sum_i Ksa_i \times Asa_i}{\sum_i Asa_i} \times (OC + EQ + IE) \quad (22)$$

Os valores a serem utilizados para o coeficiente *Ksa* devem ser discutidos por especialistas em estudos socioambientais, podendo corresponder a percentuais de custo observados em obras realizadas de usinas hidrelétricas convencionais.

b) Obras civis

No caso do componente das obras civis (*OC*, em \$), devem ser consideradas duas parcelas: uma associada aos volumes de barramento necessários ao fechamento das selas topográficas dos novos reservatórios (*Vbar*, em m³), e a outra aos quantitativos do circuito hidráulico de geração a ser implantado conectando quaisquer dois reservatórios, levando em conta os volumes de obras civis e o peso da blindagem dos condutos forçados (respectivamente, *Vhid*, em m³, e *Phid*, em kg). De forma geral, nos trabalhos analisados, essa segunda parcela de custo se encontra representada apenas pela extensão do circuito hidráulico (*L*). A parcela das obras de barramento deve considerar a seção típica de uma barragem; enquanto a do circuito, as dimensões da seção do conduto e seus revestimentos. Cada uma delas

deve ser multiplicada pelo seu respectivo custo unitário, respectivamente denominados $Cbar$, $Chid_1$ (ambos, em $\$/m^3$) e $Chid_2$ (em $\$/kg$). Da mesma forma que o componente anterior, um coeficiente Koc , sempre maior que 1, deve ser aplicado para considerar as variações das condições geológicas de cada local de forma a maximizar os custos, penalizando áreas menos adequadas às obras de engenharia. Neste caso, em função da escala de informação geológica disponível em mapas regionais, a princípio, não haveria ganho em subdividir o circuito de adução em mais de um trecho. A equação (23) correspondente a esse componente é definida a seguir.

$$OC = Koc \times (Cbar \times Vbar + Chid_1 + Vhid + Chid_2 \times Phid) \quad (23)$$

Esse coeficiente Koc deve ser discutido por especialistas em geologia de engenharia, ou geotecnia, e pode estar associada à litologia predominante na área de cada reservatório. O detalhamento matemático do volume para fechamento das selas ($Vbar$) deve levar em conta seções típicas de barragens de terra ou concreto de acordo com as condições locais de disponibilidade de materiais e de fundação, enquanto os quantitativos relacionados ao circuito hidráulico ($Vhid$ e $Phid$) devem ser determinados a partir da vazão a ser turbinada (Q), que é função do volume do reservatório e do ciclo operacional da usina ($Q = V/t$). Por sua vez, os custos ($Cbar$, $Chid$ e $Phid$) devem refletir os valores unitários dos materiais de construção da barragem, dos serviços necessários a construção dos circuitos hidráulicos e do fornecimento de aço para blindagem dos condutos forçados, conforme valores praticados na região em estudo.

c) Equipamentos eletromecânicos

O terceiro componente deve representar o custo dos equipamentos (EQ , em $\$$), por sua vez, associados a queda disponível entre os reservatórios (H , em m) e o volume de armazenamento (V , em m^3), convertido em vazão segundo o ciclo operacional pretendido ($Q = V/h$, sendo Q em m^3/s), como na equação (24). Alternativamente, a formulação pode ser feita a partir da definição do peso dos equipamentos (Peq , em toneladas, t), se esse tipo de informação estiver disponível, multiplicados por um custo unitário do aço usinado (Ceq , em $\$/t$), conforme equação (25) ou ainda de uma equação obtida pela regressão de valores de bancos de dados de informações de custos reais ou de cotação com fabricantes. Em todos os casos, na ausência de dados específicos para UHR, um coeficiente de majoração (Keq), baseado em referências obtidas na literatura ou documentos técnicos, com

valor superior a 1, pode ser aplicado aos custos de equipamentos das usinas hidrelétricas convencionais.

$$EQ = Keq \times f(H, Q) \quad (24)$$

$$EQ = Keq \times Ceq \times Peq \quad (25)$$

d) Infraestrutura viária e elétrica

O componente de custo IE , em \$, deve considerar às distâncias relativas às infraestruturas viária (IEv) e elétrica (IEe) existentes na área de estudo. Esses parâmetros são levados em conta em alguns dos estudos pesquisados, podendo ser muito relevantes na comparação com alternativas localizadas em regiões mais isoladas. Neste caso, as parcelas correspondem ao produto das extensões aproximadas viária e elétrica (Lv e Le , ambas em km), que podem ser obtidas diretamente do MDE, pelos respectivos custos (Cv e Ce , ambas em \$/km), ambos correspondentes àqueles praticados nas áreas em estudo conforme as características específicas das vias ou das linhas de transmissão existentes, resultando na equação (26).

$$IE = IEv + IEe = Cv \times Lv + Ce \times Le \quad (26)$$

e) Outros custos

O último componente de custo (OT , em \$) deve refletir não só os custos indiretos como também custos não considerados nas simplificações das equações acima propostas, tendo em vista as particularidades de cada etapa de busca e as informações disponíveis. Conforme equação (27), fator Kot deve corresponder a um percentual que represente esses outros custos.

$$OT = Kot \times (SA + OC + EQ + IE) \quad (27)$$

4.2.2.

Critérios propostos para o cálculo dos componentes de custo em cada etapa de busca

Os componentes de custo definidos na seção anterior são reunidos no somatório (CT) apresentado na equação (28).

$$CT = SA + OC + EQ + IE + OT \quad (28)$$

A formulação do problema de otimização linear-inteiro misto completa consiste, portanto, em minimizar a equação (28), definidos pelas restrições (22) a (27), sujeito às restrições (1) a (11) inicialmente e, se necessário for, porque na solução há reservatórios desconexos, acrescida das restrições (12) a (21).

A equação de cada um dos cinco componentes pode ser detalhada conforme a etapa de aplicação e estar associada às especificidades da área em estudo.

a) Componente socioambiental

As áreas de reservatórios para o componente socioambiental (SA) ainda não se encontram delimitadas no início da fase de triagem, momento em que os reservatórios são representados apenas por um ponto central. Em um segundo momento, poderiam ser definidos pontos do entorno definidos pelo algoritmo baseado no conceito de *geomorphons* em 8 direções principais. Ainda assim, a diferença entre as duas etapas estaria apenas na forma geométrica do reservatório, na melhor das hipóteses, simplificada por um octógono formado pelos vértices definidos na fase de triagem e, conforme Figura 4.10, mais próxima do contorno dado por uma curva de nível no caso da otimização.

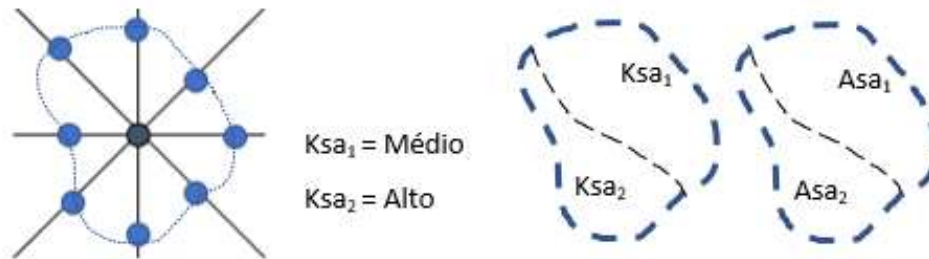


Figura 4.10: Definição das parcelas do componente de custo socioambiental (SA) segundo a classificação do impacto (alto, médio ou baixo)

Fonte: Autoria própria

b) Componente de obras civis

As parcelas do componente civil (OC , conforme equação (23) apresentada na seção anterior) podem ser definidos de maneiras distintas de acordo com as etapas da metodologia proposta, sendo detalhados a partir das formulações sugeridas por Andrade *et al.* (2020). Na etapa de triagem, os volumes de barramento ($Vbar$) e do circuito hidráulico ($Vhid$) podem ser representados pelos quantitativos preponderantes em cada elemento: o material de construção principal no caso da barragem (terra, enrocamento ou concreto) e as escavações, além do peso da blindagem, na parcela do circuito hidráulico. Na etapa de otimização, os volumes podem ser detalhados, considerando materiais e serviços adicionais. Exemplos numéricos baseados em informações de uma região selecionada para demonstração da aplicabilidade do modelo serão apresentados na seção 5.2.2.

Para os cálculos desses quantitativos, conforme explicado na seção anterior, algumas informações básicas sobre as características energéticas das alternativas devem ser conhecidas: o volume de armazenamento pretendido, a queda disponível entre o par de reservatórios de cada alternativa (novos ou existentes) e a capacidade instalada correspondente.

Conforme Figura 4.11, V_{bar} pode ser obtido por meio da integração numérica de uma seção trapezoidal ao longo dos eixos identificados no perímetro do reservatório. Neste caso, a elevação da crista da barragem deve ser definida a partir da curva cota-volume do reservatório e da informação prévia do volume de armazenamento requerido, além de considerar um valor adicional para a borda livre. A seção deve corresponder a geometria típica de uma barragem de terra, enrocamento ou concreto, de acordo com a disponibilidade de material adequado na região em estudo. Da mesma forma, se houver informação disponível, a elevação da fundação da barragem deve levar em conta a camada de solo no local e as propriedades mecânicas da rocha.

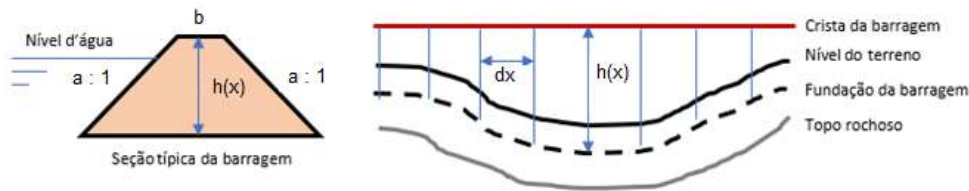


Figura 4.11: Definição teórica do volume do barramento (V_{bar})
Fonte: Autoria própria

Considerando essas diretrizes, o volume do barramento pode ser representado pela equação (29), onde: A_{bar} é a área da seção trapezoidal da barragem na seção x ; b é a largura da crista, correspondente à base menor do trapézio; a é a média entre os taludes de montante e jusante da seção; $h(x)$ é a sua altura na seção x ; e L corresponde à sua extensão total.

Em cada seção, o valor correspondente à altura do trapézio é, por sua vez, definido pela equação (30), sendo: NA_{max} , o nível d'água máximo do reservatório; H_{bl} , a borda livre; $y(x)$, o nível do terreno na seção x ; e e_{esc} , a espessura de escavação necessária para a fundação da barragem.

$$V_{bar} = \int_0^L A_{bar}(x) dx = \int_0^L (b + a \times h(x)) \times h(x) dx \quad (29)$$

$$h(x) = (NA_{max} + H_{bl}) - (y(x) - e_{esc}) \quad (30)$$

Conforme equação (31), V_{hid} deve considerar a menor distância entre os reservatórios (L_{hid}) e uma seção típica (A_{hid}), por exemplo, com a geometria arco-retangular que costuma representar a escavação dos túneis. Essa seção deve ser definida nos termos da equação (32), a partir de uma velocidade admissível (v_{adm1}) para o escoamento da vazão máxima a ser aduzida (Q), levando em conta as características do material da superfície de contato e as condições geológico-geotécnicas locais.

$$V_{hid} = L_{hid} \times A_{hid} \quad (31)$$

$$A_{hid} = Q/v_{adm1} \quad (32)$$

$Phid$, por sua vez, deve levar em conta a extensão do trecho blindado, o peso específico do aço (ρ_a) e o volume total da chapa (V_a), segundo equação (33). Esse volume, detalhado na equação (34), é dado por uma estimativa da extensão do conduto forçado blindado (L_a), o perímetro da circunferência do conduto expressa pelo seu diâmetro (πD_a) e a espessura da chapa de aço (e_a). Por fim, o diâmetro do conduto pode ser obtido pela equação (35), considerando a velocidade admissível para condutos em aço (v_{adm2}) para o escoamento da vazão (Q).

$$Phid = \rho_a \times V_a \quad (33)$$

$$V_a = L_a \times (\pi \times D_a) \times e_a \quad (34)$$

$$D_a = 2 \times \sqrt{Q \div (\pi v_{adm2})} \quad (35)$$

Em cada etapa de busca, L_{hid} tem pontos de referência distintos: no caso da etapa de triagem, as medições levam em conta apenas um ponto no interior de cada reservatório (PC_1 e PC_2), cuja geometria ainda será definida a partir da aplicação do algoritmo baseado no conceito de *geomorphons*; no caso da otimização, consideram as células do contorno do reservatório, delimitado ao fim da fase anterior, que estejam mais próximas entre si. A Figura 4.12 ilustra esses conceitos.

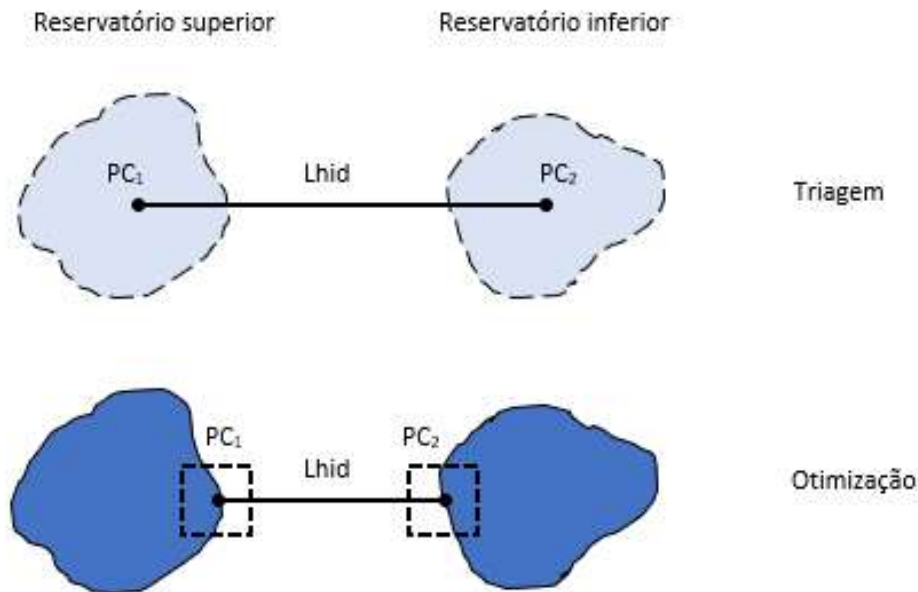


Figura 4.12: Definição teórica dos pontos de referência para a definição do comprimento do circuito hidráulico (L_{hid})

Fonte: Autoria própria

c) Equipamentos

No caso do componente de custo dos equipamentos eletromecânicos (EQ) cabe estabelecer um critério para a queda (H) a ser adotada em cada etapa: na triagem, pode-se admitir que seja correspondente à diferença simples entre as elevações do terreno dos pontos que identificam os dois reservatórios; na otimização, pode-se levar em conta a curva cota-volume, além de perdas de carga percentuais proporcionais às extensões dos circuitos. O custo dos equipamentos, qualquer que seja a metodologia de cálculo adotada, deve corresponder a soluções compatíveis com o estado da arte de desenvolvimento dos sistemas reversíveis de acordo com suas faixas de queda (em metros) e potência (em MW), conforme exemplo da Figura 4.13. Cada uma das quatro áreas delimitadas no gráfico abaixo representa um tipo de configuração diferente para os equipamentos eletromecânicos das usinas hidrelétricas reversíveis. Os contornos em cores, por sua vez, indicam os limites do estado da arte dessas configurações.

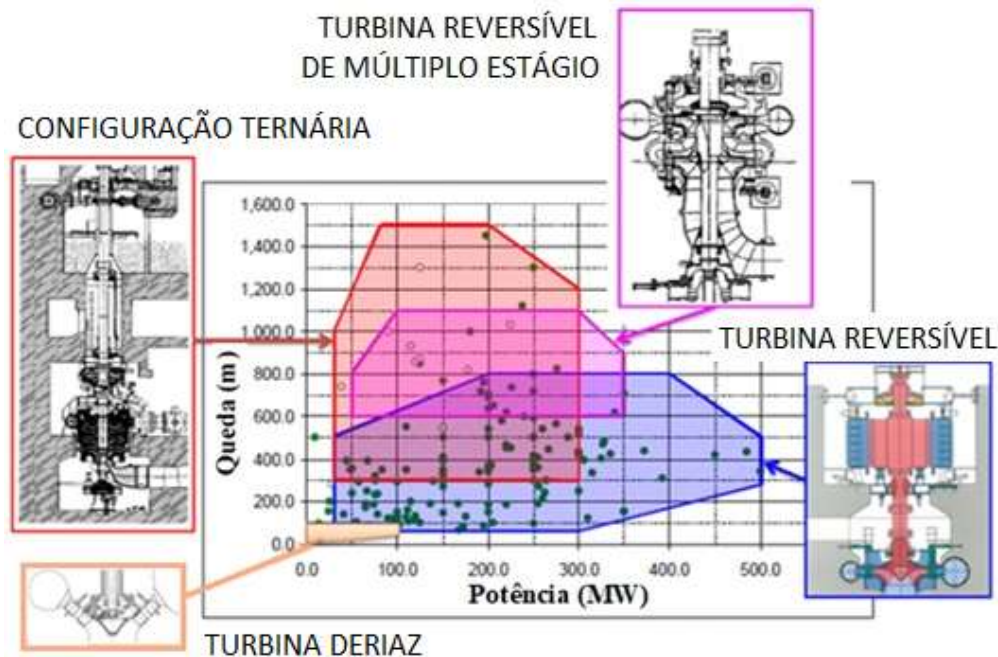


Figura 4.13: Exemplo de gráfico para seleção da configuração dos equipamentos em UHR
 Fonte: Adaptado de Fisher *et al.* (2012)

d) Infraestrutura

Para a etapa de triagem, conforme Figura 4.14, no caso da parcela do componente de custo relacionado à rede elétrica, deve-se levar em conta a menor distância (L_e) entre o ponto médio dos traçados dos circuitos hidráulicos ($PM_{1,2}$) e o ponto de conexão (considerando o traçado das linhas de transmissão ou subestação mais próxima). Em se tratando da rede viária, sugere-se considerar a menor distância (L_v) do mesmo ponto médio à interseção com a estrada circunvizinha. Cabe ressaltar que, como os reservatórios ainda não estão definidos no início da etapa de triagem, não há como considerar as interferências deles com as redes de infraestrutura.

Na etapa de otimização, quando a posição da casa de força e da subestação tendem a ser equivalentes, se não iguais, para todas as alternativas, não faz grande diferença a distância relativa a redes de infraestrutura existentes. No entanto, os reservatórios definidos na etapa de triagem podem ter interferências diretas com estradas e linhas de transmissão existentes. Neste caso, a parcela do componente pode considerar a extensão de estrada afetada como L_v (ver Figura 4.14). Além disso, o método de otimização poderia entender as células correspondentes ao traçado da linha de transmissão afetada como proibidas.

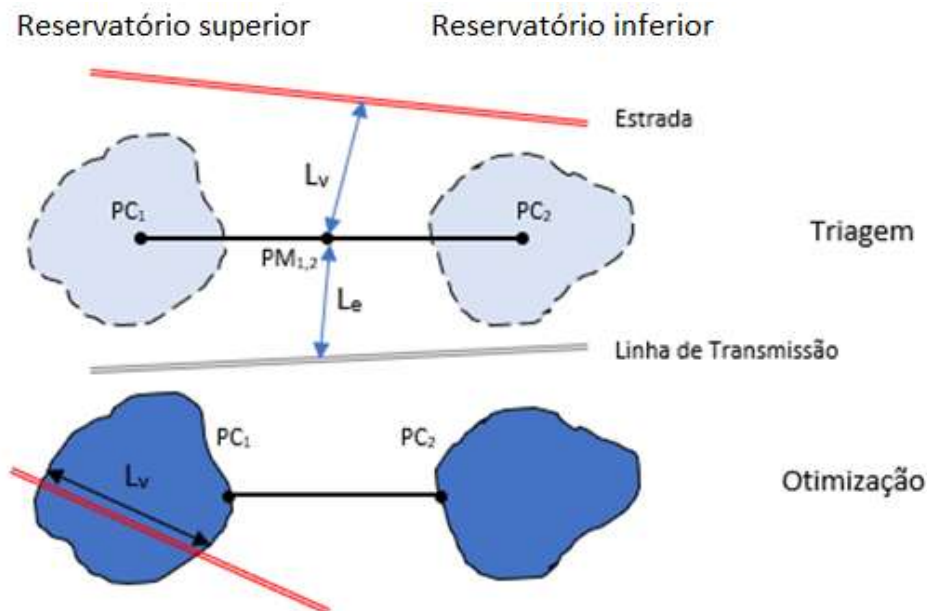


Figura 4.14: Definição teórica da distância entre as UHR e a rede elétrica (L_e) e viária (L_v)
 Fonte: Autoria própria

4.2.3.

Proposta de análise econômica considerando os serviços prestados pelas usinas hidrelétricas reversíveis

Embora não haja uma regulamentação específica no Brasil para remuneração dos serviços prestados por sistemas de armazenamento como as usinas hidrelétricas reversíveis (seção 3.1.4), esta dissertação propõe a utilização de três componentes de benefícios para permitir uma análise econômica que possa ser utilizada na fase de inicial de busca intensiva por locais adequados à sua implantação para, por exemplo, filtrar alternativas que sejam claramente inviáveis.

Para essa etapa de busca, como parte do modelo, e visando torná-lo também aplicável em outros países, sugere-se utilizar valores para os seguintes componentes de benefícios, que são representados para uma unidade de kW na equação (36):

- arbitragem de preços para a energia gerada (Pe), em \$/MWh, ainda que seja variável de um mercado dinâmico e, portanto, mais difícil de definir;
- tarifa de pagamento por capacidade instalada (Tp), em \$/kW por ano, tendência futura respaldada por uma legislação ainda recente no Brasil, onde a separação entre lastro e energia já vem sendo estudada (EPE, 2019b);

- tarifa de serviços ancilares prestados (Tsa), em \$/kW por ano, a ser definida para um conjunto de serviços que estejam regulamentados.

Conforme mostrado a seguir, no caso da parcela de energia gerada devem ser considerados o rendimento médio dos equipamentos no ciclo completo de operação (η) e uma fração anual do tempo de geração anual da usina (t), em horas.

$$BT_{anual} = (0.001 \times \eta \times t \times Pe + Tp + Tsa) \quad (36)$$

Os custos calculados de acordo com as sugestões detalhadas nas seções anteriores devem ser anualizados conforme equação (37) a partir de valor praticado como taxa de desconto (i) e da vida útil média das usinas (n).

$$CT_{anual} = CT \times \left[\frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right] \quad (37)$$

O índice custo/benefício de cada alternativa (ICB) é, por fim, calculado por meio da divisão entre o custo anualizado e o somatório de benefícios, definido na equação (38).

$$ICB = CT_{anual} / BT_{anual} \quad (38)$$

4.3. Considerações sobre o modelo proposto

O modelo proposto estabelece um procedimento de busca em duas etapas de locais adequados à implantação de usinas hidrelétricas reversíveis, que são denominadas (i) triagem, com o objetivo de identificar locais utilizando ferramentas do SIG associadas ao conceito de *geomorphons*, e (ii) otimização, para aperfeiçoar os contornos dos reservatórios por meio de um processo de otimização.

Além disso, inclui uma função de custo a ser aplicada nessas etapas de busca, detalhada segundo seus principais componentes (obras civis, equipamentos, infraestrutura e impactos socioambientais). Essa formulação não pretende ser rígida, permitindo melhorias contínuas a partir da análise e revisão dessas parcelas, a partir de demonstrações de aplicabilidade do modelo, como a desenvolvida no capítulo 5, e a adoção de valores para os parâmetros de acordo com as características da região a ser estudada, também exemplificada adiante.

No entanto, essa flexibilidade torna necessário o envolvimento de uma quantidade mínima de especialistas na definição dos diversos parâmetros das funções de custo, sobretudo quando não houver recomendações consolidadas pela

literatura ou em diretrizes de órgãos oficiais. Exige também uma pesquisa contínua por referências específicas de UHR, ainda muito limitadas, especialmente no Brasil, onde não há ainda uma tradição de projetos desse tipo.

Embora não haja ainda um arcabouço regulatório que torne viável a implantação dessas usinas, sugere-se uma análise econômica que leve em conta três componentes de benefícios, correspondentes à arbitragem de preços para a energia gerada, ao pagamento por capacidade instalada e aos serviços ancilares prestados. Essa definição dos componentes deve ser revista, portanto, de acordo com as propostas regulatórias que venham a ser apresentadas nos próximos anos. No próximo capítulo, em que se desenvolve uma demonstração de aplicabilidade para a etapa de triagem, a parcela de benefícios é utilizada como filtro para restringir a quantidade de alternativas a serem analisadas.

5. Demonstração de aplicabilidade do modelo proposto

A demonstração da aplicabilidade do modelo sugerido no capítulo anterior se inicia pela escolha de uma área de interesse no território brasileiro (seção 5.1). O desenvolvimento detalhado dessa aplicação para a etapa de triagem, por sua vez, é apresentado na seção 5.2, abrangendo desde a coleta de dados básicos até a discussão dos resultados obtidos.

5.1. Escolha da região para aplicação do modelo

Visando a seleção da área de interesse para a demonstração de aplicabilidade do modelo realizada nesta dissertação, levou-se em conta uma avaliação do potencial energético eólico e solar no território brasileiro, conforme apresentado adiante na seção 5.1.1, tendo em vista tanto as características de complementariedade energética dessas fontes quanto a possibilidade de implantação de sistemas híbridos com armazenamento de energia.

Na sequência, com base na importância da questão do uso da água, dos efeitos das alterações climáticas e da existência de reservatórios de usinas hidrelétricas convencionais, a seção 5.1.2 identifica uma bacia hidrográfica preferencial para aplicação do modelo proposto no capítulo 4.

5.1.1. Avaliação do potencial eólico e solar brasileiro

A alternativa de projetos híbridos, que combinem parques eólicos ou solares a usinas hidrelétricas reversíveis, surge da possibilidade de integrar fontes com características complementares no Brasil de forma a fornecer estabilidade, confiabilidade e flexibilidade ao sistema.

Com o objetivo de delimitar uma área para a aplicação do modelo proposto, apresentada na seção 5.2, a Figura 5.1 compara os potenciais eólico e solar no território brasileiro. O mapa solar, situado à esquerda da figura, mostra também a

localização das principais usinas hidrelétricas implantadas no Brasil. No caso do mapa eólico, a grandeza de referência apresentada é a velocidade dos ventos em uma altitude de 150m. Nesta comparação, fica evidente o potencial do trecho da bacia do rio São Francisco no mapa à esquerda, observando-se as escalas de cores de cada uma das legendas das duas fontes (quanto mais vermelho e mais escuro, maior o potencial).

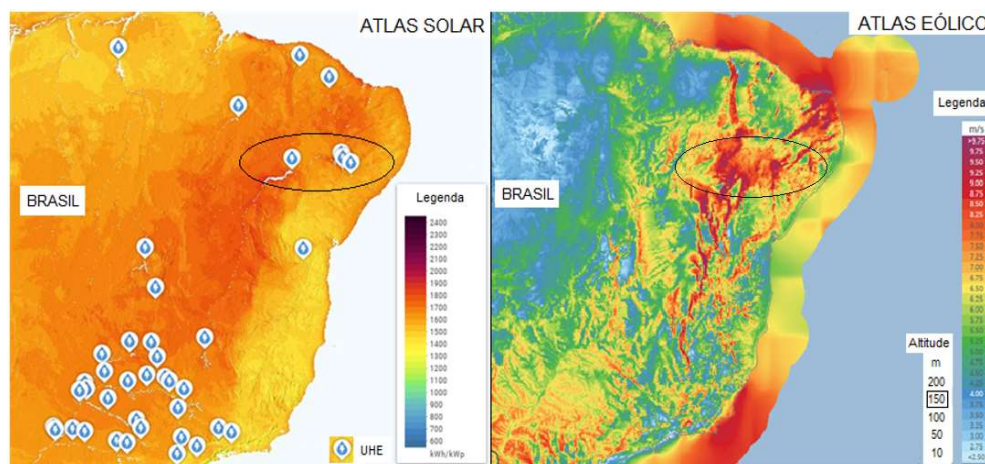


Figura 5.1: Comparação entre o potencial solar¹⁴, com localização de hidrelétricas (UHE), e eólico no Brasil¹⁵ (sem escala)

Fonte: Adaptado de Solargis (2021) e DTU (2021)

De posse dos locais com grande potencial de implantação de usinas eólicas e solar, na próxima seção será apresentado como foi escolhido o trecho da bacia hidrográfica objeto deste estudo.

5.1.2. Identificação de trecho de bacia hidrográfica para a aplicação do modelo

Uma investigação da variação das aflúncias nas bacias brasileiras feita pelo Operador Nacional do Sistema – ONS (2017) concluiu que anomalias dos padrões de pluviosidade nas bacias, associadas às alterações climáticas, devem ser a causa mais provável para as variações na geração hidrelétrica no SIN nas últimas décadas.

¹⁴ Obtido do *Global Solar Atlas 2.0*, um aplicativo gratuito baseado na web, desenvolvido e operado pela empresa Solargis s.r.o. em nome do Banco Mundial, usando dados Solargis, com financiamento fornecido pelo Programa de Assistência à Gestão do Setor de Energia (ESMAP).

¹⁵ Obtido do *Global Wind Atlas 3.0*, um aplicativo gratuito baseado na web desenvolvido, pertencente e operado pela Universidade Técnica da Dinamarca (DTU). O Global Wind Atlas 3.0 é lançado em parceria com o Grupo Banco Mundial, usando dados fornecidos pela Vortex, usando financiamento fornecido pelo Programa de Assistência à Gestão do Setor de Energia (ESMAP).

Essa afirmação tem como base a análise do comportamento da chuva em algumas bacias como a do São Francisco, mostrada na Figura 5.2, resultado de fenômenos de circulação atmosféricas de larga escala.

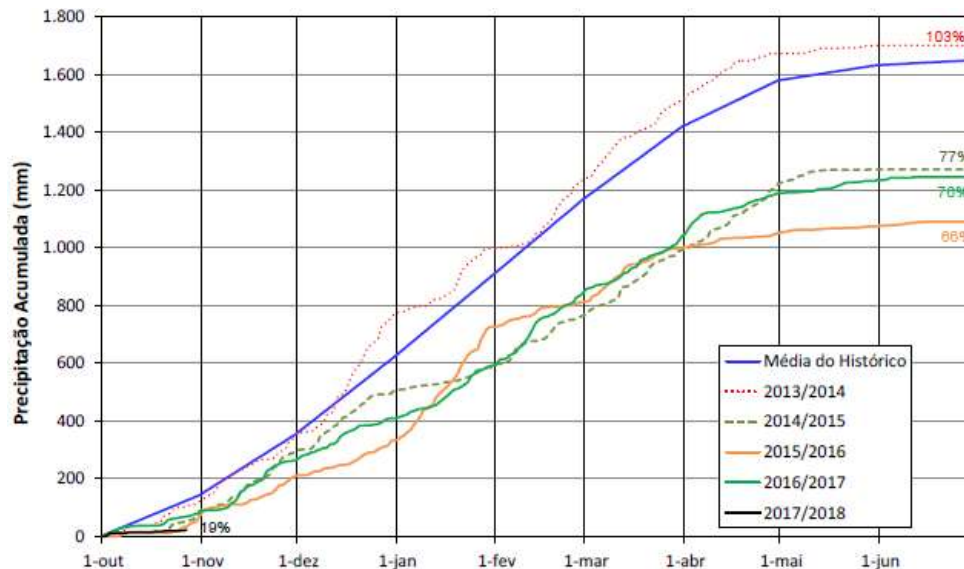


Figura 5.2: Comportamento da chuva na bacia do rio São Francisco.

Fonte: Adaptado de ONS, 2017

Análises realizadas por Marengo Orsini *et al.* (2018) relativas ao período de seca de 2011 a 2016 na região Nordeste do Brasil corroboram as conclusões do ONS relativas às anomalias verificadas. A Figura 5.3, mais adiante, elaborada a partir de dados do CPTEC, INPE, INMET e CEMADEN, compara a precipitação média dos anos mencionados com aquela ocorrida nas décadas de 1980, 1990 e 2000. Verifica-se que, as anomalias negativas de chuva desde 2012 explicam a crise hídrica associada ao rebaixamento dos níveis de reservatórios na região.

Na análise mencionada, o ONS (2017) reconhece que vem utilizando valores para os usos consuntivos bem inferiores aos definidos pela Agência Nacional de Águas (ANA); por outro lado, afirma que essa subestimativa é uma causa menos provável para as variações no padrão das séries de vazão. No entanto, a participação da irrigação nas retiradas de água vem crescendo significativamente em relação a outras, conforme pode ser visto na Figura 5.4 abaixo, apresentada no Plano Nacional de Segurança Hídrica – PNSH (ANA, 2019). Segundo o Atlas Irrigação publicado pela ANA (2017), o crescimento da área irrigada no Brasil entre 2006 e

2015 foi de 55%. Em Minas Gerais e na Bahia, os principais estados da bacia do rio São Francisco, o crescimento foi superior a 100% e 61%, respectivamente.

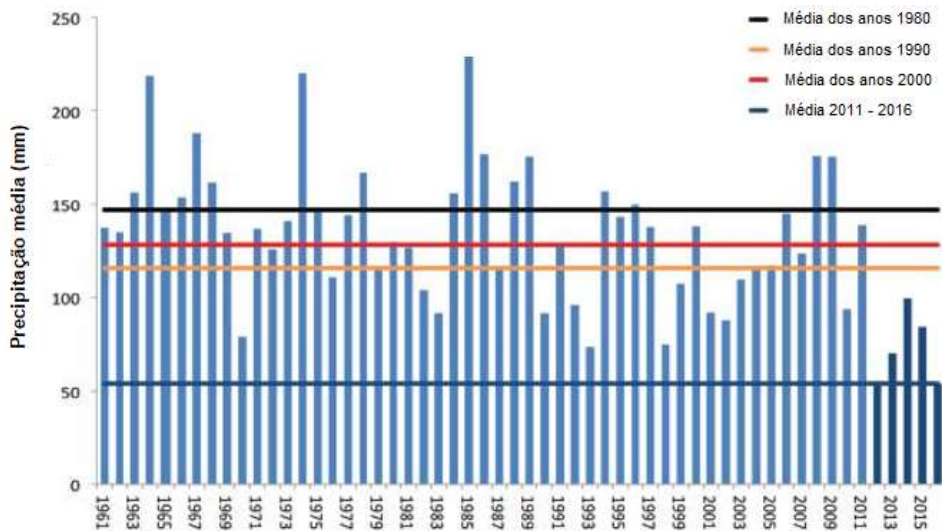


Figura 5.3: Precipitação no Nordeste do Brasil entre 1961 e 2016.
Fonte: Adaptado de Marengo Orsini *et al.* (2018)

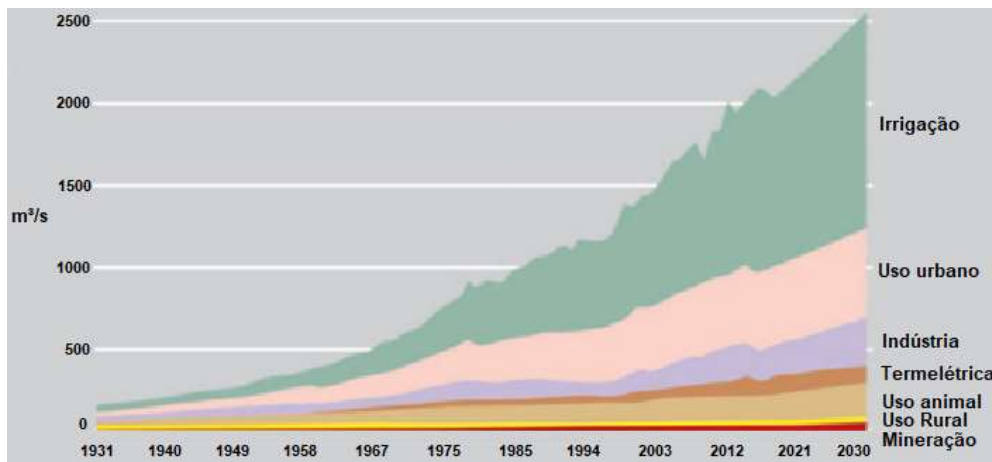


Figura 5.4: Evolução das retiradas de água no Brasil por setor usuário.
Fonte: Adaptado de ANA, 2019

Em artigo recente para a Revista Brasil Energia, Kelman & Kelman (2019) usaram o modelo Monalisa (KELMAN *et al.*, 2004) para determinar a energia firme do Nordeste, considerando este sistema isolado eletricamente dos demais. Neste caso, adotaram a configuração do Programa Mensal de Operação (PMO) elaborado pelo ONS de julho de 2019. A energia firme referente ao período crítico oficial do SIN (junho de 1949 a dezembro de 1956) foi calculada em 6,4 GW médios. Para as décadas de 1990, 2000 e 2010 (incompleta, pois limitada aos dados de 2019) foi

registrada uma redução significativa da energia, respectivamente iguais a 6,1, 5,5 e 3,6 GW médios.

No trecho mais próximo à foz da bacia do rio São Francisco estão localizadas as principais usinas hidrelétricas convencionais da região Nordeste: Xingó, o complexo de Paulo Afonso, Itaparica e Sobradinho. Essas usinas têm sua produção energética diretamente afetada pela redução da precipitação média e pela crescente retirada de água para irrigação na bacia. Por esses motivos, além da vocação da região para uso das fontes eólica e solar, a aplicação do modelo proposto, realizada na seção subsequente, se concentra no entorno do reservatório da UHE Sobradinho, o mais afetado pelos aspectos mencionados. O arranjo com reservatório inferior existente corresponde à classificação topológica T2 – S1 da Figura 3.11.

5.2.

Aplicação do modelo proposto em torno do reservatório da UHE Sobradinho

Para a aplicação do modelo proposto, foi utilizado o modelo computacional HERA¹⁶ (PSR, 2021), em sua versão desenvolvimento para inclusão de projetos de usinas hidrelétricas reversíveis, dentro do contexto do projeto de P&D da ANEEL citado na introdução desta dissertação. Os dados básicos utilizados para as simulações no entorno do reservatório da UHE Sobradinho, bem como a classificação dada aos impactos socioambientais e à qualidade da rocha, são detalhados na seção 5.2.1. Para aplicação do modelo proposto no capítulo 4, a função dos componentes de custo é detalhada na seção 5.2.2, na qual algumas variáveis assumem valores numéricos que buscam tanto refletir características específicas do local estudado, quanto simplificar as equações de acordo com a etapa de triagem. Na seção seguinte, são apresentados os parâmetros considerados para o cálculo do índice custo/benefício. Na seção 5.2.4, explica-se a estratégia utilizada nas simulações para a aplicação do modelo proposto para a etapa de triagem; e, por fim, os resultados obtidos são apresentados e analisados nas seções 5.2.5 e 5.2.6.

¹⁶ <https://www.psr-inc.com/software/?current=p7065>

5.2.1. Dados básicos e critérios de classificação

Como base cartográfica, utilizou-se um modelo digital de elevação (MDE). O dado de altura de um MDE considera tudo aquilo que está na superfície terrestre, compreendendo a vegetação, as edificações etc. Portanto, em uma área densamente vegetada, a altura do modelo digital não corresponde à altitude no nível do terreno, e sim à copa das árvores. No caso do entorno do reservatório de Sobradinho, onde não há vegetação densa, o erro da representação do terreno tende a ser menor, podendo ser considerado suficiente para as análises comparativas que são feitas nesta demonstração de aplicabilidade. Em áreas com vegetação densa, por outro lado, é recomendável utilizar um produto de levantamento topográfico capaz de penetrar a copa das árvores e mapear o terreno.

O MDE utilizado neste trabalho foi o MERIT Hydro (YAMAZAKI *et al.*, 2019), uma versão hidrológicamente consistida, derivada do MERIT DEM e outros conjuntos de dados de corpos d'água (G1WBM, GSWO e OpenStreetMap). O MERIT DEM, por sua vez, é um MDE desenvolvido por Yamazaki *et al.* (2017) através da remoção de vários componentes de erro de MDEs globais existentes e bastante utilizados (SRTM3 v2.1 e AW3D-30m v1), representando as elevações do terreno em uma resolução de 3 segundos de arco (cerca de 90m na linha do Equador). A projeção cartográfica utilizada no ambiente do HERA corresponde a WGS 84 / UTM zone 24S.

Para permitir a representação do reservatório de Sobradinho em diversas elevações, optou-se por utilizar a batimetria obtida por Lamas (2018). A partir de imagens de satélite, essa simplificação da batimetria do reservatório foi gerada por *offsets* do contorno, procurando reproduzir uma curva cota x área x volume equivalente àquela cadastrada no ONS para a UHE Sobradinho. Dessa forma, foi possível gerar no ambiente do HERA contornos do reservatório em diversas elevações, conforme mostrado na Figura 5.5. Ao se dispor desses contornos, torna-se possível considerar elevações inferiores ao nível máximo normal do reservatório nas simulações. Como a UHE Sobradinho opera com deplecionamento, faz sentido utilizar um nível mais baixo na definição da queda de uma usina hidrelétrica reversível que utilize o seu reservatório.



Figura 5.5: Reservatório da UHE Sobradinho em diversas elevações.
 Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Para a definição do coeficiente K_{sa} , fator multiplicador dos custos socioambientais, obtidos a partir de percentual do somatório dos custos de infraestrutura, obras civis e equipamentos, foram utilizados três mapas temáticos: unidades de conservação, áreas prioritárias e uso do solo. Os dois primeiros mapas foram obtidos por meio da página do Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2021)¹⁷ na internet, enquanto o de usos do solo foi encontrado em arquivos da Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG (SOARES-FILHO, 2016)¹⁸. Conforme mostrado nas Figuras 5.6, 5.7 e 5.8, esses mapas foram recortados dentro dos limites de uma área mínima que fosse suficiente para englobar o entorno do reservatório de Sobradinho e inserido na interface do HERA no formato *shapefile*.

¹⁷ <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/mma/openlayers.htm?2v04o1ka41cju8683he1lctv2>

¹⁸ <https://maps.csr.ufmg.br/>

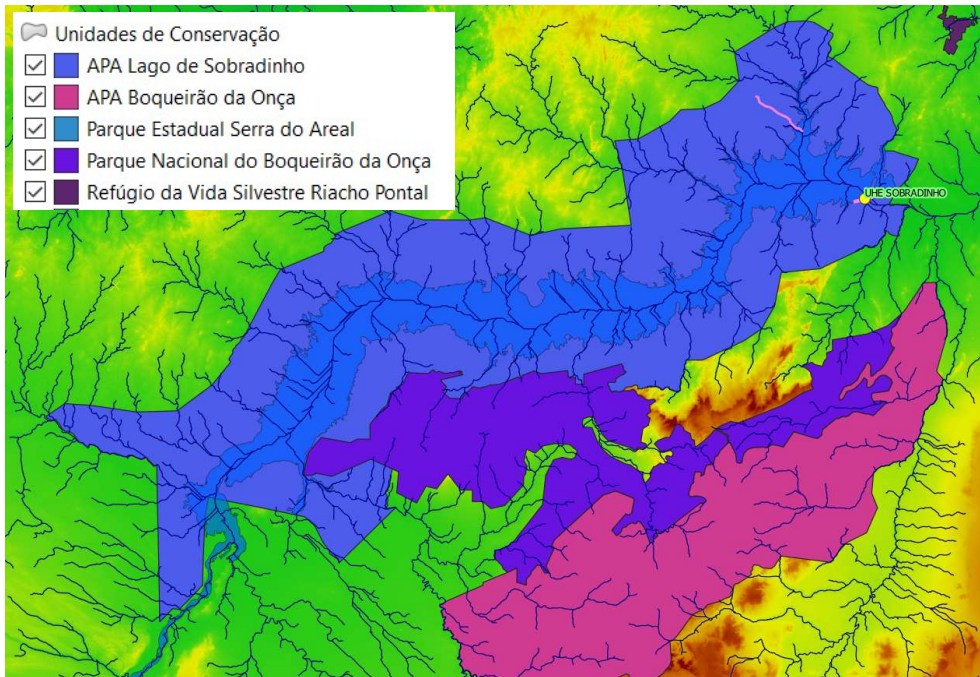


Figura 5.6: Recorte da camada de unidades de conservação inserida na interface do HERA.
 Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

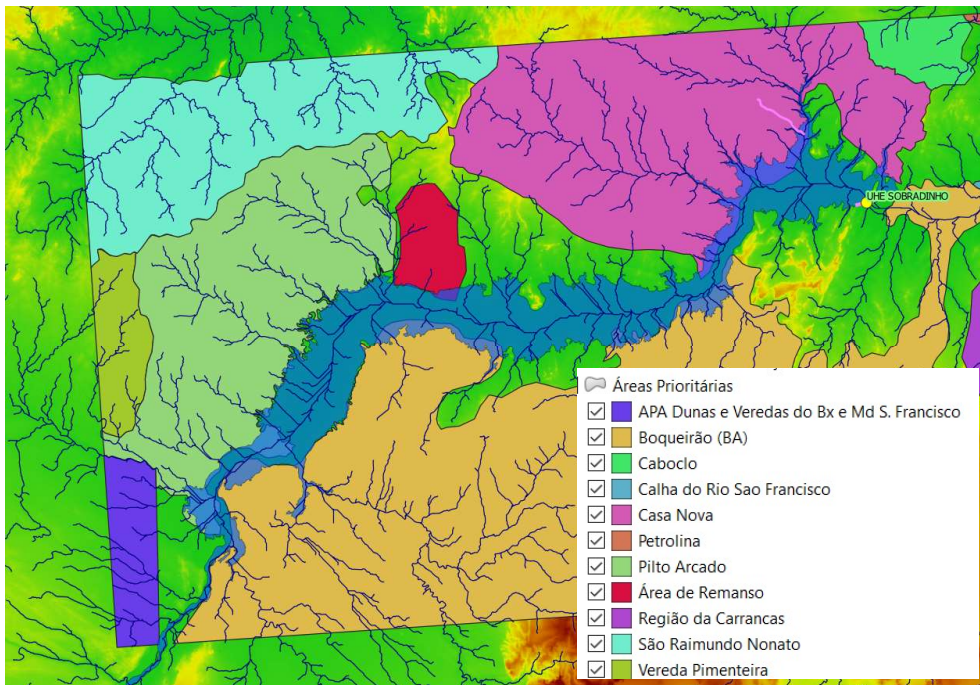


Figura 5.7: Recorte da camada de áreas prioritárias inserida na interface do HERA.
 Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

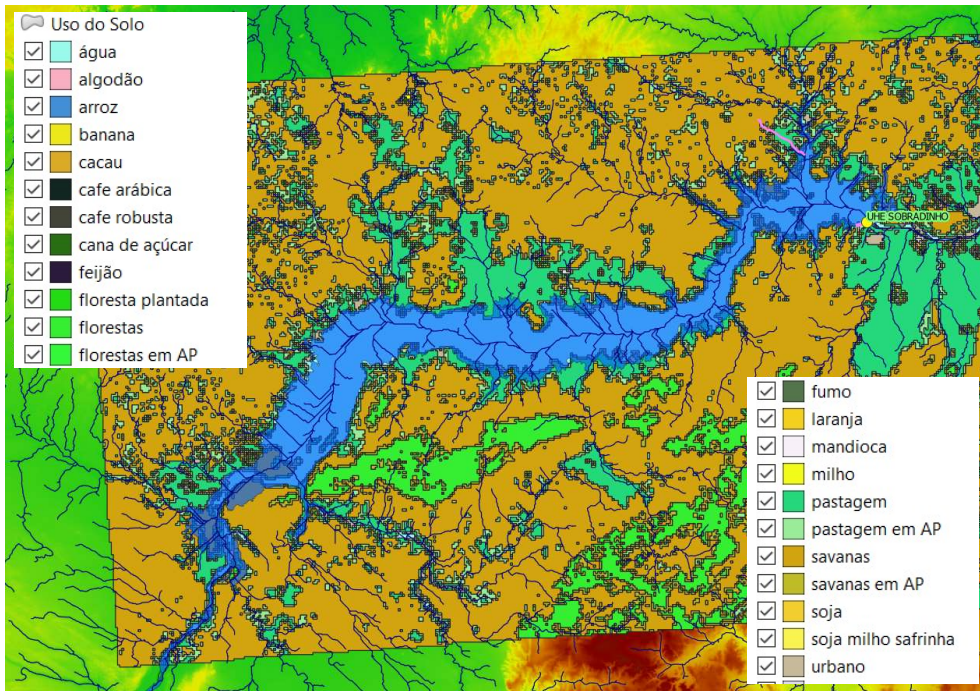


Figura 5.8: Recorte da camada de uso do solo inserida na interface do HERA.
 Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

No modelo computacional utilizado, esses impactos podem ser classificados como alto, médio, baixo ou ainda, caso haja orientação legal, proibido.

No caso das áreas prioritárias, a classificação final (I+P) mostrada no Quadro 5.1 considerou as informações dos atributos correspondentes à prioridade e à importância da camada original obtida na página do MMA¹⁹, mencionada anteriormente, e inserida no modelo. Dois especialistas (médio e sênior) com experiência em estudos de usinas hidrelétricas, responsáveis pela implementação das ferramentas de avaliação socioambiental do HERA, atribuíram as seguintes classificações tanto para prioridade (P) quanto importância (I) das áreas identificadas: 1 para “alta”; 2 quando “muito alta”; e 3 para “extremamente alta”. Os valores de prioridade e importância foram então somados, e os especialistas adotaram o seguinte critério: para somatórios iguais a 2 e 3, baixo impacto; 4 e 5, médio impacto; 6, alto impacto.

¹⁹ <http://areasprioritarias.mma.gov.br/metodologia>

Quadro 5.1 – Critério de classificação das áreas prioritárias conforme índices de importância (I) e prioridade (P)

Áreas Prioritárias	Importância (I)		Prioridade (P)		I+P
APA Dunas e Veredas do Baixo e Médio São Francisco	Muito Alta	2	Extremamente Alta	3	5
Boqueirão	Muito Alta	2	Muito Alta	2	4
Caboclo	Muito Alta	2	Alta	1	3
Calha do Rio São Francisco	Muito Alta	2	Muito Alta	2	4
Casa Nova	Muito Alta	2	Muito Alta	2	4
Petrolina	Extremamente Alta	3	Extremamente Alta	3	6
Pilto Arcado	Alta	1	Alta	1	2
Área de Remanso	Extremamente Alta	3	Extremamente Alta	3	6
Região das Carrancas	Extremamente Alta	3	Extremamente Alta	3	6
São Raimundo Nonato	Extremamente Alta	3	Extremamente Alta	3	6
Vereda Pimenteira	Alta	1	Muito Alta	2	3

A classificação dos impactos socioambientais para cada um dos temas, feita pelos mesmos especialistas citados no parágrafo anterior, é apresentada nos Quadros 5.2, 5.3 e 5.4, sendo respectivamente correspondentes a unidades de conservação, áreas prioritárias e uso do solo.

Quadro 5.2 – Classificação do impacto socioambiental considerando as unidades de conservação

Unidades de Conservação	Classificação
APA Lago de Sobradinho	Baixo
APA Boqueirão da Onça	Baixo
Parque Estadual Serrado Areal	Proibido
Parque Nacional do Boqueirão da Onça	Proibido
Refúgio da Vida Silvestre Riacho do Pontal	Proibido

Quadro 5.3 – Classificação do impacto socioambiental considerando as áreas prioritárias

Áreas Prioritárias	Classificação
APA Dunas e Veredas do Baixo e Médio SF	Alto
Boqueirão	Alto
Caboclo	Médio
Calha do Rio São Francisco	Alto
Casa Nova	Baixo
Petrolina	Médio

Áreas Prioritárias	Classificação
Pilto Arcado	Alto
Área de Remanso	Baixo
Região das Carrancas	Médio
São Raimundo Nonato	Médio
Veredeira Pimenteira	Baixo

Quadro 5.4 – Classificação do impacto socioambiental considerando o uso do solo

Usos do Solo	Classificação
água	Baixo
algodão	Baixo
banana	Baixo
cacau	Baixo
café arábica	Baixo
café robusta	Baixo
cana de açúcar	Baixo
feijão	Baixo
floresta plantada	Médio
florestas	Alto
florestas em AP	Alto
fumo	Baixo
laranja	Baixo
mandioca	Baixo
milho	Baixo
pastagem	Baixo
pastagem em AP	Baixo
savanas	Médio
savanas em AP	Médio
soja	Baixo
soja milho safrinha	Baixo
urbano	Alto

Conforme Figura 5.9, os três mapas temáticos socioambientais utilizados foram sobrepostos no ambiente do HERA. Por meio de uma ferramenta específica do modelo de importação de camadas para UHR, foi feita a classificação das áreas em um mapa de cores, correspondentes aos graus de impacto, fazendo prevalecer nas áreas de interseção sempre o valor mais alto atribuído a cada tema.

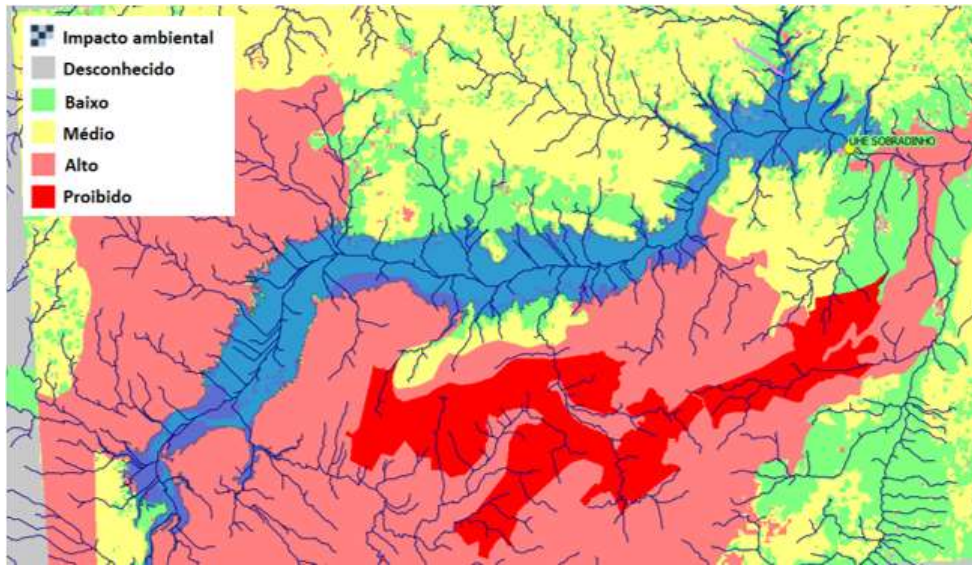


Figura 5.9: Classificação de impactos socioambientais.
 Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Para a definição do coeficiente *Koc*, fator multiplicador dos custos civis relacionado às condições geológico-geotécnicas, e na falta de informações de levantamentos e investigações realizadas *in situ*, foi utilizado o Mapa Geológico do Estado da Bahia em sua versão 1.1 (MME, 2003), obtido na página do Serviço Geológico do Brasil – CPRM²⁰, na internet. Neste caso, foram utilizadas apenas informações secundárias, não tendo sido realizadas quaisquer investigações no local de interesse. Conforme mostrado na Figura 5.10, o mapa também foi recortado e inserido na interface do HERA. A quantidade de litologias, porém, não permitiu a apresentação de legendas legíveis nessa figura.

No modelo computacional utilizado, as condições geológico-geotécnicas podem ser classificadas como boa, média, ruim ou ainda, caso haja áreas não classificadas no mapa, como desconhecida. A classificação da qualidade da rocha, apresentada no Quadro 5.5, por sua vez, foi realizada por especialista sênior em geologia de engenharia com experiência em estudos e obras de usinas hidrelétricas convencionais, responsável pela concepção das ferramentas de análise geológico-geotécnica do HERA. Essa classificação levou em conta o atributo *Litologia 1* da camada de informação do mapa geológico do MME, citado anteriormente, e uma

²⁰ <https://geosgb.cprm.gov.br/geosgb/downloads.html>

análise preliminar das outras informações disponíveis na tabela de atributos do *shapefile*.

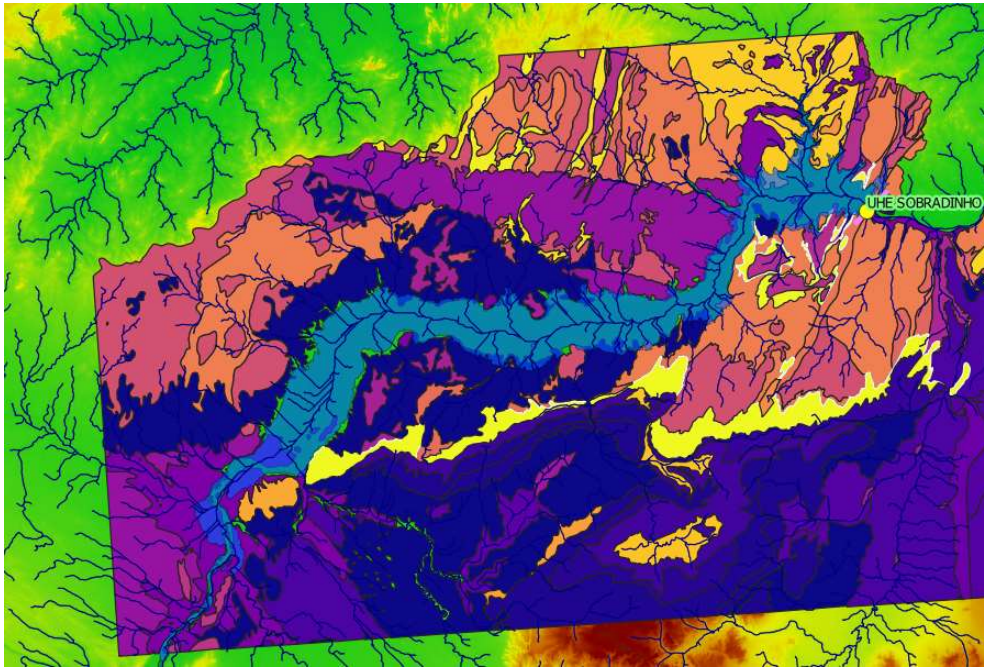


Figura 5.10: Recorte da camada do mapa geológico inserida na interface do HERA.
Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Quadro 5.5 – Classificação das condições geológico-geotécnicas segundo a qualidade da rocha

Litologia	Classificação
Aglomerado, Laterita, Depósitos de areia, Depósitos de argila	Ruim
Arenito	Média
Arenito, Ortoconglomerado, Paraconglomerado, Arenito conglomerático	Média
Argilito, Siltito, Arenito	Média
Argilito, Siltito, Calcarenito, Arenito, Ritmito, Calcário estromatolítico, Arenito conglomerático, Lamito	Média
Brecha carbonática	Ruim
Calcilutito, Calcarenito	Ruim
Calcilutito, Calcarenito, Siltito, Calcissiltito, Arcóseo	Ruim
Calcirrudito, Calcilutito, Calcarenito	Ruim
Depósitos de areia, Depósitos de argila	Ruim
Depósitos de areia, Depósitos de cascalho	Ruim
Depósitos de areia, Depósitos de cascalho, Depósitos de argila	Ruim
Depósitos de argila, Depósitos de areia, Depósitos de cascalho	Ruim
Depósitos eólicos	Ruim

Litologia	Classificação
Diamictito, Arenito, Grauvaca, Rocha pelítica	Média
Filito, Formação ferrífera bandada (BIF'S), Magnesitito, Metacalcário magnesiano, Metacalcário dolomito, Rocha metaultramáfica, Metachert, Rocha metapelítica, Metarenito	Ruim
Filito, Rocha metavulcânica félsica, Metacalcário dolomito, Metaritmito, Metavulcânica máfica, Metachert	Ruim
Filito, Xisto, Mármore, Muscovita quartzito	Média
Formação ferrífera bandada (BIF'S)	Ruim
Granito alcalino, Sienogranito	Boa
Leucogranito, Granito	Boa
Metagranito	Boa
Metagranito, Metagranodiorito, Augen gnaiss	Boa
Metamonzogranito	Boa
Metaritmito, Rocha metavulcânica félsica, Filito, Xisto, Metavulcânica máfica	Boa
Metasienogranito, Metamonzogranito	Boa
Metavulcânica intermediária, Metacalcário dolomito, Metavulcânica félsica, Metachert, Rocha metapelítica	Boa
Metavulcânica máfica, Metaritmito, Formação ferrífera bandada (BIF'S), Filito, Rocha metavulcânica félsica	Média
Migmatito, Ortognaiss	Boa
Muscovita quartzito	Média
Ortoconglomerado, Paraconglomerado, Arenito conglomerático, Conglomerado polimítico	Média
Quartzo monzonito, Quartzo sienito	Boa
Rocha pelítica, Arenito	Média
Rocha pelítica, Arenito, Arenito conglomerático, Conglomerado polimítico	Média
Serpentinito, Talco xisto	Ruim
Serpentinito, Talco xisto, Cromitito	Ruim
Siltito, Argilito	Média
Xisto	Boa
Xisto, Gnaiss, Rocha calcissilicática, Rocha metaultramáfica, Formação ferrífera bandada (BIF'S), Rocha metamáfica	Boa
Xisto, Paragnaisse, Mármore	Média
Xisto, Rocha metaultramáfica, Metachert, Rocha metamáfica	Média
Outras	Média

Conforme Figura 5.11, por meio de ferramenta específica do HERA, consolidou-se a classificação das condições geológico-geotécnicas na área de interesse em um mapa de cores, de acordo com as definições da legenda.

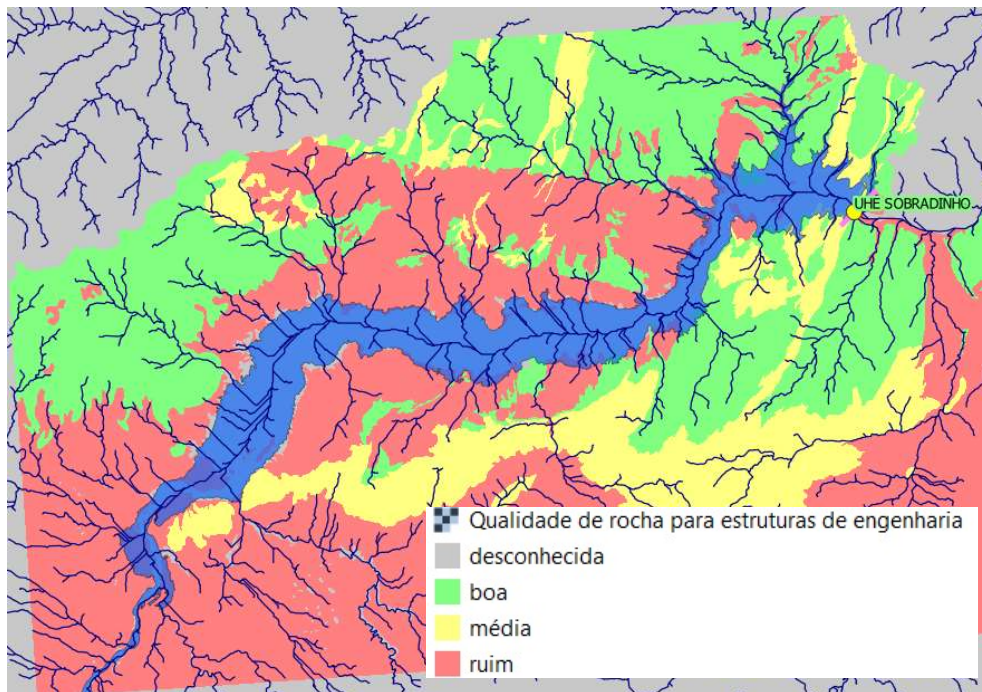


Figura 5.11: Classificação das condições geológico-geotécnicas.
Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Para a definição do componente de custo de infraestrutura, foram utilizados o mapa que combina as camadas rodoviária do DNIT (2019) e político-administrativa do IBGE (2010), obtido na página do Ministério da Infraestrutura²¹, e o mapa do sistema elétrico nacional, conforme Webmap EPE (2021c)²². No caso das rodovias, a partir da comparação com as estradas visíveis no Google Maps (2021), alguns trechos foram incluídos, e outros excluídos. Para a conexão ao sistema, apenas para fins desta aplicação, considerou-se exclusivamente a rede de linhas de transmissão existentes e a possibilidade de seccionamento delas, sem levar em conta as subestações da região. As Figuras 5.12 e 5.13 mostram essas camadas de informação, respectivamente correspondentes às rodovias (representadas pelas linhas em vermelho) e às linhas de transmissão existentes (linha preta ladeadas por pontos pretos), conforme visualizadas na interface do HERA.

²¹ <https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/dados-de-transportes/bit/bitmodosmapas>

²² <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>

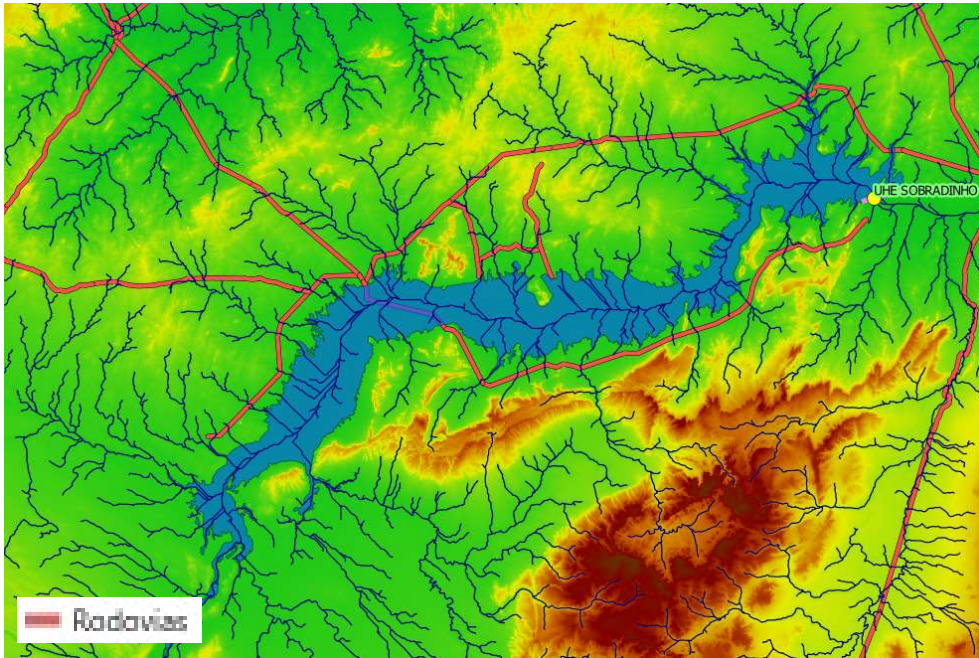


Figura 5.12: Recorte da camada do mapa rodoviário inserida na interface do HERA.
 Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

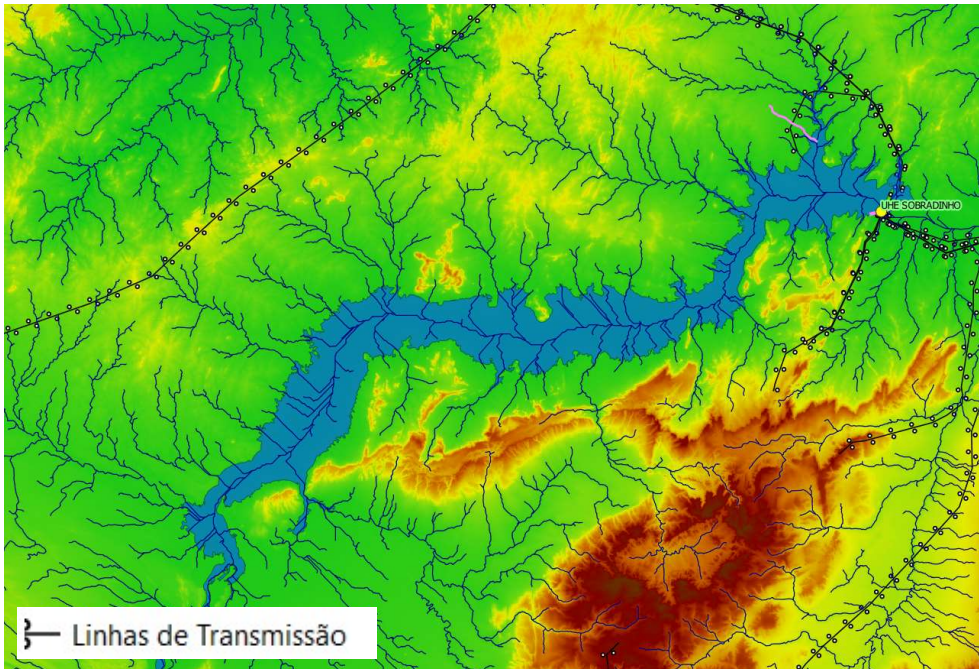


Figura 5.13: Recorte da camada do mapa do sistema elétrico inserida na interface do HERA.
 Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

5.2.2.

Detalhamento da função de custos para aplicação do modelo proposto

A seguir, apresentam-se as justificativas para os valores numéricos utilizados nas equações de cada um dos quatro componentes de custo nas simulações em função do nível de detalhamento pretendido e das particularidades da etapa de triagem. Em cada item são descritas as premissas adotadas para valoração dos coeficientes, dos custos unitários e dos parâmetros necessários para os cálculos dos quantitativos.

Para efeito das simulações realizadas no âmbito desta dissertação, o coeficiente Kot da equação (27), foi considerado com o valor de 0,40. Ou seja, neste caso, admitiu-se que os custos não considerados pelas equações dos componentes somados aos custos indiretos correspondem a 40% do valor total das usinas, uma estimativa feita pelo autor com base em sua experiência em orçamentos de usina hidrelétricas convencionais e recomendações do Manual de Inventário Hidrelétrico (CEPEL, 2007).

a) Impactos socioambientais

Para a etapa de triagem, considerou-se que os coeficientes (Ksa) classificados como altos, médios e baixos deveriam assumir, respectivamente, os seguintes valores, definidos por especialista sênior com experiência na orçamentação da conta socioambiental em estudos de usinas hidrelétricas convencionais com base em dados estatísticos do Instituto Acende Brasil (2017) e do Banco Mundial (2008): 0,20, 0,10 e 0,05. Além disso, tendo em vista o tamanho das áreas dos reservatórios e das informações disponíveis, para os casos em que houvesse mais de uma classificação dentro da área afetada, optou-se por utilizar o maior dos valores de Ksa , e não o critério de ponderação proposto na seção 4.2.1.

b) Obras civis

Conforme definido na seção mencionada acima, o coeficiente Koc da equação (24) do componente de obras civis deve refletir as condições geológico-geotécnicas da área de implantação dos novos reservatórios das usinas hidrelétricas reversíveis levando em conta as características da litologia predominante. Admitiu-se, por simplificação, que as litologias devem ser classificadas em três grupos, correspondentes às condições para implantação dos reservatórios e do barramento: boa, média ou ruim. Para cada uma delas, Koc recebeu, respectivamente, valores

iguais a 1,2, 1,4 e 2,0, definidos por especialista sênior em geologia de engenharia e pelo autor desta dissertação com base na sua experiência na orçamentação em estudos de usinas hidrelétricas convencionais. Ou seja, para condições geológico-geotécnicas boas estima-se que os tratamentos necessários resultem em um aumento de 20% do custo do componente; para condições médias, o custo do tratamento dobra em relação à anterior; por fim, nas piores condições, é o custo total do componente que dobra de valor. No caso das áreas de classificações desconhecidas, adotou-se também um coeficiente igual a 2,0.

Os custos unitários adotados, por sua vez, obedeceram às ordens de grandeza dos valores sugeridos pelo mencionado manual de inventário, tendo sido definidos pelo autor desta dissertação com base na experiência supracitada. Para as simulações realizadas, os valores adotados foram: $C_{bar} = \text{US\$}10,00/\text{m}^3$ (considerando os materiais de uma barragem de terra); $Chid_1 = \text{US\$}120,00/\text{m}^3$ (admitindo a escavação subterrânea de uma derivação em túnel e seus revestimentos em concreto); e $Chid_2 = \text{US\$}3,00/\text{kg}$ para a chapa de aço do conduto forçado. Esses custos devem ser sempre ajustados às condições do mercado da área em estudo.

Os termos da equação correspondentes aos quantitativos foram desenvolvidos considerando as generalizações indicadas nos parágrafos seguintes, na mesma ordem em que são apresentados na equação (24), isto é: obras de barramento, circuito de adução e peso da blindagem dos condutos. Os valores atribuídos aos parâmetros relacionados a esses componentes foram definidos pelo autor com base na sua experiência de mais de 20 anos em estudos de usinas hidrelétricas convencionais e em diretrizes do citado manual.

Para o cálculo de quantitativos das obras de barramento (V_{bar}), foram adotados os seguintes valores numéricos, correspondentes a uma representação simplificada de um dique de terra: largura da crista (b) = 4,0 m, valor suficiente para comportar uma pista de rolamento; talude médio dos paramentos de montante e jusante (a) = 2,5; borda livre (H_{bl}) = 2,0 m, menor que o sugerido na literatura, já que não se espera que ventos gerem ondas em reservatórios confinados; e espessura média de escavação para fundação da barragem para retirada de material orgânico (e_{esc}) = 1,0 m. As variáveis restantes são obtidas da curva cota x volume do reservatório (NA_{max}) e do MDE ($y(x)$). As equações correspondentes aos quantitativos do barramento (39) e (40) são apresentadas abaixo, em sua forma final.

$$Vbar = \int_0^L (4 + 2,5 \times h(x)) \times h(x) dx \quad (39)$$

$$h(x) = NA_{max} - y(x) + 3 \quad (40)$$

Os valores numéricos da equação dos quantitativos civis do circuito hidráulico (V_{hid}) são similares aos adotados por Andrade *et al.* (2020). Nesta dissertação, considerou-se também um arranjo em túnel, com seção arco-retangular, cuja extensão do trecho blindado em aço (traduzida em peso do fornecimento, igual a $Phid$), corresponderia a um terço do desenvolvimento total ($L_a = L_{hid}/3$). Além disso, foram adotados os seguintes valores: velocidade admissível no túnel (v_{admi}) = 4,0 m/s; velocidade admissível no conduto forçado (v_{admi}) = 6,0 m/s; peso específico do aço (ρ_a) = 7.840 kg/m³; e espessura média da chapa de aço (e_a) = 40 mm. Cabe ressaltar que, apesar de a espessura da chapa variar com a queda e o diâmetro, por simplificação, foi adotado um valor constante, compatível com as quedas observadas na área em estudo. As variáveis restantes são obtidas do processamento da busca de alternativas no MDE (L_{hid}) e das características do armazenamento energético pretendido (Q). Sendo assim, as parcelas correspondentes aos quantitativos do circuito hidráulico de obras civis (41) e de material em aço (42) são apresentadas a seguir.

$$V_{hid} = L_{hid} \times Q / 4 \quad (41)$$

$$Phid \cong 150 \times L_{hid} \times \sqrt{Q} \quad (42)$$

Para fins da aplicação do modelo, conforme proposto nesta dissertação, o componente de custo das obras civis (OC) para a etapa de triagem encontra-se consolidado na equação (43).

$$OC = 10Koc \times \left(\int_0^L (4 + 2,5 \times h(x)) \times h(x) dx \right. \\ \left. + 3 L_{hid} \times Q + 45 \times L_{hid} \times \sqrt{Q} \right) \quad (43)$$

c) Equipamentos

Neste trabalho, utilizou-se a equação de custos eletromecânicos definida por Andrade *et al.* (2020) a partir de uma ferramenta de regressão simbólica baseada na Programação Genética Cartesiana Diferencial (dCGP) da Agência Espacial Europeia – ESA (IZZO *et al.*, 2017), disponível na internet²³. Custos totais de

²³ <https://esa.github.io/dcgp-web/#/>

equipamentos da casa de força para diversas combinações de queda hidráulica (H , em m) e potência instalada (P , em MW), convertidos para dólares americanos, foram obtidos do conjunto de planilhas do Manual de Inventário Brasileiro para usinas hidrelétricas convencionais (CEPEL, 2007). As planilhas foram utilizadas da forma como estão integradas no modelo HERA, considerando um arranjo de circuito de geração composto por tomada d'água, túnel de adução e casa de força equipada com turbinas Francis do tipo vertical, compatível com a faixa de quedas esperada no entorno do reservatório da UHE Sobradinho.

Para alimentar a ferramenta da ESA, foi preparado um arquivo com os custos correspondentes a 54 combinações de P e H . Esse conjunto de valores respeitou as faixas do estado da arte das turbinas Francis, com os valores de H variando entre 100 m e 600 m, e os de P entre 40 MW e 1.280 MW. Por se tratar de uma base de dados gerada para usinas hidrelétricas convencionais, os custos foram aumentados por Andrade *et al.* (2020) em 20% para considerar as particularidades das UHR, divididos pela capacidade instalada para representar os valores do custo índice (em US\$/kW) e atualizados de 2006 (data de referência do Manual de Inventário) para 2020. No caso da presente simulação, considerou-se que esse percentual corresponderia a custos de equipamentos auxiliares e eventuais, compatível com o que é sugerido pelo citado manual. Para a conversão dos valores para UHR, utilizou-se um coeficiente Keq , conforme definido na equação (24), correspondente a 1,40, valor definido por engenheiro especialista em projetos eletromecânicos de usinas hidrelétricas convencionais para quedas inferiores a 600m.

A ferramenta de aprendizado de máquina dCGP realizou uma regressão simbólica sobre o conjunto de dados (custo índice, queda e potência), a fim de definir o componente de custo de equipamentos, conforme consolidado na equação (44). Como as quedas da região estudada são todas inferiores a 600 m, a equação a seguir é representada considerando o coeficiente Keq sempre igual a 1,40. As variáveis restantes são obtidas, por simplificação, a partir das diferenças de níveis d'água entre os reservatórios que compõem cada alternativa de usina (H , em m) e das características do armazenamento pretendido (P , em MW).

$$EQ = 1.400 \times \left(3608 \times P / \sqrt{H} + 8608 \right) \quad (44)$$

d) Infraestrutura

No caso do componente de custo de infraestrutura (IE), as distinções entre as etapas de busca se deram conforme definido na seção 4.2.2, isto é: para a etapa de triagem, L_v corresponde ao acesso necessário da estrada existente à usina e L_e , à conexão da usina à linha de transmissão mais próxima.

Os custos unitários adotados, por sua vez, obedeceram também às ordens de grandeza dos valores aplicados em obras similares, mas foram definidos de forma arbitrária para esta aplicação do modelo proposto, já que podem variar com o tipo de acesso rodoviário pretendido e com as características da rede elétrica. Da mesma forma que ressaltado para o componente civil (OC), esses custos devem ser sempre ajustados às condições do mercado da área em estudo. No caso de trechos complementares de acesso, os valores adotados pelo autor com base na sua experiência foram $C_v = \text{US\$}400.000,00/\text{km}$, usando como referência a tabela 4.10.10.01 do Manual de Inventário Hidrelétrico (CEPEL, 2007). Para a conexão à rede, um engenheiro eletricista sênior, especialista em obras similares, definiu o valor de $C_e = \text{US\$}750.000,00/\text{km}$, considerando recomendações para uma tensão de 500 kV do EPRI (2011).

A equação do componente de custo de infraestrutura na etapa de triagem (45) aparece consolidadas a seguir.

$$IE = 400.000 \times L_v + 750.000 \times L_e \quad (45)$$

5.2.3.

Parâmetros utilizados na análise custo/benefício

Para cada um dos serviços prestados pelas usinas hidrelétricas reversíveis e considerados no modelo proposto no capítulo 4, foram considerados os seguintes valores nas simulações realizadas: $P_e = \text{US\$}10,00/\text{MWh}$ para a arbitragem de preços, $T_p = \text{US\$}60,00/\text{kW/ano}$ para o pagamento por capacidade e $T_{sa} = \text{US\$}1,00/\text{kW/ano}$ para os serviços ancilares. Enquanto T_p e T_{sa} são tarifas reguladas pelo mercado, P_e é resultado de uma avaliação dos preços históricos do ano de 2020. Esses valores foram definidos por especialista em estudos de mercado para esta demonstração de aplicabilidade.

O parâmetro de rendimento dos equipamentos adotado para o ciclo de geração e bombeamento correspondeu a $\eta = 0,75$ – para uma fase preliminar de busca,

optou-se por um valor mais conservador em relação ao reconhecido por Fisher *et al.* (2012) como aquele alcançado pelas instalações mais modernas (82%). O período de arbitragem utilizado considerou 3 horas diárias ($t = 1.095$ horas/ano), equivalente ao período de ponta.

Sendo assim, aplicando esses valores à equação (36), conforme cálculos detalhados a seguir (46), o benefício anual por kW calculado resultou em US\$77,42/kW.

$$\begin{aligned} BT_{\text{anual}} &= (0,001 \times 0,75 \times 1095 \times 10 + 60 + 1) \\ &= US\$77,42/kW \end{aligned} \quad (46)$$

Para a anualização do custo total (CT) de cada alternativa, por sua vez, foram considerados uma taxa de desconto de 5% a.a. e uma vida útil média de 30 anos.

No ambiente do HERA, esses parâmetros são utilizados para calcular o custo máximo para a viabilidade de uma UHR com capacidade de armazenamento definida por duas variáveis: potência instalada (P , em MW) e o tempo de geração (Δt , em horas). O custo máximo calculado pode ser utilizado como filtro nas simulações da etapa de triagem dos melhores locais para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis.

5.2.4. Premissas e estratégia de aplicação no modelo computacional

Nos estudos de viabilidade, a definição do nível do reservatório inferior de uma usina hidrelétrica reversível implantada em torno da UHE Sobradinho deverá levar em conta aspectos operacionais do reservatório da usina existente e o impacto das oscilações de nível no rendimento da turbina. Para as simulações realizadas nesta dissertação, que envolvem uma busca comparativa preliminar de locais para o reservatório superior, por simplificação, optou-se por adotar o nível do reservatório inferior na elevação 392,00 m, cujo contorno é apresentado na Figura 5.14. Essa cota é a mais próxima situada abaixo do NA máximo normal da UHE Sobradinho (elevação 392,50 m), que pode ser adotada no modelo.



Figura 5.14: Contorno do reservatório da UHE Sobradinho na El.392,00 na interface do HERA sobre imagem de satélite do Google Earth.

Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Os principais dados de entrada para as simulações no HERA são a potência instalada (P , em MW) e o tempo de geração (Δt , em horas) cujo produto resulta na capacidade de armazenamento pretendida (em GWh). A partir desses dados, o modelo permite dois tipos de busca.

Uma delas, denominada busca por alternativas locais, apresenta no mapa todas as alternativas locais possíveis para um único par P e Δt , de acordo com os filtros que podem ser aplicados, conforme explicado nos parágrafos subsequentes. Nesse primeiro caso, os resultados são representados por círculos coloridos segundo uma escala de cores entre o vermelho e o branco, sendo tanto mais claros quanto menor o custo, como ilustrado pela imagem situada à esquerda da Figura 5.15. Na interface do modelo também é possível visualizar os componentes de custo descritos na seção 4.2, sendo que a parcela percentual de outros custos aparece igualmente distribuída entre os componentes principais. A parcela civil, por sua vez, está dividida entre os custos associados aos reservatórios e ao circuito hidráulico, enquanto a parcela de infraestrutura tem os custos de acesso viário e conexão à rede elétrica também separados.

A outra, identificada como busca por projetos, indica a melhor alternativa para diversos pares P e Δt . Nesse segundo caso, os resultados são representados por

pares de círculos alaranjados conectados por uma linha tracejada amarela, correspondendo, respectivamente e de forma simplificada, aos dois reservatórios (inferior e superior) e ao circuito hidráulico correspondente. É necessário clicar sobre o par de círculos para identificar a que par P e Δt corresponde cada solução.

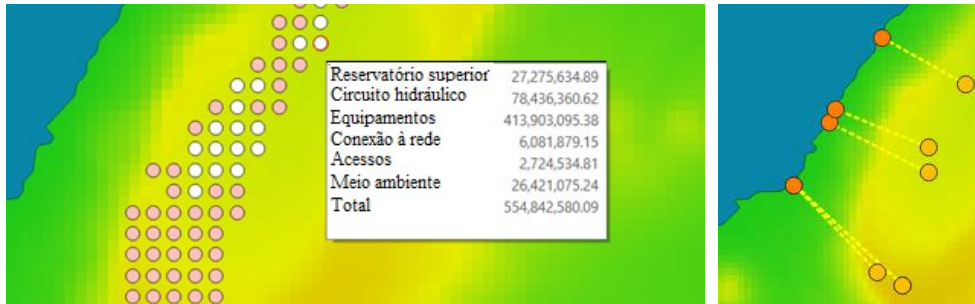


Figura 5.15: Busca por alternativas locais, a esquerda, e por projetos, a direita.
Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Além das informações básicas de armazenamento, alguns parâmetros propiciam a aplicação de filtros para evitar perda de tempo com alternativas inviáveis, portanto, desnecessárias, ao longo do processamento. Duas delas, são mencionadas nos artigos analisados no capítulo 3: a queda mínima e a razão entre a queda e a distância entre os reservatórios (L) e a queda (H). No caso de Sobradinho foram considerados 150 m como queda mínima, em função das diferenças de altitude verificadas no entorno do reservatório, e 0,10 como valor mínimo para a relação L/H , conforme adotado em estudo da EPE (2019a). Também foram admitidos os valores de 5 metros para a altura mínima do reservatório superior e 180 metros para o espaçamento mínimo entre as alternativas.

Um filtro adicional, que só pode ser aplicado para o caso de busca por alternativa locais, realiza a análise custo-benefício proposta na seção 4.2.3 e define um valor máximo de custo a partir dos valores estabelecidos para os parâmetros de simulação na seção 5.2.3.

Para a demonstração de aplicabilidade do modelo proposto nesta dissertação, optou-se por seguir a estratégia de análise em duas fases, que são desenvolvidas na seção 5.2.5. Na primeira fase, foi realizada uma busca por alternativas locais em torno de todo o reservatório para uma potência da mesma ordem de grandeza da UHE Sobradinho (1.050 MW), de forma a considerar para as alternativas de usinas hidrelétricas reversíveis uma capacidade instalada com impacto significativo para

o sistema, além de tempos de geração correspondendo a ciclos variados (horário, diário, semanal e mensal). Na segunda fase, a busca pelos melhores projetos priorizou a área mais promissora dentre as identificadas na fase anterior, selecionando os tempos de geração de acordo com os resultados iniciais e variando as alternativas de potência entre 500 MW e 1.500 MW.

5.2.5. Apresentação dos resultados das simulações

Na primeira fase de aplicação do modelo proposto foram simuladas 4 alternativas de tempos de geração: 8h, 24h (1 dia), 168h (1 semana) e 720h (1 mês). A potência instalada considerada nessa etapa, por sua vez, foi de 1.000MW, equivalente à da usina existente. Os filtros da análise custo-benefício estabeleceram para cada alternativa, respectivamente, os seguintes valores mínimos, a partir das tarifas definidas na seção 5.2.3 (todos em US\$/kWh): 132,37; 44,12; 6,30; e 1,47.

O modelo não encontrou resultados para as alternativas correspondentes aos tempos de geração de 1 semana e 1 mês, o que mostra que há um limite para o armazenamento em torno do reservatório ditado pelas características geográficas da área. Por isso, foram selecionados apenas os mapas com os resultados para ciclos de 8h e 1 dia, apresentados abaixo nas Figuras 5.16 e 5.17.

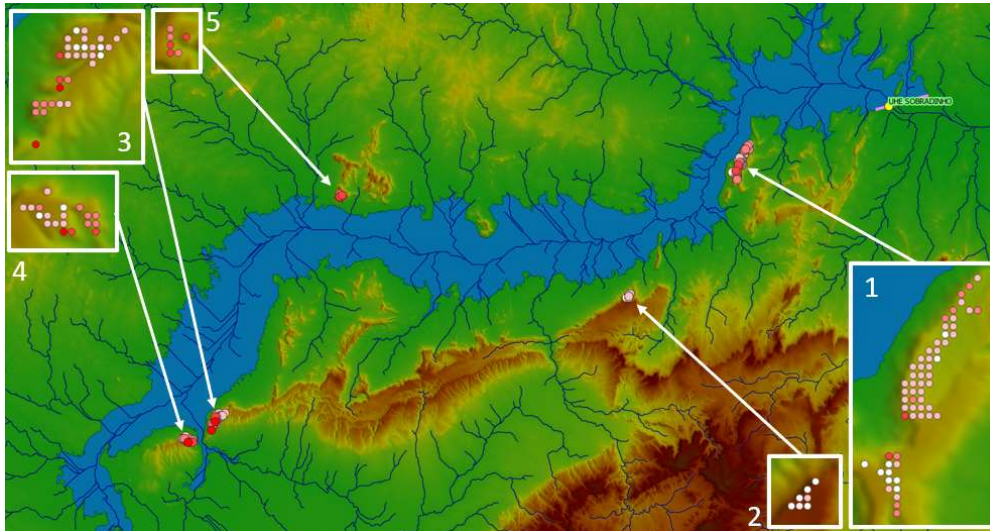


Figura 5.16: Resultado do modelo para busca de alternativas locais para implantação de UHR de 1.000 MW de potência instalada e 8h de geração.

Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

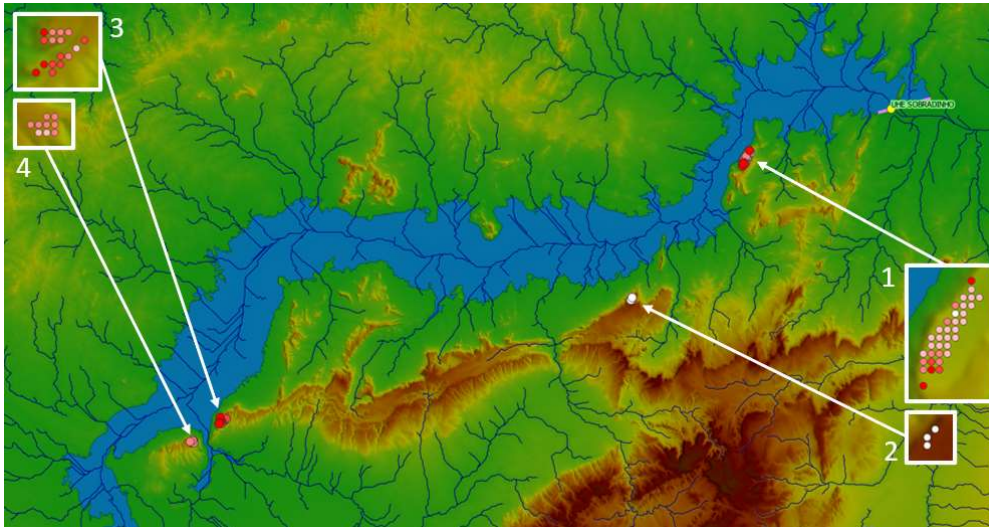


Figura 5.17: Resultado do modelo para busca de alternativas locais para implantação de UHR de 1.000 MW de potência instalada e 24h de geração.
Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Da análise visual dos resultados dos mapas acima, verifica-se que há 5 áreas potenciais ao redor do reservatório, numeradas de 1 a 5 a partir do eixo da UHE Sobradinho no sentido horário. A área 2, localizada na margem direita, apresenta custos mais baixos (representadas por círculos mais claros), mas poucas alternativas, todas elas concentradas em área de grande declividade onde seria mais difícil acomodar reservatórios. Outra região promissora para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis, com uma quantidade maior de pontos mais claros espalhados, é a área 1, situada também na margem direita do reservatório em uma depressão, e mais próxima ao eixo da barragem da usina existente. Ambas as áreas são mostradas com curvas de nível espaçadas a cada 20 metros, na Figura 5.18.

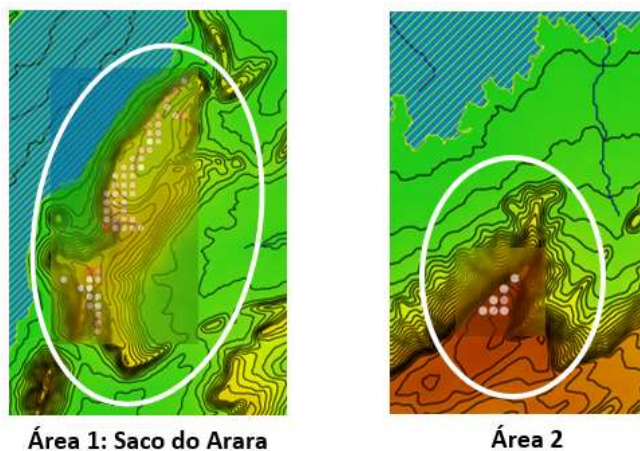


Figura 5.18: Áreas mais promissoras com representação das curvas de nível e resultados para 8h.
Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Esses resultados confirmam o interesse na área 1, correspondente à região conhecida como Saco do Arara, identificada por Kelman & Harrison (2019) e estudada também por Andrade *et al.* (2020). Além disso, por se encontrar em região ambientalmente mais favorável (de forma predominante, sobre a cor verde na Figura 5.19) que a área 2 (sobre área vermelha), foi a única escolhida para ser analisada na segunda fase de aplicação do modelo proposto.

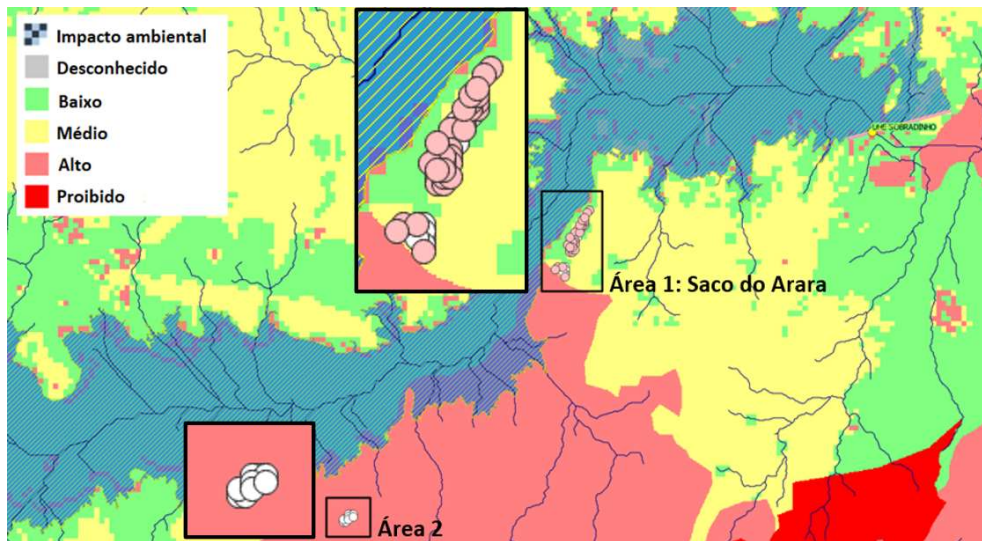


Figura 5.19: Área 1 (Saco do Arara) e Área 2 com os resultados da alternativa de ciclo diário sobre o resultado da classificação de impactos ambientais

Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Para a segunda fase, tendo em vista a vocação territorial identificada na etapa anterior para armazenamentos de ordem de grandeza inferior à semanal, a busca pelos melhores projetos considerou as seguintes alternativas: 500 MW, 1000 MW e 1500 MW de potência e 4h, 8h, 12h, 16h, 24h e 48h de duração da geração, totalizando 15 combinações, por sua vez, representadas no mapa da Figura 5.20 por pares de pontos (locais).

Conforme pode ser observado no mapa adiante, se considerada a equivalência entre os locais B e C, os resultados das simulações para todas as potências se concentraram em apenas dois sítios na região conhecida como Saco do Arara. Sendo assim, não havendo locais que foram selecionados especificamente em função das potências simuladas, optou-se pela análise dos resultados de apenas uma das alternativas, arbitrariamente, a de 500 MW.

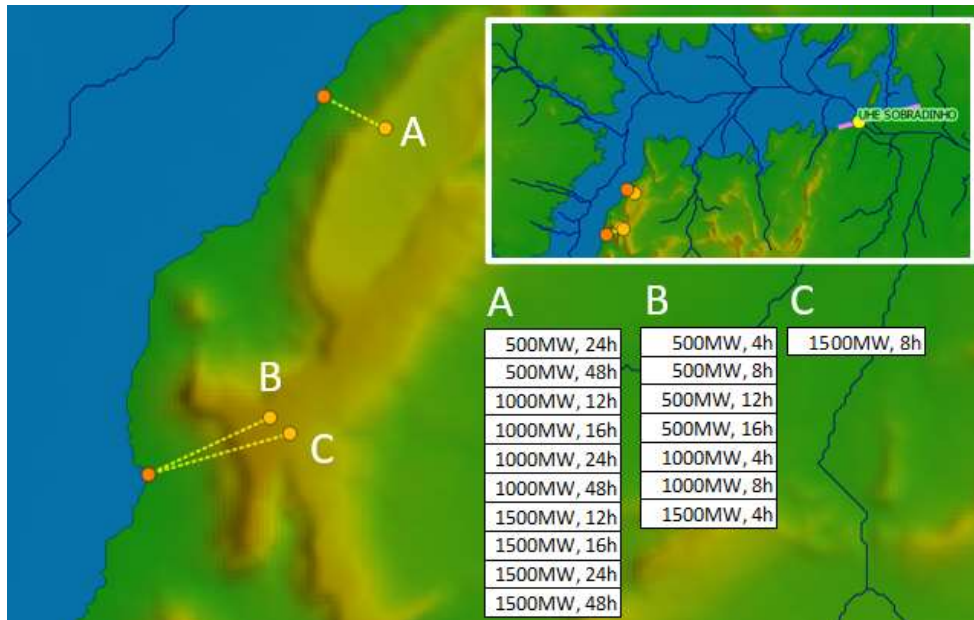


Figura 5.20: Resultado do modelo para busca dos melhores projetos para implantação de UHR para diversos pares de potência e tempos de geração.

Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

Para essa alternativa de potência, foram feitas análises relacionadas às preferências do modelo em relação à localização dos reservatórios para o conjunto de alternativas, segundo os tempos de geração, e aos custos dos componentes que podem ser obtidos de forma individualizada na tabela de propriedades de cada local na interface do HERA. No caso desse modelo, o componente de outros custos (*OT*), definido em 40% dos custos calculados na seção 5.2.2, já está embutido em cada um dos componentes, por isso, daqui em diante denominados *OC'*, *EQ'*, *IA'* e *SA'*.

Conforme posição das usinas na figura anterior, há uma clara preferência pela região mais ao sul (locais B e C) para volumes de armazenamento menores, resultando em arranjos com maior queda (inferiores a 300 m, conforme Tabela 5.1) em uma área em que o espaço disponível para a construção de reservatórios é menor. No caso de volumes de armazenamentos maiores, o modelo prefere a região mais ao norte (local A), o Saco do Arara propriamente dito, onde os reservatórios ficam mais bem acomodados e, por conseguinte, os arranjos apresentam quedas menores (inferiores a 180 m).

Tabela 5.1 – Locais, quedas e volumes de armazenamento das alternativas

Potência (MW)	Tempo de geração (h)	Local (A, B ou C)	Quedas (m)	Volumes (hm³)
500	4	A	292,45	3,00
	8	A	296,37	5,92
	12	A	299,84	8,78
	16	A	302,37	11,61
	24	B	173,26	30,40
	48	B	177,19	59,46

No caso dos reservatórios situados no Saco do Arara, a opção por quedas menores resulta em equipamentos mais caros (EQ') que são compensados parcialmente pelos custos do barramento do reservatório superior (RS), menores a partir da alternativa de 24h (ver Tabela 5.2).

Tabela 5.2 – Análise dos custos de barramento do reservatório superior (RS) e dos equipamentos (EQ') das alternativas

Potência (MW)	Tempo de geração (h)	Quedas (m)	RS (milhões US\$)	EQ' (milhões US\$)
500	4	292,45	21,84	158,51
	8	296,37	39,84	157,36
	12	299,84	68,43	155,65
	16	302,37	91,75	155,20
	24	173,26	34,36	200,09
	48	177,19	59,80	197,10

A Tabela 5.3 apresenta os resultados de cada componente da função de custo. Os custos civis (OC') acompanham a variação dos custos do barramento da tabela anterior, ou seja, os custos do circuito hidráulico não chegam a alterar o comportamento dos custos em relação aumento da capacidade de armazenamento (os valores caem a partir de 24h). Os custos de infraestrutura (IE') dos reservatórios situados no local A (24h e 48h) são um pouco maiores que os demais. Os custos socioambientais (SA'), por sua vez, são equivalentes à exceção da alternativa de 24h, um pouco menor. Os custos de armazenamento (CA) caem à medida que aumenta a capacidade de armazenamento, ficando mais clara a relevância do limite espacial para acomodação de reservatórios ainda maiores que os simulados nesta dissertação (inclusive aqueles para os quais o HERA não encontrou resultado), que

tenderiam a ser mais baratos. Por fim os custos de instalação (CI) tendem a subir até haver a mudança do Local B para o Local A, a partir de 24h.

Tabela 5.3 – Análise dos componentes de custo das alternativas

P (MW)	Δt (h)	OC' (milhões US\$)	EQ' (milhões US\$)	IE' (milhões US\$)	SA' (milhões US\$)	CT (milhões US\$)	CI (US\$/ kW)	CA (US\$/ MWh)
500	4	46,72	158,51	20,40	22,56	248,18	496	124
	8	63,90	157,36	20,36	24,16	265,77	531	66
	12	92,27	155,65	20,30	26,82	295,03	590	49
	16	114,85	155,20	20,32	29,04	319,40	639	39
	24	54,62	200,09	22,92	13,88	291,52	583	24
	48	76,64	197,10	22,96	29,67	326,37	653	13

P = potência; Δt = tempo de geração; OC' = custo de obras civis; EQ' = custo de equipamentos; IE' = custos de infraestrutura; SA' = custos socioambientais; CT = custo total; CI = custo de instalação; CA = custo de armazenamento.

Dos resultados obtidos, observa-se que o custo de armazenamento (CA) cai com o aumento do volume acumulado. Além disso, os custos de implantação (CI) das alternativas de UHR para a potência de 500 MW, entre US\$ 496/kW e US\$ 653/kW, se mostram inferiores àqueles identificados pelo IHA (2021) para baterias de íon-lítio com potências de 100 MW e tempos de geração correspondentes a 4h (US\$ 1.541/kW) e 8h (US\$ 3.565/kW) para 2020.

Por outro lado, a Figura 5.21 mostra que o comportamento dos custos de infraestrutura (IE') está coerente com o que é verificado nos mapas: visualmente, verifica-se que a estrada existente está mais próxima aos locais B e C que ao local A, enquanto as distâncias à linha de transmissão tendem a ser equivalentes.

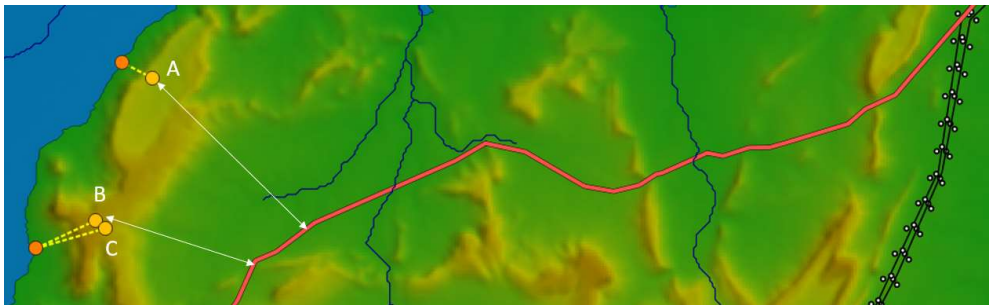


Figura 5.21: Posição relativa dos locais selecionados às redes viária e elétrica.
Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

No caso dos custos socioambientais, pode haver uma explicação para a alternativa de 24h estar proporcionalmente mais barata que as demais. No modelo computacional, a classificação dos impactos é feita para o centroide do reservatório. Na Figura 5.22, onde são apresentados os reservatórios construídos para as alternativas de 24h e 48h, observa-se que esse centroide deve estar localizado em uma região de fronteira entre as áreas de impacto médio (amarelo) e baixo (verde), podendo assumir uma ou outra classificação dependendo da área.

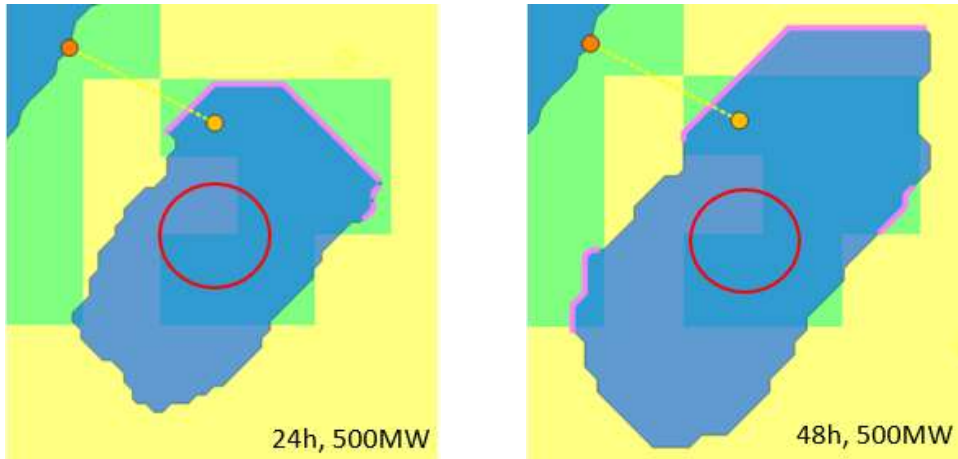


Figura 5.22: Reservatórios selecionados sobre o resultado da classificação dos impactos socioambientais com demarcação de possível região dos centroides das alternativas em vermelho
Fonte: Elaborado a partir do software *HERA* (PSR, 2021)

5.2.6. Discussão dos resultados

Conforme seção 2.4, os estudos analisados carecem de um tratamento mais profundo na avaliação técnica, econômica e ambiental que envolve a seleção de locais para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis. O modelo proposto no capítulo 4 traz algumas soluções para temas identificados como lacunas da literatura pesquisada.

A introdução de uma função que reflita os custos de construção de uma UHR atende a sugestão de Rogeau *et al.* (2017) no intuito de ajudar a eliminar as alternativas mais fracas e a identificar as mais viáveis do ponto de vista econômico. O detalhamento dessa função em 5 componentes propicia uma análise minuciosa da influência desses custos, e não somente de parâmetros físicos e energéticos, na seleção das melhores alternativas. O resultado dessa análise pode indicar a necessidade de revisão de alguns critérios, com o objetivo de aprimorar as equações dos componentes de custos propostos nesta dissertação.

A partir da demonstração de aplicabilidade levada a cabo nas seções anteriores, algumas dessas oportunidades de melhoria já foram identificadas, tais como:

- a inclusão dos custos da casa de força, mais difíceis de determinar em uma fase de estudos preliminar em insuficiência de informações para definir a geometria da estrutura;
- a adoção de uma espessura variável da chapa de aço dos condutos forçados, a fim de abranger quedas mais altas que as verificadas em torno do UHE Sobradinho;
- a obtenção de informações com fabricantes que permitam ajustar uma equação de custo de equipamentos específicos para as usinas hidrelétricas reversíveis;
- as soluções alternativas para a classificação socioambiental, considerando as áreas do reservatório (ainda que com geometria preliminar) e não apenas pontos (no caso do modelo computacional utilizado, correspondentes aos centroides).

As características geológicas, consideradas de forma qualitativa em métodos de análise multicritério em outros estudos (ver Quadro 2.1), são levadas em conta na formulação proposta como um fator de maximização dos custos das obras civis (K_{oc}). No que se refere às questões socioambientais, é mantida a possibilidade de exclusão de alternativas em função do impacto direto em áreas de preservação (mais comum na literatura, também conforme Quadro 2.1), mas também é incluído um componente de custo definido por outro fator (K_{sa}), neste caso equivalente a um percentual aplicado aos custos de obras civis, infraestrutura e equipamentos. Em ambos os casos, tanto a classificação das áreas geológica e socioambientais como a definição dos fatores devem ser feitas por mais quantidade maior de especialistas que aqueles que contribuíram para a aplicação do modelo ora proposto.

Outro ponto que merece destaque é a utilização do conceito de *geomorphons* na busca de alternativas para os reservatórios a serem construídos, oferecendo uma solução mais elaborada que as apresentadas na literatura, que, por vezes, ignora a forma geométrica (caso das análises multicritério identificadas no Quadro 2.2), ou apresenta soluções simplificadas, fixando dimensões como a profundidade (Lu & Wang, 2017).

6. Conclusões e recomendações

O modelo proposto nesta dissertação, com vistas a selecionar locais propícios à implantação de usinas hidrelétricas reversíveis, atende ao objetivo geral desta dissertação, uma vez que estabelece um procedimento de busca em duas etapas, para identificar locais utilizando ferramentas do SIG associadas ao conceito de *geomorphons* (triagem) e para aperfeiçoar os contornos dos reservatórios por meio de um processo de otimização, a partir de características físicas e energéticas pré-definidas.

Foi possível, por meio de análise bibliográfica e documental, incluir uma função de custo para as etapas de busca. Essa função foi detalhada segundo seus principais componentes (obras civis, equipamentos, infraestrutura e impactos socioambientais), que leva em conta os parâmetros básicos mais utilizados na literatura, como a extensão do circuito de adução (L) e sua relação com a queda (L/H), permitindo melhorias contínuas a partir da análise e revisão dessas parcelas.

Além disso, sugeriu-se uma análise econômica que leva em conta três componentes de benefícios, correspondentes à arbitragem de preços para a energia gerada, ao pagamento por capacidade instalada e aos serviços ancilares prestados. Essa análise pode contribuir para as tomadas de decisão no planejamento energético brasileiro, mesmo que a remuneração fornecida por esses atributos não forme ainda parte do arcabouço regulatório atual.

A contribuição ao setor elétrico brasileiro abrange também as possibilidades que o modelo traz de triagem das alternativas locais de UHR com uso de filtros e de comparação dos resultados entre elas. Além disso, ainda que obtidos numa fase preliminar de definição dos custos de implantação, esses resultados podem ser confrontados com os de outras opções tecnológicas, como sistemas de armazenamento em ar comprimido e baterias.

Em termos específicos, todos os objetivos também foram alcançados, tanto em relação a fase de pesquisa, quanto à aplicação do modelo proposto.

A análise das metodologias existentes permitiu o detalhamento das lacunas teóricas na literatura, embasando o modelo proposto. A identificação dos arranjos, topologias e ciclos operacionais mais comuns, além da caracterização do território brasileiro e suas necessidades, e da seleção dos parâmetros associados aos aspectos fisiográficos, energéticos, econômicos e socioambientais na literatura, orientaram a definição de premissas e critérios para formulações matemáticas propostas, combinada com a utilização de ferramentas SIG.

A área em torno do reservatório da UHE Sobradinho foi selecionada para demonstrar a aplicabilidade do modelo proposto, com base na proximidade com potencial energético eólico ou solar reconhecido no território nacional. Essa demonstração propiciou uma análise crítica de suas limitações e da possibilidade de sua aplicabilidade em outras regiões, resultando nas recomendações a seguir.

Em primeiro lugar, a aplicação do modelo deve ser mais ampla e intensiva que a realizada nesta dissertação, não só para o contínuo aprimoramento das formulações matemáticas dos componentes de custo, mas também para o refinamento dos algoritmos que utilizam o conceito de *geomorphons* na etapa triagem e da utilização de soluções de otimização dos contornos do reservatório.

Em relação às limitações do modelo, a qualidade dos dados de entrada utilizados nas aplicações, sobretudo as informações geográficas, está diretamente relacionada aos resultados que se pretende obter. Não havendo informações de levantamentos de campo nas áreas de interesse e dependendo da escala original desses dados, os impactos nas avaliações dos resultados do modelo podem ser significativos a ponto de levar a conclusões equivocadas.

Por outro lado, no que se refere aos componentes de custos, é necessário investir no detalhamento das formulações e empreender um esforço maior na busca de valores mais adequados para os parâmetros e coeficientes propostos, envolvendo ao menos:

- Busca por referências que permitam incluir uma parcela de equação das obras civis (*OC*) referente à casa de força (escavação subterrânea e concreto), que dependa apenas das informações básicas disponíveis no início do processo de dimensionamento (queda e vazão);
- Consulta a fabricantes e pesquisa sobre preços específicos de equipamentos para projetos de usinas hidrelétricas reversíveis para

proposição de uma formulação direta para o componente EQ , e não dependente de informações referentes às usinas convencionais;

- Utilização de preços unitários mais atuais (no caso do Brasil, levando em conta o hiato de estudos e obras equivalentes na segunda metade da década passada) e efetivamente praticados na região em estudo;
- Na ausência de referências específicas, participação de uma maior quantidade de especialistas não só para definição dos coeficientes de custo relacionados aos aspectos geológico-geotécnicos (Koc), socioambientais (Ksa) e outros custos (Kot), mas também para a definição dos valores dos parâmetros envolvidos nas formulações, sempre observando as características específicas da região em estudo;
- Revisão dos componentes de benefício sugeridos de acordo com o arcabouço regulatório que venha a ser definido para viabilizar a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil.
- Estudo específico para definição dos níveis d'água do reservatório inferior existente, como no caso da UHE Sobradinho, levando em conta os aspectos operativos relacionados à variação de níveis para deplecionamento e a retirada de água.

Por fim, embora seja objetivo ao incluir uma formulação com componentes de custo, o modelo proposto não restringe que avaliações subjetivas sejam realizadas e tomem parte do processo decisório entre as etapas de triagem e otimização ou ao final delas. Sobretudo no que diz respeito aos aspectos socioambientais, certas particularidades podem ser levadas em conta ao longo desse processo, inclusive aquelas que reflitam os anseios da população que pode ser afetada, de forma mais ampla, pelas resoluções do planejamento energético e, de maneira específica, pelas obras de implantação das usinas hidrelétricas reversíveis.

7. Referências bibliográficas

ANA – AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA). **Atlas Irrigação: Uso da água na agricultura irrigada.** p.1-85, 2017. Disponível em: <<https://arquivos.ana.gov.br/imprensa/publicacoes/AtlasIrigacao-UsodaAguanaAgriculturaIrigada.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **Plano Nacional de Segurança Hídrica**, p. 1-111, 2019. Disponível em: <<https://arquivos.ana.gov.br/pnsh/pnsh.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Leilão de geração “A-4” termina com deságio de 59,07%.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

ANDRADE, T.; KELMAN, R.; CALILI, R. F.; CUNHA, T. M.; ALBUQUERQUE, L. R. **An integer programming model for the selection of pumped-hydro storage projects.** PSR technical reports, 2020 (Mimeo). arXiv:2007.16036 [math.OC]. Disponível em: <<https://arxiv.org/pdf/2007.16036.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

BANCO MUNDIAL. **Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate.** Volume II. Relatório Principal. p.1-106, março de 2008. Disponível em: <<https://n9.cl/zh4gs>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

BARBOUR, E.; WILSON, I.A.G.; RADCLIFFE, J.; DING, Y.; LI, Y. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.61, p.421-432, 2016.

BURROUGH, P. A., MCDONNELL, R. **Principles of Geographical Information Systems**, p 17-33. Oxford University Press, Oxford, U.K., 1998. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/37419765_Principle_of_Geographic_Information_Systems/citations> Acesso em: 31 ago. 2021.

CÂMARA, G.; DAVIS, C.; MONTEIRO, A. M. V. (Ed.). **Introdução à ciência da geoinformação.** São José dos Campos: INPE, 2001. Disponível em: <<http://mtcm12.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/sergio/2004/04.22.07.43/doc/publicacao.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

CANAL ENERGIA. **Leilão A-6 viabiliza 3,8 GW e R\$ 13,9 bilhões em novos investimentos.** Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **A-6: energia eólica é negociada abaixo de R\$ 100/MWh após 3h de leilão.** Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental** - Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM, v. 19, n. 2, p. 1230–1249, 2015.

CAPILLA, J. A. J.; CARRIÓN, J. A.; ALAMEDA-HERNANDEZ, E. Optimal site selection for upper reservoirs in pump-back systems, using geographical information systems and multicriteria analysis. **Renewable Energy**, v. 86, p. 429–440, 2016.

CARVALHO, A. R. L. **Reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas: contribuição para uma matriz energética mais limpa.** COPPE/UFRJ, 2015, 172 p. Tese de Doutorado – Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas.** p. 1-684, Projeto Estal, dezembro de 2007. Disponível em: <<https://n9.cl/ct42h>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

CESP – COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO; IPT – INSTITUTO DE PESQUISAS TECNOLÓGICAS. Inventário de usinas hidrelétricas reversíveis junto às serras geral e da Mantiqueira no Estado de São Paulo. Pré-inventário, Relatório nº 13.197, 1979.

DNIT – DEPARTAMENTO NACIONAL DE INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTES. **Camada de Rodovias.** 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/centrais-de-conteudo/map-rodo-pdf>. Acesso em: 31 ago. 2021.

DTU – TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK; WORLD BANK GROUP; ESMAP – ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM; VORTEX. **Global Wind Atlas. V. 3.0.** Disponível em: <<https://globalwindatlas.info/>> Acesso em: 31 ago. 2021.

EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid: Plant Cost Elements, p. 1-162, 2011. Disponível em: <<https://www.epri.com/research/products/00000000001023140>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

ELETROBRÁS; CIARLINI. **Usinas hidrelétricas reversíveis: levantamento do potencial – Região Sudeste: Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro.** Relatório preliminar, 1987.

_____. **Usinas hidrelétricas reversíveis: levantamento do potencial – Região Nordeste: Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe.** Relatório preliminar, 1988a.

_____. **Usinas hidrelétricas reversíveis:** levantamento do potencial – Região Sul: Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Relatório preliminar, 1988b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos de inventário de usinas hidrelétricas reversíveis:** metodologia e resultados para o estado do Rio de Janeiro. Nota técnica EPE-DEE-NT-006/2019, p.1-66, Rio de Janeiro, fevereiro de 2019a. Disponível em: <<https://n9.cl/xn13i>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia**, p.1-153, Brasília, agosto de 2019b. Disponível em: <<https://n9.cl/7kgnp>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **Tutorial da GeoUHR I** - identificação de locais favoráveis para UHR de circuito aberto. Nota técnica EPE-DEE-NT-009/2020-r1, p.1-27, Rio de Janeiro, abril de 2020a. Disponível em: <<https://n9.cl/isu3g>>. Acesso em: 30 set. 2021.

_____. **Tutorial da GeoUHR II** - identificação de locais favoráveis para UHR de circuito fechado. Nota técnica EPE-DEE-NT-009/2020-r1, p.1-27, Rio de Janeiro, abril de 2020b. Disponível em: <<https://n9.cl/isu3g>>. Acesso em: 30 set. 2021.

_____. **Plano Nacional de Energia - PNE 2050**, p. 1–230, 2020c. Disponível em: <<https://n9.cl/h78oa>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **Balanco Energético Nacional** - Relatório Síntese 2021, p.1-73, Rio de Janeiro, 2021a. Disponível em: <<https://n9.cl/bkv36>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**, p.1-447, Brasília, 2021b. Disponível em: <<https://n9.cl/wrpm>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro.** Webmap EPE. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>> Acesso em: 31 ago. 2021c.

_____. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR):** Desafios para inserção em mercados de energia elétrica. Nota técnica EPE-DEE-SEG-13/2021, p.1-35, Rio de Janeiro, fevereiro de 2021d. Disponível em: <<https://n9.cl/xn13i>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

ESRI – ENVIRONMENTAL SYSTEMS RESEARCH INSTITUTE. **What is ArcGIS?**, p. 119, 2004. Disponível em: <<https://n9.cl/xa509>>. Acesso em: 30 set. 2021.

FISHER, R. K.; KOUTNIK, J.; MEIER, L.; LOOSE, V.; ENGELS, K.; BEYER, T. **A Comparison of Advanced Pumped Storage Equipment Drivers in the US and Europe**, p.1-30, 2012. Presented in HydroVision Conference, July 2012, Louisville, Kentucky, United States. Anais de Congresso. Disponível em: <<https://n9.cl/3785v>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

GHORBANI, N.; MAKIAN, H.; BREYER, C. A GIS-based method to identify potential sites for pumped hydro energy storage - Case of Iran. **Energy**, v. 169, p. 854–867, 2019.

GIMENO-GUTIÉRREZ, M.; LACAL-ARÁNTEGUI, R. Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage based on two existing reservoirs. **Renewable Energy**, v. 75, p. 856–868, 2015.

GOOGLE, INC. **Google Maps**. Disponível em: <<https://n9.cl/gfm0q>> Acesso em: 31 ago. 2021.

GUITETT, M.; CAPEZZALI, M.; GAUDARD, L.; ROMERIO, F.; VUILLE, F.; AVELLAN, F. Study of the drivers and asset management of pumped-storage power plants historical and geographical perspective. **Energy**, v. 111, p. 560-579, 2016.

HUNT, J. D.; BYERS, E.; RIANI, K.; LANGAN, S. Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective. **Energy Conversion and Management**, v.166, p.385-401, 2018.

HUNT, J. D.; BYERS, E.; WADA, Y.; PARKINSON, S.; GERNAAT, D. E. H. J.; LANGAN, S.; VAN VUUREN, D. P.; RIAHI, K. Global resource potential of seasonal pumped hydropower storage for energy and water storage. *Nature Communications*, v. 11, n. 1, p. 1-8, 2020a.

HUNT, J. D.; ZAKERI, B.; LOPES, R.; BARBOSA, P. S. F.; NASCIMENTO, A.; DE CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; SCHNEIDER, P. S.; WADA, Y. Existing and new arrangements of pumped-hydro storage plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 129, June 2020b.

HYDRO TASMANIA. **How does pumped hydro energy works?** Disponível em: <<https://www.hydro.com.au/clean-energy/battery-of-the-nation/pumped-hydro>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

INL – IDAHO NATIONAL LABORATORY. **Assessment of Opportunities for New United States Pumped Storage Hydroelectric Plants Using Existing Water Features as Auxiliary Reservoirs**. INL/EXT-14-31583. p. 1-36, Idaho Falls, 2014. Disponível em: <<https://inldigitallibrary.inl.gov/sites/sti/sti/5998118.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Total energy supply (TES) by source, World 1990-2018**. Disponível em: <<https://n9.cl/bqnk>> Acesso em: 31 ago. 2021.

IHA – INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. **The World's Water Battery: Pumped Hydropower Storage and the Clean Energy Transition**. IHA working paper, p.1-15, December 2018. Disponível em: <<https://n9.cl/bw9ol>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **Pumped Storage Capabilities and Costs**. Capabilities, Costs & Innovation Working Group. Pumped Storage International Forum. September 2021. Disponível em: <<https://www.hydropower.org/publications/pumped-storage-hydropower-capabilities-and-costs>>. Acesso em: 30 set. 2021.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030**. p. 1-131, Abu Dhabi. October 2017. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **Trends in Renewable Energy**. Disponível em: <<https://public.tableau.com/views/IRENARETimeSeries/Charts?:embed=y&:showVizHome=no&publish=yes&:toolbar=no>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Camada de Estados, América do Sul, Capitais e Cidades**. 2010. Disponível em: <<https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/centrais-de-conteudo/map-rodo-pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Custos socioambientais em hidrelétricas**. VII Seminário de Energia – Ideias sustentáveis e eficiência energética. Cuiabá, maio 2017. Anais de Congresso. Disponível em: <<https://n9.cl/wqhkp>> Acesso em: 31 ago. 2021.

IZZO, D.; BISCANI, F.; MERETA, A. Differentiable genetic programming. **Lecture Notes in Computer Science** (including subseries Lecture Notes in Artificial Intelligence and Lecture Notes in Bioinformatics), v. 10196 LNCS, p. 35–51, 2017.

JASIEWICZ, J.; STEPINSKI, T. F. Geomorphons - a pattern recognition approach to classification and mapping of landforms. **Geomorphology**, v. 182, p. 147–156, 2013.

JRC – JOINT RESEARCH CENTRE. **Strategic Energy Technology Information System (SETIS) expert workshop on the assessment of the potential of pumped hydropower storage**. Report EU 25367 EN. JRC Technical Reports. European Commission, April 2012. Disponível em: <<https://n9.cl/mi827>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

JULESZ, B. Textons, the elements of texture perception, and their interactions. **Nature**, v. 290, n. 5802, p. 91–97, 1981.

KELMAN, R.; HARRISON, D. L. Integrating Renewables with Pumped Hydro Storage in Brazil: a Case Study. **HAL archives-ouvertes.fr**, HAL Id: hal-02147740, p.1-23, 2019.

KELMAN, J.; KELMAN R. **Energia firme da região Nordeste**. *Revista Brasil Energia*, n. 458, agosto 2019.

KELMAN, J.; KELMAN, R.; PEREIRA, M. Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 9, n. 1, p. 189–198, 2004.

KUCUKALI, S. Finding the most suitable existing hydropower reservoirs for the development of pumped-storage schemes: An integrated approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 37, p. 502–508, 2014.

LAMAS, B. V. **Modelo Hidrodinâmico Computacional do Reservatório de Sobradinho**. UFRJ, 2018, 82 p. Trabalho de conclusão de curso (TCC) - Programa de Graduação em Engenharia Mecânica. Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, Brasil.

LIAO, W. H. **Region description using extended local ternary patterns**. Published in 2010 20th International Conference on Pattern Recognition, Istanbul, Turkey, p.1003-1006, August 2010. Anais de Congresso. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5595845>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

LU, B.; STOCKS, M.; BLAKERS, A.; ANDERSON, K. Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. **Applied Energy**, v. 222, p. 300–312, 2018.

LU, X.; WANG, S. A GIS-based assessment of Tibet's potential for pumped hydropower energy storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 69, p. 1045–1054, 2017.

MARENGO, J.A.; ALVES, L.M.; ALVALA, R.C.S.; CUNHA, A.P.; BRITO, S.; MORAES, O.L.L. Climatic characteristics of the 2010-2016 drought in the semiarid northeast Brazil region. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, v. 90, n. 2, p. 1973–1985, 2018.

MARTINS, J.; MILES, J. A techno-economic assessment of battery business models in the UK electricity market. **Energy Policy**, vol.148, p.1-16, 2021.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Mapa geológico do estado da Bahia**. Versão 1.1. Atualização Maio 2003. Disponível em: <<https://geosgb.cprm.gov.br/geosgb/downloads.html>> Acesso em: 31 ago. 2021.

MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Unidades de Conservação**. Áreas Especiais. Download de dados geográficos. Disponível em: <<http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>> Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **Biodiversidade**. Ambiente físico e biodiversidade. Download de dados geográficos. Disponível em: <<http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>> Acesso em: 31 ago. 2021.

NZOTCHA, U.; KENFACK, J.; BLANCHE MANJIA, M. Integrated multi-criteria decision-making methodology for pumped hydro-energy storage plant site selection from a sustainable development perspective with an application. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 112, n. May, p. 930–947, 2019.

NOGUEIRA, L.A.H.; CARDOSO, R.B. Perspectivas da Matriz Energética Mundial e do Brasil Matriz Energética. **Revista: O Setor Elétrico**, p.33-43, novembro de 2007.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Avaliação do Comportamento das Séries Históricas de Afluências Naturais do SIN**. In: Alterações de Padrões Climáticos e Hidrológicos e Avaliação da Melhor Representação Energética de Séries de Vazões Naturais. Workshop. 30 a 31 de outubro, 2017. Disponível em: <<https://n9.cl/xgpx>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

_____. **PEN 2019 Sumário Executivo**. Plano da Operação Energética 2019-2023, p.1-36, julho de 2019. Disponível em: <<https://n9.cl/ollcd>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

PSR – Soluções e Consultoria em Energia Ltda; LEWE CONSULTORIA. **A energia que queremos**. Rio de Janeiro, 2016.

_____. **Custos e benefícios das fontes de geração elétrica**. Caderno de Geração. Preparado para o Instituto Escolhas, agosto de 2018.

_____. **Proposição de metodologia para seleção de locais para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis**. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, n. PD-00678-0120/2020. Patrocinado pelas subsidiárias da EDF, CTG, ELERA além da LIGHT. Em elaboração para ANEEL, 2020.

_____. **Hydropower and Environmental Resources Assessment (HERA)**. Ferramenta computacional. Versão 1.3.1-dev18, agosto de 2021.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 586–598, 2015.

ROGEAU, A.; GIRARD, R.; KARINIOTAKIS, G. A generic GIS-based method for small Pumped Hydro Energy Storage (PHES) potential evaluation at large scale. **Applied Energy**, v. 197, p. 241–253, 2017.

SAATY, T. L. **Método de análise hierárquica**. São Paulo: Mc-Graw-Hill, Makron, 1991.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **Technical Report. DOE/EPRI 2015 electricity storage handbook in collaboration with NRECA**. p.1-168, Albuquerque, February 2015. Disponível em: <<https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2015-1002.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

SMITH, M.J.; GOODCHILD, M.; LONGLEY, P. **Geospatial analysis - a comprehensive guide to principles, techniques and software tools**. 6. ed, 2018. Disponível em: <<https://www.spatialanalysisonline.com/extractv6.pdf>> Acesso em: 31 ago. 2021.

SOARES-FILHO B.S.; RAJÃO R.; MERRY F.; RODRIGUES H.; DAVIS J.; LIMA L.; MACEDO M.; COE M.; CARNEIRO A.; SANTIAGO L. **Brazil's Market for trading forest certificates**. Plos One 11(4):e0152311. 2016. Disponível em: <<http://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371%2Fjournal.pone.0152311>> Acesso em: 31 ago. 2021.

SOHA, T.; MUNKACSY, B.; HARMAT, A.; SZABÓ, M. GIS-based assessment of the opportunities for small-scale pumped hydro energy storage in middle-mountain areas focusing on artificial landscape features. **Energy**, v. 141, p. 1363–1373, 2017.

SOLARGIS; WORLD BANK GROUP; ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP). Global Solar Atlas. V. 2.0. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map>> Acesso em: 31 ago. 2021.

SINTEF – STIFTELSEN FOR INDUSTRIELL OG TEKNISK FORSKNING. **Report: GIS-based mapping of potential pump storage sites in Norway** - Description of the tool and first results of the analysis. SINTEF Energy Research, Energy Systems, February 2013. Disponível em: <<https://n9.cl/81ow6>>. Acesso em: 31 ago. 2021.

TCU – TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. **Processo de estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos**. Deficiências relacionadas ao tratamento das variáveis socioambientais e à análise da adequabilidade dos EVTES realizada pelo poder público. Acórdão 2.723/2017. Processo 029.192/2016-1, Brasília, 2017.

VERGARA, S. C. **Metodologia do trabalho científico**. São Paulo: Cortez, 2002.

YAMAZAKI, D.; IKESHIMA, D.; SOSA, J.; BATES, P. D.; ALLEN, G. H.; PAVELSKY, T. M. MERIT Hydro: A High-Resolution Global Hydrography Map Based on Latest Topography Dataset. **Water Resources Research**, v. 55, n. 6, p. 5053–5073, 2019.

YAMAZAKI, D.; IKESHIMA, D.; TAWATARI, R.; YAMAGUCHI T., O'LOUGHLIN F.; NEAL, J. F.; SAMPSON, C. C.; KANAE, S.; BATES, P. D. A high-accuracy map of global terrain elevations. **Geophysical Research Letters**, v. 44, n. 11, p. 5844–5853, 2017.