



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Relatório Técnico

Projeto de P&D

**USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS
COMBINADAS COM HIDRELÉTRICAS EM CASCATA
E SEUS BENEFÍCIOS PARA A GESTÃO DO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

**Etapa 2 - Revisão da Experiência Internacional e Nacional
de Usinas Hidrelétricas Reversíveis**

2.1 Aspectos Tecnológicos e Operativos

RELATÓRIO R4 – FASE I

janeiro de 2020

Rio de Janeiro

RELATÓRIO TÉCNICO

PROGRAMA P&D USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS COMBINADAS COM HIDRELÉTRICAS EM CASCATA E SEUS BENEFÍCIOS PARA A GESTÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Etapa 2 - Revisão da Experiência Internacional e Nacional de Usinas Hidrelétricas Reversíveis

2.1 Aspectos Tecnológicos e Operativos

RELATÓRIO R4 - FASE I

CAMPOS NOVOS ENERGIA

Paulo Barbosa

Mirian Adelaide

Sérgio Bajay

Jorge Yasuoka

Vinicius Pinheiro

ISBN: 978-65-86614-06-0

JANEIRO DE 2020

TIPO DE DOCUMENTO: RELATÓRIO R4 - FASE I
USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS COMBINADAS COM
HIDRELÉTRICAS EM CASCATA E SEUS BENEFÍCIOS PARA
A GESTÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO
(PROJETO DE P&D COOPERADO PD-00642-2705/2019)

Etapa 2 - Revisão da Experiência Internacional e Nacional
de Usinas Hidrelétricas Reversíveis

2.1 Aspectos Tecnológicos e Operativos
- janeiro de 2020 -

GERENTE DE PROJETO

Nome: Marcus Vinícius Santana Empresa: CSC Energia
Fone: +55 (48) 3331-0019 E-mail: marcus.santana@cscenergia.com.br

COORDENADOR DO PROJETO

Nome: Mauricio Moszkowicz Empresa: Fundação Universitária
E-mail: mauricio.m@gesel.ie.ufrj.br José Bonifácio (FUJB)

OBJETIVO

Apresentar resultados parciais da Etapa 2 - Revisão da Experiência Internacional e Nacional de Usinas Hidrelétricas Reversíveis e 2.1 - Aspectos Tecnológicos e Operativos

PROPONENTE



COOPERADAS



EXECUTORAS



REGULADORA



SUMÁRIO

1. Introdução	05
2. Usinas Hidrelétricas Reversíveis em Portugal, com Destaque para as suas Características Construtivas	06
3. Usinas Hidrelétricas Reversíveis na Suíça	40
4. Usinas Hidrelétricas Reversíveis na Alemanha	54
5. Usinas Hidrelétricas Reversíveis nos EUA	82
6. Usinas Hidrelétricas Reversíveis na China	94
7. Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Japão	113

1 INTRODUÇÃO

Apresentam-se neste relatório os resultados parciais da Etapa 2 - Revisão da Experiência Internacional e Nacional de Usinas Hidrelétricas Reversíveis, item 2.1 Aspectos Tecnológicos e Operativos, caracterizando o consolidado no Relatório R4 - Fase I, conforme previsto no cronograma do projeto.

Os países selecionados para estudo foram: Portugal, Espanha, Suíça, Alemanha, Japão, China e Estados Unidos. Tais países tem um número significativo de usinas hidrelétricas reversíveis, com diferentes características quanto ao porte, tecnologias arranjo de projeto e data de início de operação.

Em cada país, são apresentados o contexto histórico do desenvolvimento da indústria de energia elétrica, a evolução da matriz energética e elétrica, a hidroeletricidade e os fatores responsáveis pelo início e desenvolvimento das usinas hidrelétricas reversíveis. Verifica-se que a grande maioria das usinas tem tecnologia tradicional, com velocidade fixa, turbina Francis e ciclo aberto. Alguns projetos mais recentes têm optado por turbinas de velocidade variável, em razão das boas propriedades quanto à flexibilidade operativa e operação em pontos de maior eficiência. Quanto ao ciclo de uso da água, a maioria das usinas construídas fez a opção por ciclo aberto, muitas delas utilizando reservatório já existente. As usinas mais recentes, em locais com maiores restrições ambientais, a opção é por ciclo fechado, com mínimas interferências diárias ou sazonais no ciclo natural de circulação da água no curso d'água, pois os ciclos de bombeamento e turbinamento são feitos em circuito separado e dedicado ao funcionamento da usina reversível.

A análise de cada país é concluída com a seleção de algumas usinas específicas para melhor caracterização dos parâmetros técnicos, boa parte delas tratando de usinas de construção mais recente.

2 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS EM PORTUGAL, COM DESTAQUE PARA AS SUAS CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

2.1 Introdução

Este texto tem como foco principal apresentar as principais características de projeto das usinas hidroelétricas reversíveis (UHRs) de Portugal.

Estas características, no entanto, foram moldadas com base na evolução da demanda de eletricidade, da composição do parque gerador e da rede de transmissão daquele país e nas políticas energéticas e regulação do setor elétrico de Portugal e da União Europeia, à qual o país pertence. Logo, rápidos apanhados de alguns elementos-chave destes fatores determinantes da instalação das UHRs em Portugal compõem as primeiras seções deste texto.

2.2 Estrutura institucional e física do setor elétrico português, evolução da demanda e da oferta de eletricidade neste setor e as necessidades de instalação e operação de UHRs ao longo do tempo

O Grupo Energias de Portugal (EDP) controla as principais empresas do setor elétrico português, que atuam na geração (EDP Produção e EDP Renováveis), distribuição (EDP Distribuição) e comercialização de eletricidade (EDP e EDP Serviço Universal).

Tal como ocorre atualmente em muitos países, inclusive no Brasil, no setor elétrico português as atividades de geração e comercialização ocorrem em ambientes competitivos, com diversos agentes competindo entre si, enquanto que as atividades de transmissão e distribuição são consideradas monopólios naturais, regulados, em Portugal, pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Na geração, competem com a EDP Produção e a EDP Renováveis as seguintes empresas: Iberdrola, Endesa, Engie, Tejo Energia, Turbogás, ElecGás, unidades de cogeração, e centrais eólicas não pertencentes à EDP Renováveis. Os principais competidores da EDP na comercialização de energia elétrica são a Iberdrola, Endesa, Galp Energia, Audax, Nexus, Enat, Aspo e Ylce (Nunes *et al.*, 2019).

A EDP era uma empresa estatal verticalmente integrada. Sua privatização se iniciou em 1997. Hoje é uma empresa de capital aberto, sem a participação do governo português.

A operação da rede de transmissão elétrica em Portugal é feita pela empresa Redes Energéticas Nacionais S. A. (REN). Diferente do que ocorre no setor elétrico brasileiro, a REN é proprietária da rede de transmissão portuguesa e não opera as

usinas. A geração das usinas é determinada pelos seus proprietários, que só devem modificar a sua programação de geração quando ocorrem restrições de escoamento na rede de transmissão, notificadas pela REN. A REN só despacha os desvios de mercado, que usualmente correspondem, no máximo, a 5% da carga total.

A REN possui concessões dos seguintes serviços públicos em Portugal: transmissão de energia elétrica; transporte de gás natural; distribuição de gás natural; recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL); armazenamento subterrâneo de gás natural; e energia das ondas.

A EDP Distribuição possui a concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica em Portugal.

A Figura 2.1 ilustra a evolução do consumo de energia elétrica, da geração das várias fontes de energia e das importações de eletricidade que tem atendido a este consumo em Portugal, no período de 1995 a 2017.

Algumas fontes de energia, ou tipos de centrais são incentivadas em Portugal, na forma de remuneração garantida. Tais fontes/centrais são: centrais eólicas, usinas fotovoltaicas, pequenas centrais hidrelétricas, usinas que consomem biomassa, centrais que operam com a energia das ondas, e unidades de cogeração (Nunes *et al.*, 2019).

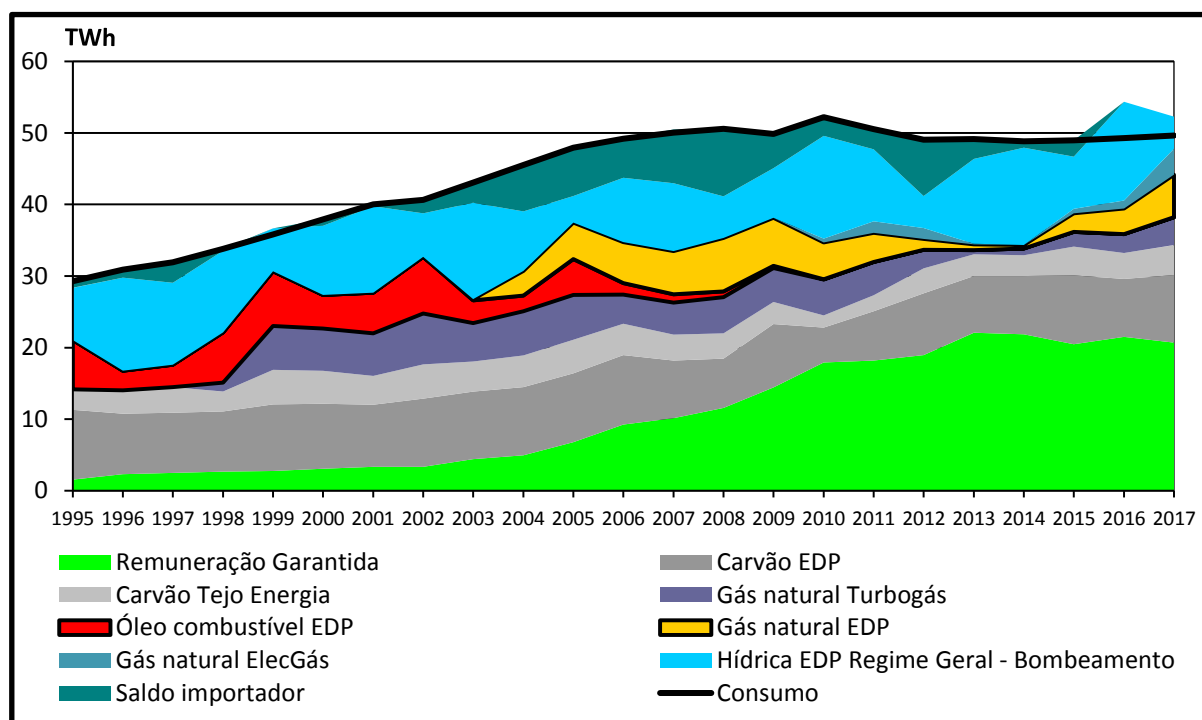


Figura 2.1 - Consumo de energia elétrica, geração dos vários tipos de centrais e importações/ exportações de eletricidade em Portugal, de 1995 a 2017 (Fonte: Nunes *et al.*, 2019)

A Figura 2.1 revela que o consumo de energia elétrica em Portugal cresceu de um pouco menos que 30 TWh em 1995 para mais de 50 TWh em 2010 e que, depois de quedas em 2011 e 2012, praticamente se estabilizou até 2017 em valores um pouco abaixo de 50 TWh.

Do lado da oferta, se pode verificar, na Figura 2.1, que, até 1998 a maior parte do consumo era atendida por centrais a carvão e a óleo combustível, complementadas pela geração hídrica, inclusive através de UHRs, usinas com remuneração garantida, usinas termelétricas consumindo gás natural (a partir de 1997) e importações de eletricidade da Espanha. Em termos de magnitude, a geração a carvão continuou significativa mesmo em 2017. Trata-se, essencialmente, de uma geração que tem atendido a base da curva de carga portuguesa.

A geração com gás natural cresceu bastante em 1999, 2005 e 2008, substituindo por completo a geração com óleo combustível em 2009.

Salta aos olhos na Figura 1 o forte crescimento, de 2002 a 2013, da geração com remuneração garantida, onde o principal componente e responsável por este crescimento é a geração eólica.

A geração hidráulica, incluindo as UHRs, tem sido significativa ao longo de todo o período ilustrado na Figura 2.1, mas, evidentemente, varia, ano a ano, de acordo com o regime de chuvas vigente. Em anos de baixa hidraulicidade, a geração hidráulica indisponível tem sido substituída, principalmente, por geração a gás natural e por importações da Espanha.

Das 12 UHRs operando em Portugal, todas elas pertencentes à EDP Produção, 4 delas foram comissionadas no século passado, a partir de 1964, e as restantes 8 neste século, a última delas em 2017.

As Figuras 2.2 e 2.3 ilustram a evolução, de 2002 a 2018, em Portugal, da capacidade instalada por tipo de fonte de energia, ou usina e capacidade instalada das interligações com a Espanha, e da geração por esta tipologia de fontes de energia ou usina e intercâmbios de eletricidade com a Espanha, respectivamente.

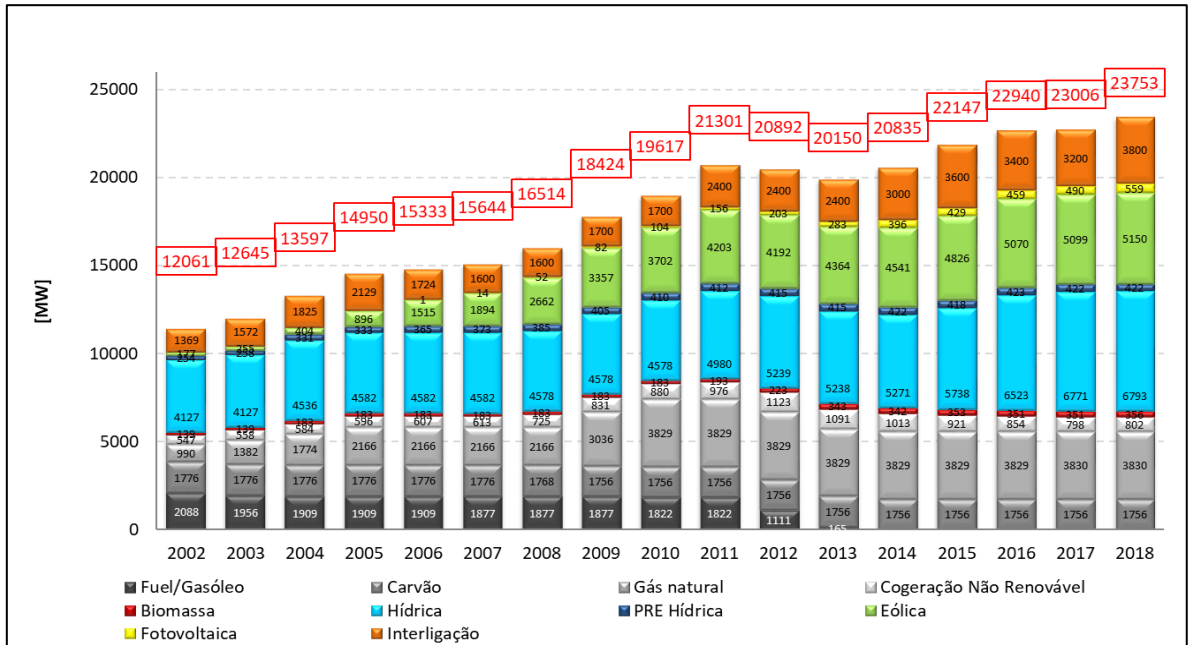


Figura 2.2 - Capacidade instalada por tipo de fonte de energia, ou usina e capacidade instalada

das interligações com a Espanha, em MW, no sistema elétrico português, de 2002 a 2018 (Fonte: Esteves *et al.*, 2019)

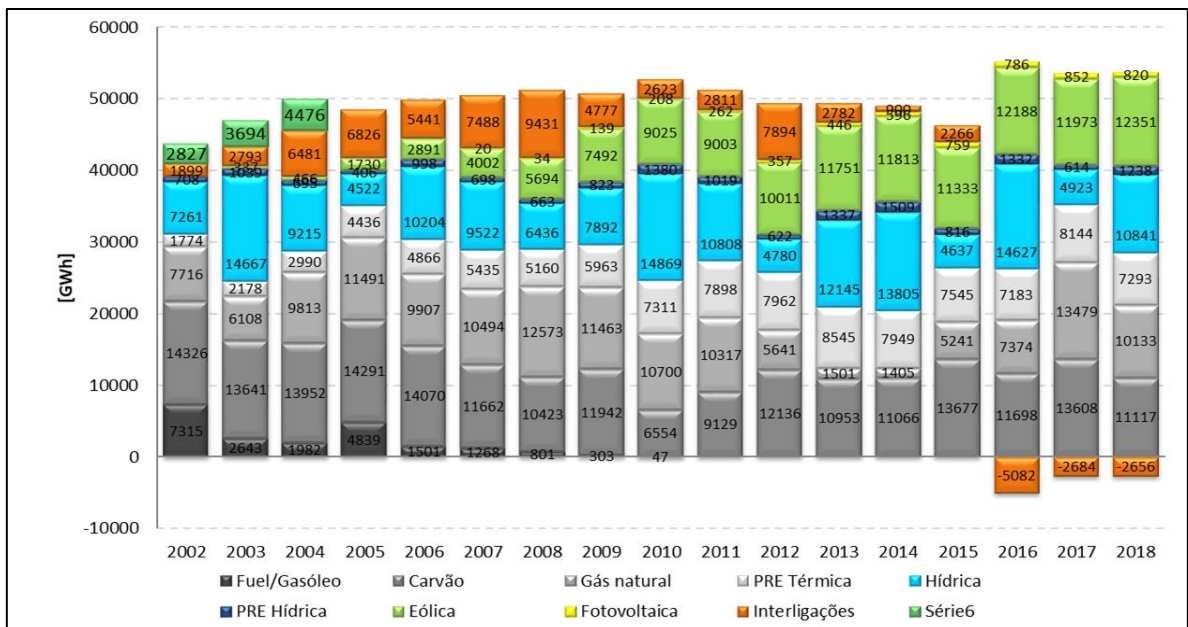


Figura 2.3 - Geração por tipo de fonte de energia, ou usina e intercâmbios de eletricidade através das interligações com a Espanha, em GWh, no sistema elétrico português, de 2002 a 2018 (Fonte: Esteves *et al.*, 2019)

Uma comparação entre as Figuras 2.2 e 2.3 mostra a forte variação da geração hidrelétrica em Portugal ao longo dos anos, o bom desempenho da geração eólica e as exportações líquidas de energia elétrica para a Espanha de 2016 a 2018, contrastando com as importações líquidas nos anos anteriores.

A Figura 2.4 mostra um mapa com as linhas de transmissão de Portugal em 2018, de propriedade e operadas pela REN.

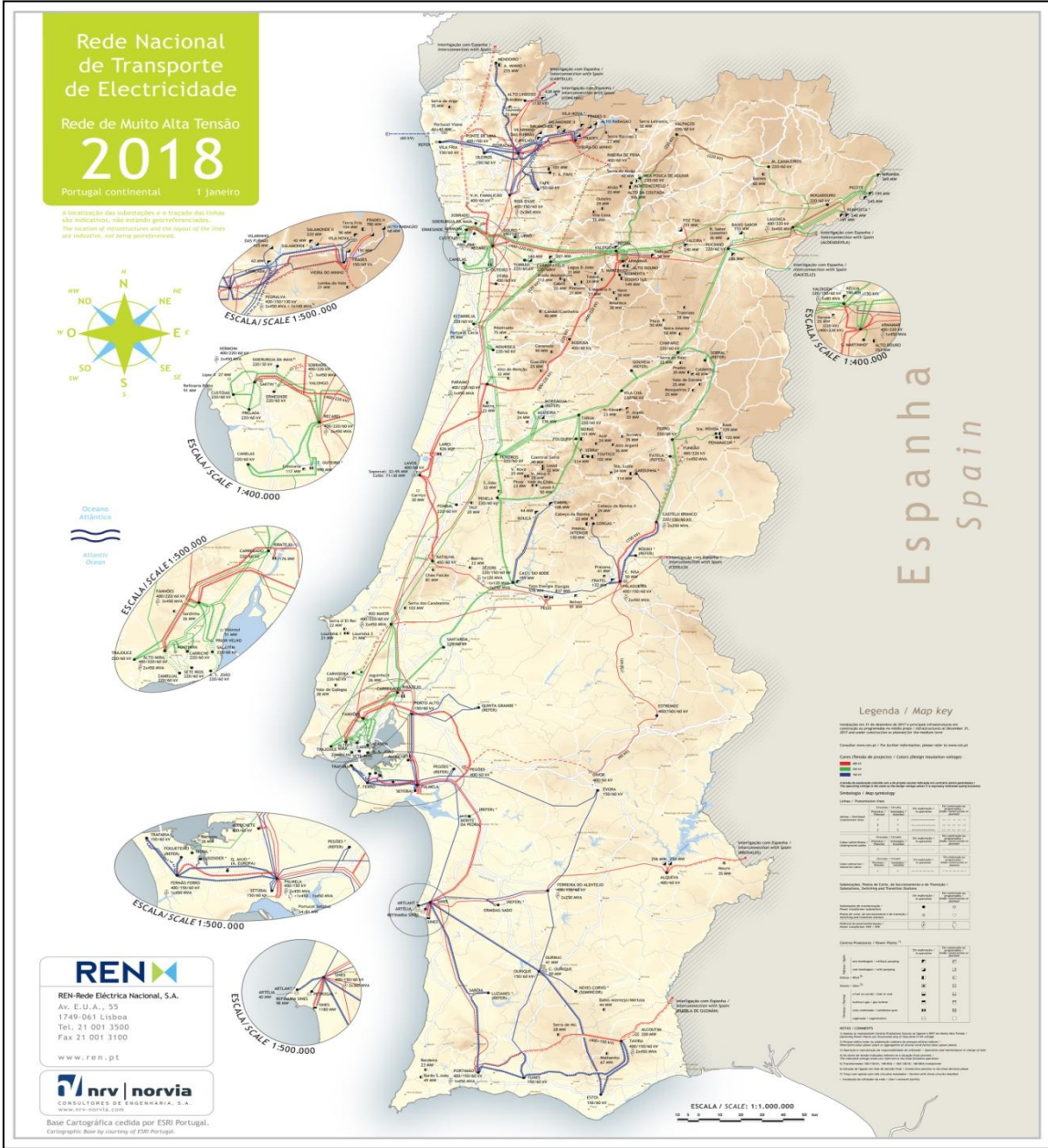


Figura 2.4 - Rede de transmissão de energia elétrica em Portugal no final de 2018 (Fonte: REN)

A rede de transmissão de Portugal possui 2714 km de linhas de 400 kV (cor vermelha na Figura 2.4), 3611 km de linhas de 220 kV (cor verde na Figura 2.4) e 2582 km de linhas de 150 kV (cor azul na Figura 2.4), totalizando 8907 km.

Portugal está interconectada com a Espanha através de 9 linhas de transmissão, 6 em 400 kV e 3 em 220 kV. As linhas de 220 kV e 150 kV atendem a indústrias de grande porte. Uma rede de subtransmissão em 60 kV recebe energia da rede de transmissão e a repassa para a rede de distribuição.

As 4 UHRs comissionadas no século passada tinham como função auxiliar as usinas hidrelétricas convencionais de uma EDP estatal, verticalmente integrada, a atender a ponta da curva de carga, com centrais a carvão e a óleo combustível provendo o suprimento da base desta curva. A tarifa de suprimento da EDP cobria os custos dos seus vários tipos de usinas, além de uma margem de lucro considerada satisfatória pelo governo português.

As usinas eólicas, fotovoltaicas, PCHs e centrais que utilizam a energia das ondas utilizam fontes renováveis intermitentes de energia. Como o seu custo operacional é muito baixo, em todos os sistemas em que elas são empregadas se busca utilizar o máximo possível a sua produção, que pode variar muito de um dia para o outro e, inclusive, no mesmo dia. O desafio que se coloca para a operação de um sistema elétrico com uma forte penetração destas fontes renováveis intermitentes, como em Portugal, é se ter centrais flexíveis capazes de atender as curvas de carga diárias após a utilização máxima possível das fontes intermitentes. Diferente do que ocorria antes da grande difusão recente das fontes intermitentes, as demandas de ponta a serem atendidas pelas centrais flexíveis atualmente podem ocorrer a qualquer momento do dia, ou da noite em que haja pouco vento e insolação, por exemplo.

Esta grande difusão das fontes intermitentes, em centrais de médio e grande porte, e da geração distribuída de energia elétrica, frequentemente utilizando fontes intermitentes como a fotovoltaica, tornam mais difícil garantir o balanço contínuo entre oferta e demanda com padrões elevados de confiabilidade e qualidade. Logo, tem-se criado ou expandido mercados de serviços complementares, também conhecidos como serviços ancilares.

As UHRs são usinas flexíveis que atualmente possuem um papel relevante em Portugal tanto no atendimento das demandas de ponta após o despacho das fontes intermitentes, como nos mercados de serviços ancilares.

2.3 O mercado de energia elétrica em Portugal e a inserção das UHRs neste mercado

Desde 2007, Portugal e Espanha compartilham um mercado atacadista comum, o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que, em linhas gerais, possui um arranjo semelhante ao dos demais mercados regionais dos países membros da União Européia.

Conforme ilustrado na Figura 2.5, os geradores em Portugal e na Espanha são classificados em duas categorias: Regime Geral e Remuneração Garantida. Os que estão na primeira categoria competem entre si de acordo com as regras do MIBEL, enquanto que a geração dos demais, envolvendo as fontes de energia e tipos de usinas mencionadas na seção anterior, é incentivada através de despacho prioritário no mercado atacadista e contratos com remuneração garantida. Os preços nestes contratos em Portugal eram do tipo “*feed-in*” e, recentemente, passaram a ser definidos em leilões. Os geradores de Portugal, das duas categorias, injetam a sua produção na rede de transmissão do país, operada pela REN. O mesmo ocorre com os geradores da Espanha, que inserem a sua geração na rede de transmissão espanhola, operada pela Red Eléctrica de España (REE). Intercâmbios entre as duas redes ocorrem através das interligações existentes entre os dois países. Dada a sua posição geográfica, Portugal só tem intercâmbios físicos com a Espanha, que, por seu turno, também tem intercâmbios com a França, conforme indicado na Figura 2.5.

A REN e a REE repassam a energia injetada pelos geradores para as empresas distribuidoras que operam em Portugal e na Espanha, respectivamente. Estas, por seu turno, atendem os clientes finais, que, como no Brasil, são de dois tipos, os regulados, ou cativos, e os liberalizados, ou livres.

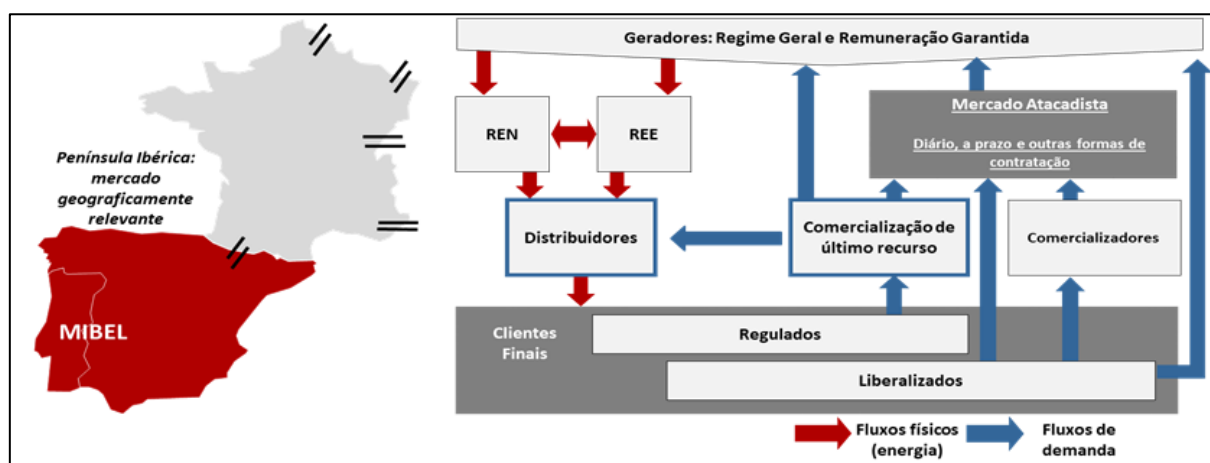
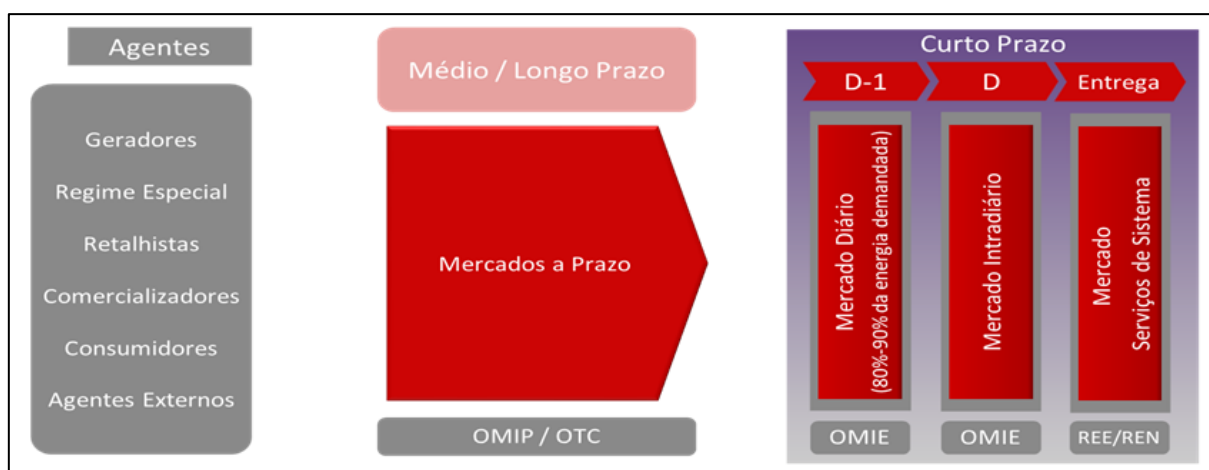


Figura 2.5 - Agentes, fluxos físicos e fluxos de demanda do Mercado Ibérico de Eletricidade Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019

Os clientes livres adquirem a sua energia elétrica no mercado atacadista, através de comercializadores, enquanto que os consumidores cativos são atendidos através de tarifas reguladas, pela comercialização de último recurso, que, em Portugal, é responsabilidade da EDP Serviço Universal.

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) é constituído por mercados de médio e longo prazo, operados pelo OMIP, em Portugal, e por mercados de curto prazo, operados pelo OMIE, na Espanha, conforme ilustrado na Figura 2.6. Há três tipos de mercados de curto prazo, que são os mercados físicos: o mercado diário, cujas transações horárias ocorrem um dia antes do fornecimento; o mercado intradiário, que contempla seis momentos de contratação no dia do fornecimento; e o mercado de serviços do sistema, ou serviços ancilares.



OMIP: Operador do Mercado Ibérico de Energia (Portugal)

OMIE: Operador do Mercado Ibérico de Energia (Espanha)

Figura 2.6 - Funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade

(Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019)

Os preços, hora a hora, no mercado diário resultam do cruzamento das curvas de demanda e de oferta da eletricidade. Quando os intercâmbios entre Portugal e Espanha estão abaixo da capacidade das interligações entre os dois países, os preços *spot* do MIBEL são os mesmos para ambos; quando isto não ocorre, há preços *spot* diferenciados para cada um deles. Segundo informado na visita técnica da equipe do projeto à Portugal em dezembro de 2019, esta segunda situação raramente têm ocorrido. No mercado diário se transaciona cerca de 90% da energia consumida no país. Devido aos baixos volumes de energia transacionados no mercado intradiário, há uma alta volatilidade dos seus preços. Os mercados físicos em Portugal estão sujeitos a validações técnicas, pela REN, para garantir a segurança do suprimento.

Os mercados a prazo são financeiros. Eles são utilizados na cobertura de riscos (*hedging*) e negociação/especulação. Estes mercados podem ser organizados, como o mercado de futuros, ou envolver operações denominadas “Over-the-Counter” (OTC) (Nunes *et al.*, 2019).

As UHRs de Portugal têm atuado nos três tipos de mercados de curto prazo do MIBEL. No mercado diário, elas compram energia para o bombeamento quando os preços estão baixos, e vendem a eletricidade gerada quando os preços estão elevados, operação esta denominada “arbitragem”. Existem oportunidades adicionais para a aquisição de energia para o bombeamento quando os preços intradiários descem. Baixos níveis de reserva oferecem boas oportunidades para as UHRs no mercado de serviços ancilares, tanto para a venda de sua geração, como para a aquisição de energia para o bombeamento, já que esta operação pode evitar a redução da geração de uma usina (Nunes *et al.*, 2019).

A evolução, de 2009 a 2017, da participação das UHRs de Portugal nos diversos mercados de curto prazo do MIBEL está ilustrada na Figura 2.7.

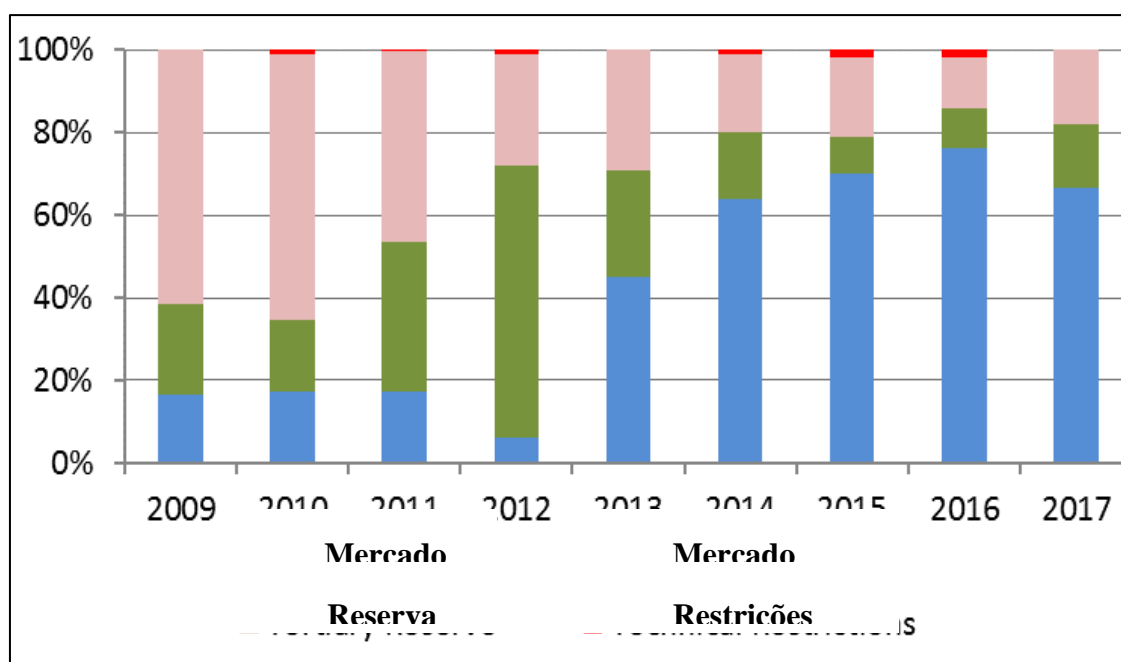


Figura 2.7 - Participação percentual das UHRs de Portugal nos diversos mercados de curto prazo do MIBEL, de 2009 a 2017 (Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019)

Em Portugal, os geradores são obrigados a fornecer sem remuneração parte dos serviços ancilares, tais como regulação de tensão e regulação primária de frequência. Outra parte, denominada serviços ancilares complementares, é remunerada e

negociada em mercados concorrenciais. Esta parte inclui a reserva secundária, reserva terciária, compensação síncrona, etc. (Martins, 2014).

Os mercados de serviços ancilares em Portugal contemplam: (i) o mercado de restrições, que visa corrigir partes da programação do mercado diário que se mostrem inviáveis por restrições técnicas na rede; (ii) o mercado de reserva secundária, que se realiza uma vez por dia e cria uma banda na geração para responder às flutuações do sistema; e (iii) o mercado de reserva terciária, que visa corrigir fortes oscilações no sistema (± 1000 MW) (Nunes *et al.*, 2019).

Os objetivos do mercado de restrições são: eliminar congestionamentos nas redes de transmissão e/ou distribuição; assegurar reserva térmica; e aplicar o critério de confiabilidade n-1 na rede. Todos os agentes são obrigados a ofertar toda a energia disponível.

Restrições podem ocorrer no mercado diário, no mercado intradiário e em tempo real. A eliminação de restrições no mercado diário pode provocar sobrecustos, que são suportados pelo consumo efetuado na hora em que elas ocorrem. No mercado intradiário não existem sobre-custos, dado que as propostas que resultam em restrições são eliminadas. Em tempo real, as restrições são evitadas através da utilização de reservas de regulação (Martins, 2014).

O mercado de reserva secundária tem como objetivo garantir uma reserva rápida que responda às flutuações de demanda, ou geração da ordem de ± 150 MW. Neste mercado é ofertada a disponibilidade das usinas (bandas) para teleregulagem.

A remuneração da regulação secundária é dividida em duas partes: (i) a banda de potência disponibilizada pelos agentes do mercado a um certo preço, em cada uma das 24 h do dia, para baixar ou subir a frequência do sistema conforme necessário, independente da ocorrência de desvios de frequência; e (ii) a energia produzida durante esta regulação, que é remunerada pelos agentes que comercializam eletricidade a cada hora (Martins, 2014).

A regulação terciária tem como função adaptar o programa de operação dos geradores que estão ou não em serviço, assim como o nível de consumo dos consumidores participantes, para a restituição do nível de reserva da regulação secundária utilizada, para responder a uma perda de geração significativa e, também, para garantir o balanço adequado entre geração e consumo. Os participantes deste mercado apresentam as suas ofertas de regulação terciária a subir e/ou a descer para cada hora do dia seguinte. A REN, em tempo real, utiliza estas ofertas para mobilizar ou desmobilizar geração/consumo (Martins, 2014). No mercado de reserva terciária é ofertada toda a energia disponível para regular.

Em 2016 e 2017, as receitas das UHRs de Portugal com operações nos mercados de serviços ancilares corresponderam, em média, a 12,8% do total de suas receitas.

A Figura 2.8 mostra as variações, de 2010 a 2017, do custo unitário médio de bombeamento das UHRs vis-à-vis os preços médios no mercado *spot* de Portugal e nos três mercados de curto prazo do MIBEL. A EDP Produção só adquire energia nos mercados diário e intradiário para o bombeamento em suas UHRs quando o preço for pelo menos 20% inferior ao preço previsto para a venda da geração destas usinas.

2.4 Políticas públicas e regulação do setor elétrico em Portugal e na União Europeia que afetam a economicidade da instalação de UHRs naquele país

A União Europeia (UE) tem as seguintes metas para 2020 e 2030: (i) participação das fontes renováveis de energia em, pelo menos, 20% do consumo final de energia em 2020 e 27% em 2030; (ii) ganhos de eficiência energética de, pelo menos, 20% do consumo final de energia em 2020 e 27% em 2030; (iii) redução de, pelo menos, 20% em 2020 e 40% em 2030 das emissões de gases que causam o efeito estufa; e (iv) aumento dos intercâmbios de energia elétrica através de interligações entre os países membros da UE para 10% do consumo total de eletricidade do bloco em 2020 e 15% em 2030.

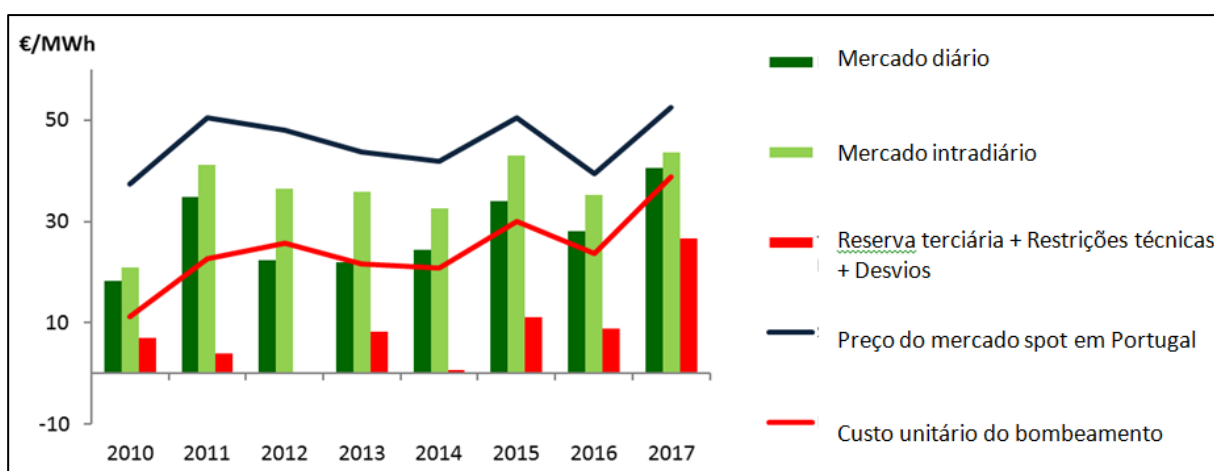


Figura 2.8 - Custo unitário médio de bombeamento das UHRs vis-à-vis os preços médios no mercado *spot* de Portugal e nos três mercados de curto prazo do MIBEL, de 2010 a 2017 (Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019)

Em relação aos setores elétrico e de gás natural, a UE pretende criar, a médio prazo, mercados internos neste bloco de países, a partir dos mercados regionais hoje existentes, o que tende a restringir iniciativas diferenciadas dos países membros em termos de políticas energéticas e regulação nestes setores.

O plano energético de longo prazo de Portugal, RNC 2050, projeta que o suprimento de energia elétrica naquele país será todo efetuado através de fontes renováveis de energia. A Figura 2.9 ilustra as projeções deste plano para a capacidade instalada do setor elétrico português por tipo de fonte de energia em 2030, 2040 e 2050. Pode se observar, nesta figura, que se projeta a geração fotovoltaica, tanto em grandes centrais como na forma de geração distribuída, como a principal fonte de eletricidade em 2050, seguida pelas centrais eólicas, *onshore* e *offshore*, e pelas usinas hidrelétricas, inclusive UHRs.

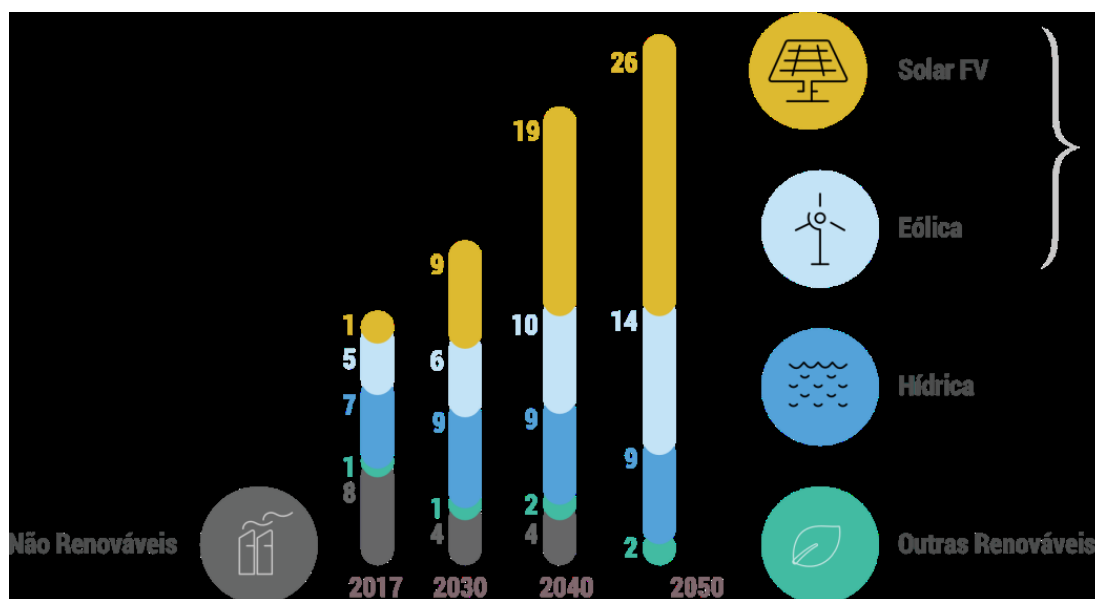


Figura 2.9 - Projeções do RNC 2050 para a capacidade instalada no setor elétrico português por fontes de energia, em GW, em 2030, 2040 e 2050 (Fonte: Nunes *et al.*, 2019)

Tal participação de fontes renováveis intermitentes irá requerer usinas flexíveis para complementar a geração destas fontes. As UHRs e outras formas de armazenamento, como as baterias elétricas, terão um papel mais importante do que atualmente.

Foi afirmado durante as visitas técnicas de pesquisadores deste projeto a Portugal que três políticas de fomento, com seus rebatimentos regulatórios, foram essenciais para viabilizar economicamente as UHRs construídas mais recentemente naquele país.

A primeira delas é a legislação portuguesa que permite que os prazos das concessões de usinas hidrelétricas convencionais e reversíveis podem ser prorrogados através da realização de investimentos de aumento de potência. Esta prorrogação foi essencial para viabilizar economicamente os investimentos de reforços de potência nas UHRs de Alqueva II, em 2012, Salamonde II, em 2016, e Venda Nova III, em 2017.

Outra política, instituída em 2012, foi de fomento a novos aproveitamentos hidrelétricos, convencionais e UHRs, que não atingiu decisões de investimento tomadas antes de 2007. Este incentivo de garantia de potência, fixado em €/kW, é dado durante os 10 primeiros anos de funcionamento dos empreendimentos e está beneficiando as UHRs de Alqueva II, Baixo Sabor, Venda Nova III, Salamonde II e Foz Tua.

Ainda em 2012, o governo português criou um incentivo à disponibilidade de potência que, em 2017, foi substituído por um mecanismo de leilão concorrencial. Em 30 de março de 2017 foi realizado o primeiro leilão, que contratou 1766 MW a um preço limite de 4800 €/MW. Em 2018 e 2019 não foram realizados leilões, pois o governo português está aguardando o estabelecimento de regras pela UE para leilões de capacidade (Nunes *et al.*, 2019).

As usinas que se beneficiam com os incentivos à garantia de potência mencionados acima devem se sujeitar a testes de disponibilidade.

Nunes *et al.* (2019) mencionam que as receitas de garantia de potência das UHRs beneficiadas correspondem de 15 a 21% do total das receitas destas usinas em um ano de regime hidrológico médio.

Em sua dissertação de mestrado, Martins (2014) realizou uma análise econômica da atratividade da implantação da UHR Foz Tua, incluindo avaliações de risco e levando em conta os incentivos mencionados nesta seção. Ele realizou simulações simplificadas da operação desta usina e de outras usinas do parque gerador português e sua atuação nos diversos mercados de curto prazo do MIBEL. Encontrou uma taxa interna de retorno (TIR) de 8,3% a.a. para este projeto, frente a um custo médio ponderado do capital (WACC) da EDP Produção, de 7,8% a.a..

Uma análise econômica semelhante foi desenvolvida na dissertação de mestrado de Palhares (2015), que calculou uma TIR de 8,26% a.a. para a instalação da UHR Salamonde, vis-à-vis um WACC de 7,32% da EDP Produção.

Por outro lado, em sua dissertação de mestrado, Freitas (2015) analisou a operação das UHRs de Portugal e as importações e exportações de eletricidade entre Espanha e Portugal, no MIBEL, concluindo que havia um excesso de capacidade instalada em UHRs no país e que a rentabilidade destas centrais em 2014 estava muito baixa.

2.5 Características de projeto das UHRs de Portugal

2.5.1 As UHRs de Portugal e a diminuição da participação da EDP na geração hidrelétrica naquele país

Portugal possui 6388 MW de médias e grandes usinas hidrelétricas, das quais 2797 MW são UHRs, todas elas pertencentes à EDP. Prevê-se o comissionamento, até 2021, de mais 880 MW de UHRs, de propriedade da Iberdrola. Compondo, ainda, o quadro de geração hidrelétrica no país, há 609 MW de capacidade instalada em pequenas centrais hirelétricas (capacidade inferior a 30 MW) (Esteves *et al.*, 2019).

As UHRs operando atualmente em Portugal estão indicadas na Figura 2.10, em termos de sua localização no país e comissionamento no parque gerador do país.

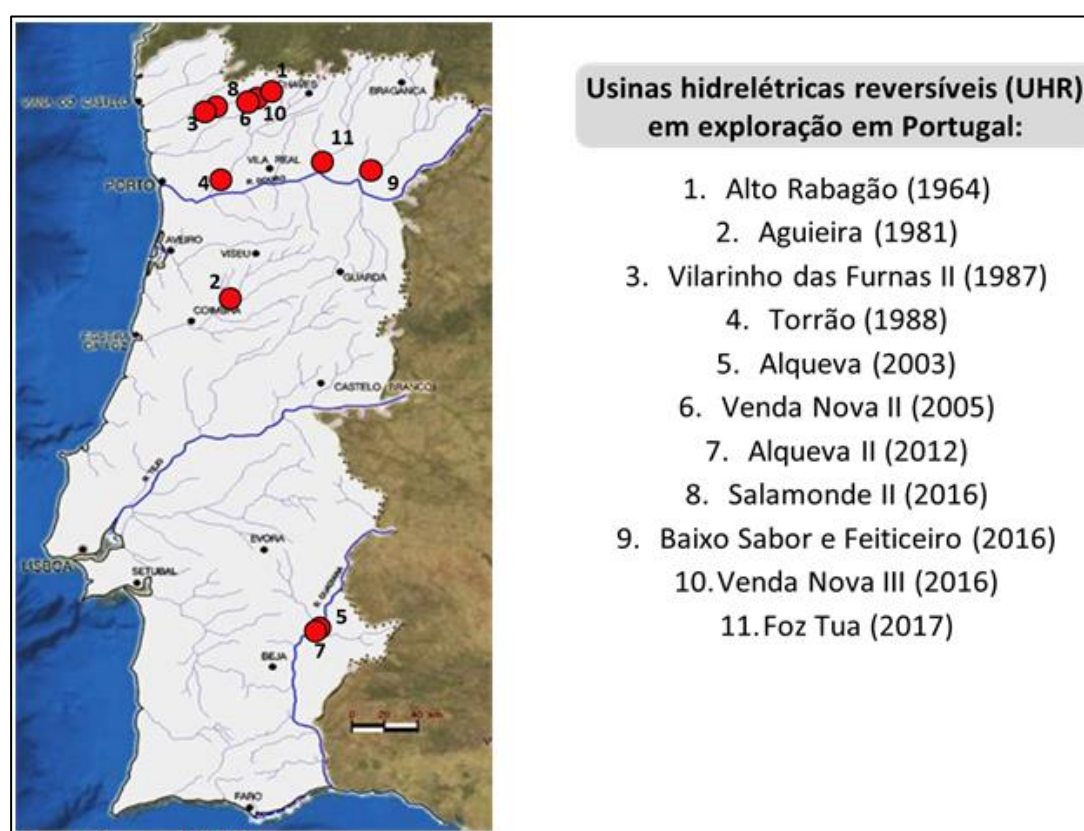


Figura 2.10- Localização das UHRs de Portugal e seu ano de comissionamento

(Fonte: Nunes *et al.*, 2019)

Pode-se observar, na Figura 2.10, que, a menos das UHRs de Alqueva e Alqueva II, e Aguieira, as demais UHRs de Portugal se situam na região norte do país, que possui um regime hidrológico e condições topográficas e geológicas favoráveis para a instalação de usinas hidrelétricas convencionais e reversíveis.

Em dezembro de 2019 a EDP anunciou a venda de seis usinas hidrelétricas na bacia do Rio Douro por 2,2 bilhões de euros. Segundo seus dirigentes, o objetivo desta

operação foi reduzir a dívida da empresa. Em junho de 2019 a dívida era de 14 bilhões de euros. Ainda segundo estes dirigentes, a operação também ajudará a empresa a reduzir a volatilidade de seus resultados e a melhorar o seu perfil de risco, porque diminuirá a fatia de sua receita que fica exposta ao preço de mercado e ao risco hidrológico, em um futuro com perspectivas de menos chuvas.

Apesar de manter “o compromisso” com a geração hidrelétrica, porque é renovável, a EDP quer apostar na geração com energia solar, nas centrais eólicas e em projetos inovadores como o hidrogênio verde.

O comprador é um consórcio de empresas francesas liderado pela empresa Engie, que tem 40% do consórcio, junto com o Crédit Agricole Assurances (35%) e Mirova - Grupo Natixis (25%). O consórcio ficará com a segunda maior fatia do mercado (21%) das médias e grandes usinas hidrelétricas em Portugal, seguida da Iberdrola, que terá 15% da produção destas centrais quando puser em funcionamento o complexo hidroelétrico do Rio Tâmega.

Quanto à EDP, continuará a ser o maior gerador hídrico em Portugal, mas a sua quota descerá dos 100%, para 64% (com uma capacidade de geração hídrica instalada de 5,1 GW).

Além do escrutínio da Agência Portuguesa do Ambiente (APA), a operação terá também de ser analisada pela Autoridade da Concorrência (AdC) e haverá que garantir licenciamentos por parte da Direcção-geral de Energia e Geologia.

O processo passará pela criação de uma empresa autónoma, onde estarão concentrados todos os ativos e funcionários das seis usinas hidrelétricas: três centrais à fio de água (Miranda, Bemposta e Picote) com 1,2 GW de capacidade instalada e três UHRs (Foz Tua, Baixo Sabor e Feiticeiro) com 0,5 GW de capacidade instalada.

A EDP pode ter chegado ao mesmo tipo de conclusão que a dissertação de Freitas (2015) ao decidir incluir três de suas UHRs comissionadas nos últimos anos neste “pacote” de vendas de ativos de geração em Portugal.

2.5.2 Características gerais observadas no projeto das UHRs de Portugal

As seguintes características gerais podem ser constatadas no projeto das UHRs de Portugal:

- (i) Todas elas operam em ciclo aberto e possuem alguma capacidade de geração independente do bombeamento;
- (ii) Elas foram projetadas para otimizar a cascata de usinas hidrelétricas convencionais e reversíveis a jusante. A partir da instalação do MIBEL, a otimização da operação das usinas passou a ser responsabilidade e interesse de seus proprietários;

- (iii) Buscou-se utilizar, no projeto das UHRs, algum reservatório já existente, a fim de reduzir os custos de instalação e minimizar os impactos ambientais.

2.5.3 Agregação das UHRs de Portugal segundo alguns critérios e seleção de algumas usinas para análises mais detalhadas ao longo do projeto

Conforme mencionado anteriormente, quatro das doze UHRs operando atualmente em Portugal foram comissionadas no século XX e as demais no século XXI. Há, também, uma UHR em construção. Os anos de comissionamento estão indicados a seguir:

- *No século XX:* Alto-Rabagão (1964), Aguieira (1981), Vilarinho das Furnas II (1987), Torrão (1988)
- *No século XXI:* Alqueva (2003), Venda Nova II (2005), Alqueva II (2012), Feiticeiro (2015), Salamonde II (2016), Baixo Sabor (2016), Venda Nova III (2016), Foz Tua (2017), Gouvães (previsão para 2021)

Em termos de capacidade de turbinagem, as UHRs podem ser classificadas como:

- *Pequeno porte:* Feiticeiro (36 MW)
- *Médio porte:* Alto-Rabagão (68 MW), Aguieira (336 MW), Vilarinho das Furnas II (62,5 MW), Torrão (140 MW), Alqueva (259,2 MW), Venda Nova II (191,6 MW), Alqueva II (259,2 MW), Salamonde II (224 MW), Baixo Sabor (153 MW), Foz Tua (270 MW)
- *Grande porte:* Venda Nova III (781 MW), Gouvães (880 MW)

Outra classificação usual de usinas hidrelétricas, que influencia bastante o seu projeto, é por altura de queda nominal. Segundo este critério, as UHRs de Portugal podem ser agregadas como:

- *Baixa queda:* Feiticeiro (34,5 m)
- *Média queda:* Alto-Rabagão (180 m), Aguieira (63,2 m), Torrão (52 m), Alqueva (73 m), Alqueva II (73 m), Salamonde II (126,4 m), Baixo Sabor (104 m), Foz Tua (93,6 m)
- *Alta queda:* Vilarinhos das Furnas II (425m), Venda Nova II (420 m), Venda Nova III (420 m), Gouvães (660 m)

As UHRs que possuem grandes reservatórios são quatro: Alqueva e Alqueva II (2686 hm³), Alto Rabagão (550,1 hm³) e Aguieira (216 hm³).

A tipologia da casa de força também afeta significativamente o custo de uma usina hidrelétrica. As casas de força das UHRs portuguesas apresentam a seguinte tipologia:

- *No pé da barragem ou na margem do rio, a céu aberto:* Aguieira, Vilarinho das Furnas, Alqueva, Alqueva II
- *Subterrânea em poço:* Torrão, Feiticeiro, Baixo Sabor, Foz Tua
- *Subterrânea em caverna:* Alto Rabagão, Venda Nova II, Salamonde II, Venda Nova III

A maioria das barragens das UHRs de Portugal é de abóbada, ou alguma de suas variantes, como abóbada de dupla curvatura (UHR Foz Tua), abóbada com arcos múltiplos (UHR Aguieira) e abóbada gravidade (UHR Alto Rabagão). Estes tipos de barragens são adequados para a formação de reservatórios em regiões montanhosas, vales “encaixados” e geologia com rochas predominantes, como é o caso destas usinas. Só há duas UHRs cuja barragem é de gravidade (UHR Feiticeiro) e de gravidade aligeirada (UHR Torrão).

As turbinas Francis reversíveis, de eixo vertical, são dominantes nas UHRs de Portugal. Na maior parte das usinas elas são instaladas em grupos de duas turbinas.

Só há uma UHR, a de Venda Nova III (Frades II), cujas turbinas possuem rotação variável quando operam como bombas. Todas as demais operam com rotação fixa no bombeamento.

Do conjunto de UHRs operando atualmente em Portugal, foram selecionadas as UHRs Venda Nova III (Frades II), Foz Tua, Alqueva e Alqueva II para análises futuras mais detalhadas, por terem características mais aderentes aos tipos de projetos de UHRs que serão objeto de avaliação neste projeto de P&D. A usina de Gouvães, ora em construção, também satisfaz estas características e, por conseguinte, também será analisada com mais detalhes, se os seus dados de projeto puderem ser acessados.

2.5.4 Características de projeto de cada uma das UHRs operando em Portugal

Estas características são apresentadas a seguir, para cada uma das usinas, de acordo com a sequência de seus anos de comissionamento. A maior parte dos dados técnicos das usinas foi compilada de Nunes *et al.* (2019) e <http://globalenergyobservatory.org/>. Outras fontes de dados são referenciadas diretamente nos trechos correspondentes desta seção

2.5.4.1 UHR Alto Rabagão

Esta usina hidrelétrica reversível, ilustrada na Figura 2.11, é a mais antiga de Portugal.

Ela está localizada na bacia hidrográfica do Rio Cávado e entrou em serviço em 1964. Esta bacia fica em uma das zonas mais montanhosas e de maior pluviosidade do país.

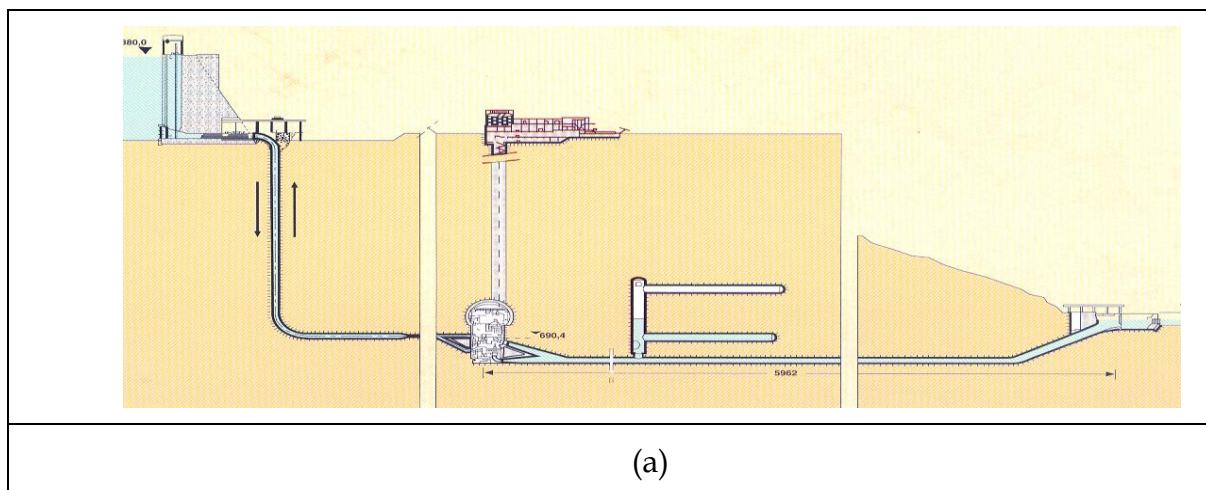
As vazões turbinadas e vertidas por esta central atingem as seguintes usinas hidrelétricas a jusante: usina hidrelétrica convencional Venda Nova, UHR Venda Nova II, UHR Venda Nova III, usina hidrelétrica convencional Salomonde I, UHR Salomonde II e usina hidrelétrica convencional Caniçada (EDP Produção, 2019).

A barragem do reservatório superior da usina é do tipo abóbada gravidade, que represa 550,1 hm³ de água e armazena 8,16 GWh para a usina. Este reservatório é alimentado pelo Rio Rabagão e tem capacidade de regularização plurianual (EDP Produção, 2019).

A casa de força é subterrânea em caverna, é equipada com dois grupos de turbinas Francis reversíveis, de eixo vertical e rotação fixa, de 36,7 MW cada, e está implantada a 130 m de profundidade. As capacidades de engolimento na turbinagem e no bombeamento são de 52,8 m³/s (2 x 25,7 m³/s) e 36 m³/s, respectivamente.

O túnel de restituição tem cerca de 6 km e é dotado de chaminé de equilíbrio. O pátio de transformadores fica a céu aberto (Figura 2.11 (a)).

O reservatório inferior da central é o reservatório superior da UHR Venda Nova.



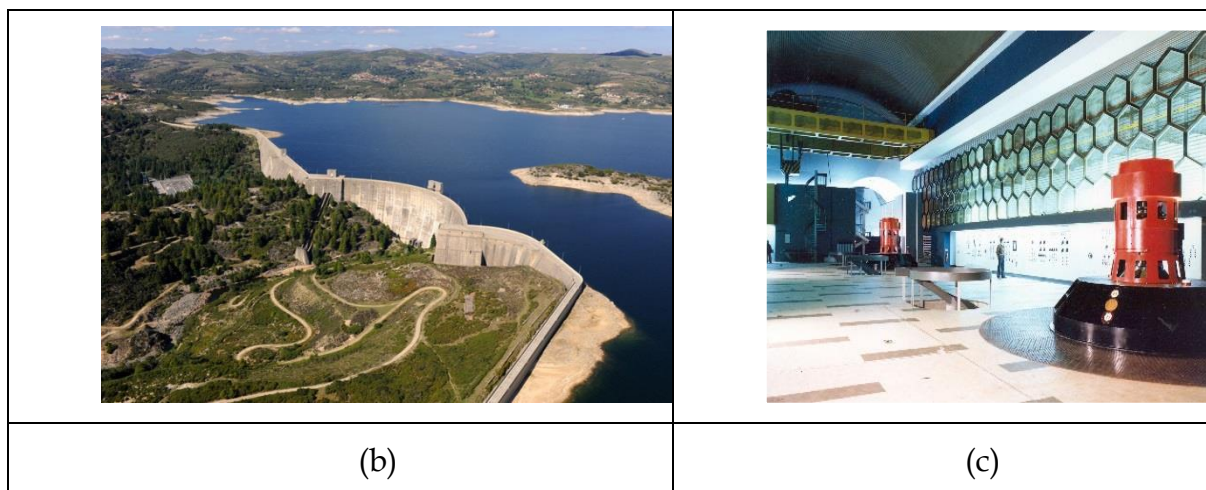


Figura 2.11 - UHR Alto Rabagão (Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019)

A altura de queda da usina pode variar de 129 m a 185 m. O valor nominal é de 180 m. As capacidades de geração e de bombeamento são de 68 MW e 63 MW, respectivamente. A produção média anual da central é de 85,2 GWh, enquanto que a produção anual sem bombeamento é de 114 GWh.

2.5.4.2 UHR Aguieira

A UHR Aguieira está situada no Rio Mondego. Ela foi comissionada em 1981. A barragem do reservatório superior da usina é de abóboda com três arcos múltiplos e dois contrafortes, que represa 216 hm³ de água e propicia uma capacidade de armazenamento de 2,35 GWh.

O reservatório desta central é de usos múltiplos. Além da geração de energia elétrica, ela também é utilizada para irrigação, controle de cheias, fornecimento de água e atividades de recreação. O reservatório da pequena central hidrelétrica convencional Fronhas é o reservatório inferior desta UHR. Uma outra usina convencional, a Raiva, localizada no Rio Mondego, recebe as descargas de Aguieira (EDP Produção, 2019).

A casa de força da central é do tipo pé de barragem, é equipada com três turbinas Francis reversíveis, de rotação fixa, de 112,4 MW cada, e está implantada entre os dois contrafortes centrais da barragem, onde se localizam os vertedores de superfície (Figura 2.12). As capacidades de engolimento na turbinagem e no bombeamento são de 528 m³/s e 468 m³/s, respectivamente.

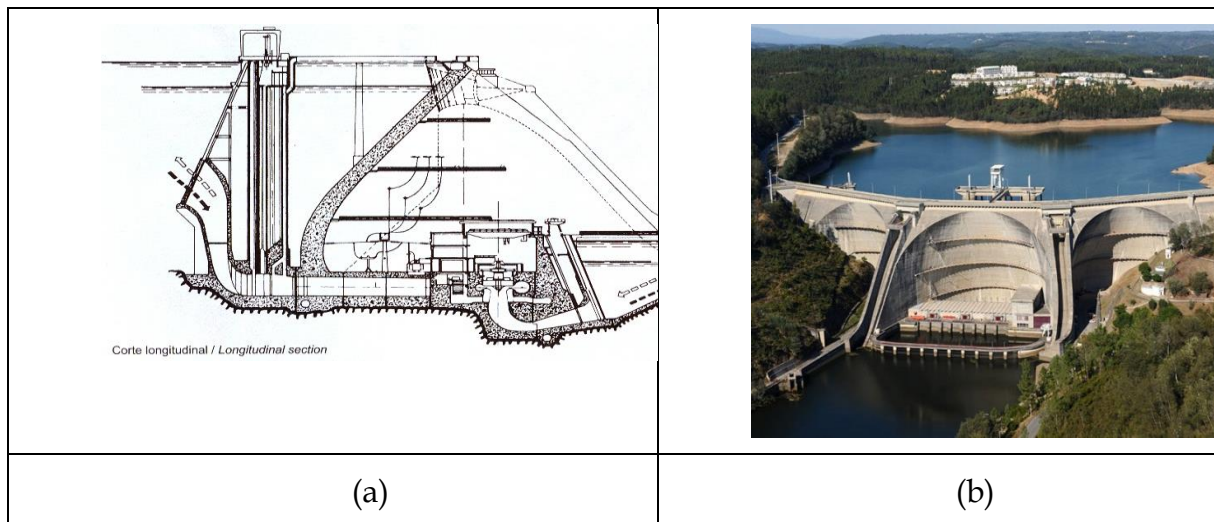


Figura 2.12 - UHR Agueira (Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019)

As alturas de queda mínima, nominal e máxima da usina são 53,4 m, 63,2 m e 72 m, respectivamente.

As capacidades de geração e de bombeamento são de 336 MW e 270 MW, respectivamente. A produção média anual da central é de 209,9 GWh, enquanto que a produção anual sem bombeamento é de 179 GWh.

2.5.4.3 UHR Vilarinho das Furnas II

A UHR Vilarinho das Furnas está situada no rio Homem, um afluente do rio Cávado (Figura 2.13).

A barragem do reservatório superior desta usina é do tipo abóbada (Figura 2.13). Ela passou a represar 97,5 hm³ após a entrada em operação do grupo gerador reversível. A fonte da água bombeada por este grupo provém do reservatório da usina hidrelétrica convencional Caniçada, localizada no Rio Cávado, conforme ilustrado na Figura 2.13.

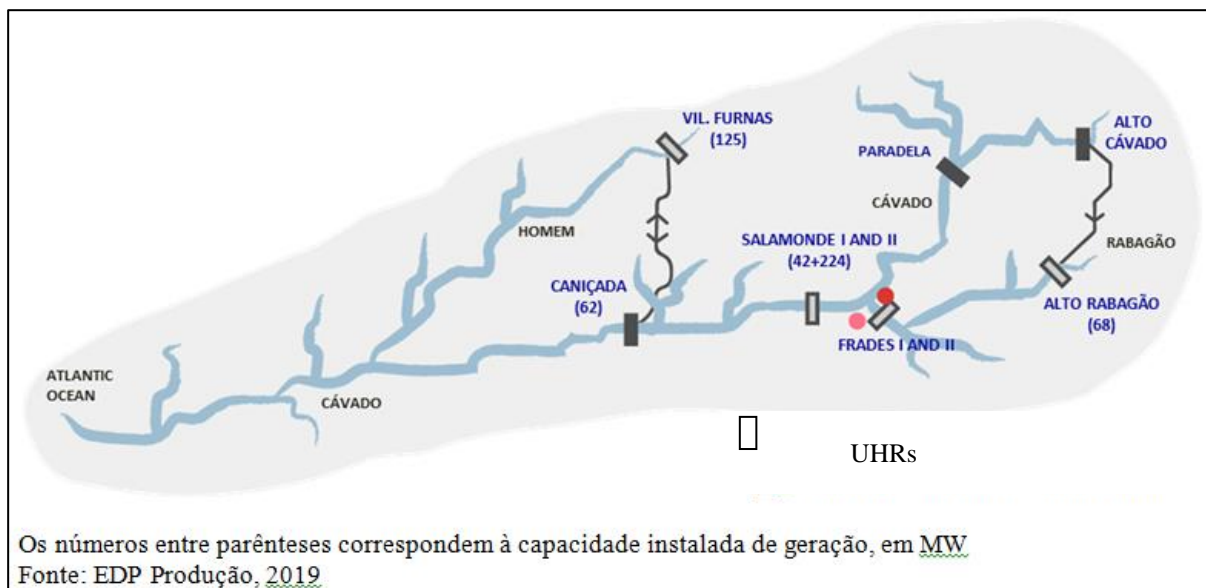


Figura 2.13 - Usinas hidrelétricas localizadas na bacia hidrográfica do Rio Cávado

A casa de força desta usina é do tipo de margem. Ela é equipada com dois grupos geradores empregando turbinas Francis de eixo vertical e rotação fixa, sendo um deles reversível. Este grupo gerador reversível é que é designado como a UHR Vilarinho de Furnas II.

O grupo gerador convencional foi comissionado em 1972; sua turbina possui uma capacidade de engolimento de $19,7 \text{ m}^3/\text{s}$ e uma capacidade nominal de geração de $67,7 \text{ MW}$.

O grupo gerador reversível entrou em operação em 1987 com capacidades de engolimento de $20,2 \text{ m}^3/\text{s}$ na turbinagem e $19,2 \text{ m}^3/\text{s}$ no bombeamento; a capacidade nominal desta turbina reversível é de $73,6 \text{ MW}$. Desconta as perdas internas, a capacidade de geração total dos dois grupos geradores é de 125 MW .

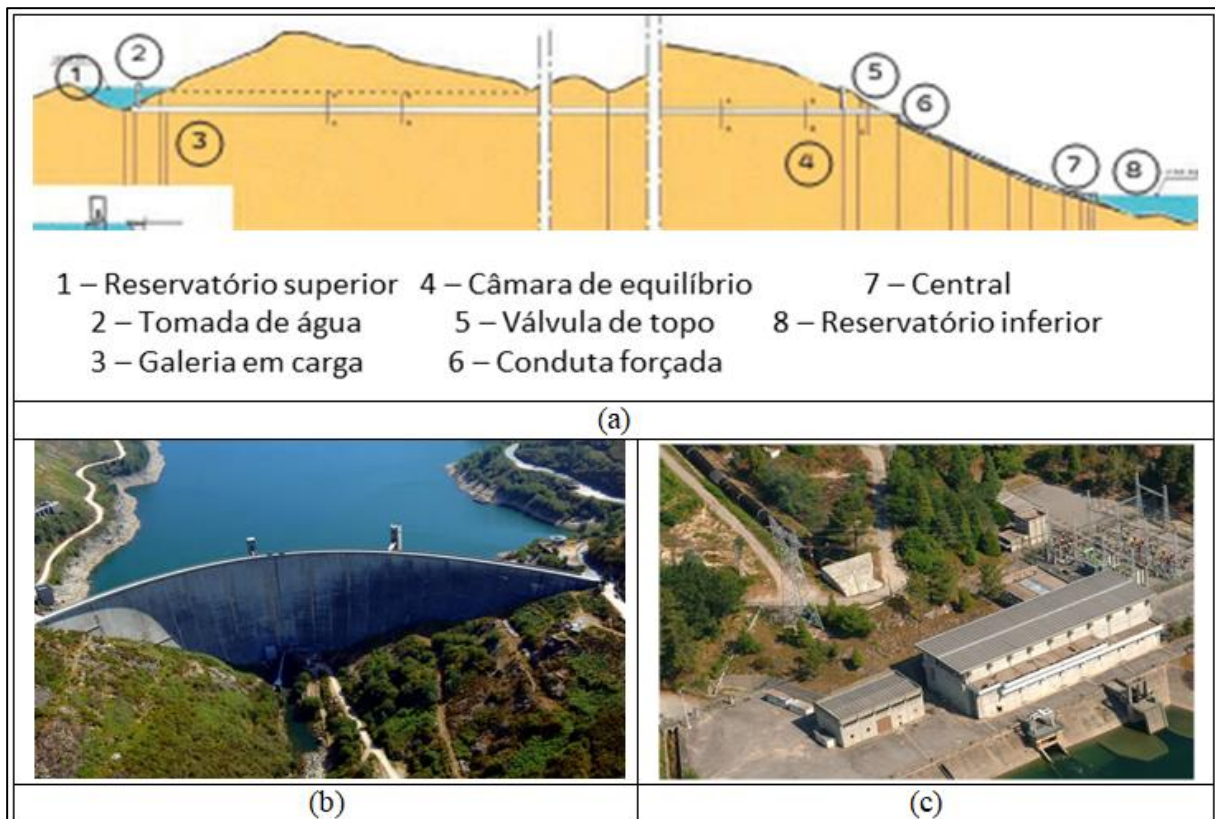


Figura 2.14 - UHR Vilarinho das Furnas II (Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019)

A adução é constituída por um túnel com 7,6 km de extensão, seguida de um conduto forçado imediatamente a montante da central (Figura 2.14 (a)).

A altura de queda nominal da central é de 425 m. O seu grupo gerador reversível pode operar com uma altura de queda variando de 377,5 m até 425,3 m.

A produção média anual da usina é de 189 GWh. A sua produção anual sem bombeamento é de 152 GWh.

2.5.4.3 UHR Torrão

Torrão foi a última UHR de Portugal comissionada no século XX, em 1988. Ela está localizada no Rio Tâmega, um afluente do Rio Douro.

Seu reservatório superior foi criado por uma barragem de gravidade aligeirada, que pode armazenar 40,4 hm³ de volume útil de água. O vertedouro de superfície se situa no terço médio da barragem e possui cinco comportas radiais de descarga com rampa de escoamento comum (Figura 2.15).

O reservatório inferior da usina é o criado pela barragem da usina hidrelétrica convencional Crestuma-Lever, localizado a jusante, já no Rio Douro.

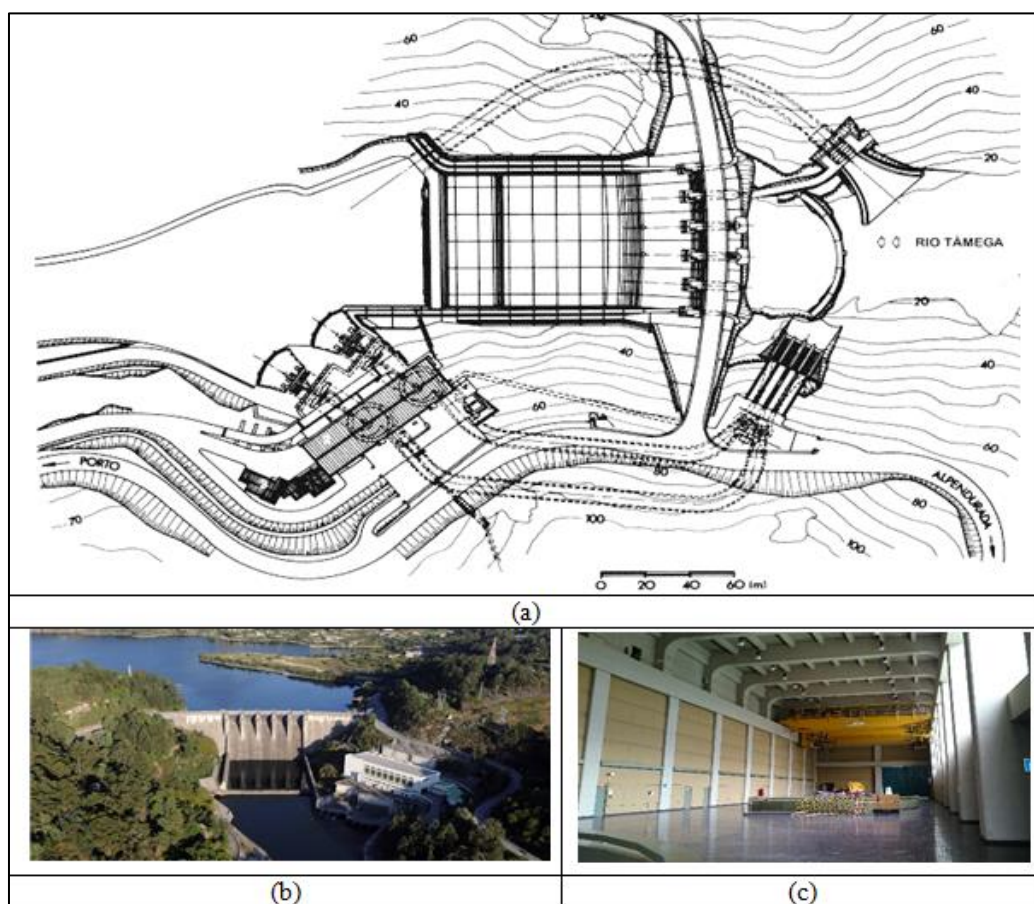


Figura 2.15 UHR Torrão (Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019)

A casa de força da central é subterrânea em poço e está implantada na margem esquerda do rio, imediatamente a jusante da barragem. Ela está equipada com dois grupos geradores com turbinas Francis reversíveis, de eixo vertical e rotação fixa, com capacidade de engolimento de $322 \text{ m}^3/\text{s}$ na turbinagem e $326 \text{ m}^3/\text{s}$ no bombeamento. Cada uma das turbinas tem uma capacidade nominal de 73 MW. A capacidade de geração da usina é de 140 MW.

O circuito hidráulico de alimentação das turbinas é constituído por dois túneis independentes.

A altura de queda nominal da central é de 52 m, com uma faixa de variação de 35,5 m a 53 m. A produção média anual da usina é de 222,3 GWh, enquanto que a produção anual sem bombeamento é de 225 GWh.

2.5.4.4 UHR Alqueva

A UHR Alqueva está situada no rio Guadiana. Ela entrou em operação em 2003.

A barragem de abóbada do reservatório superior desta usina criou um dos maiores reservatórios artificiais da Europa Ocidental, que possui um volume útil de 2686 hm³ e propicia um armazenamento de 5,76 GWh para a central. Além da geração de potência elétrica, o reservatório também é utilizado para irrigação. O reservatório inferior é o próprio Rio Guadiana.

A casa de força da central é do tipo pé de barragem (Figura 2.16). Ela está equipada com dois grupos geradores reversíveis, e está implantada entre os vertedouros de meio fundo da barragem. As turbinas são Francis reversíveis, de rotação constante, com uma capacidade nominal de 130 MW cada. Sua capacidade de engolimento quando turbinando é de 400 m³/s e de 280,4 m³/s quando bombeando. A capacidade da usina é de 259,2 MW tanto na geração como no bombeamento. A altura de queda nominal da central é de 73 m.

A produção média anual da usina é de 470 GWh. A sua produção anual sem bombeamento é de 209 GWh.

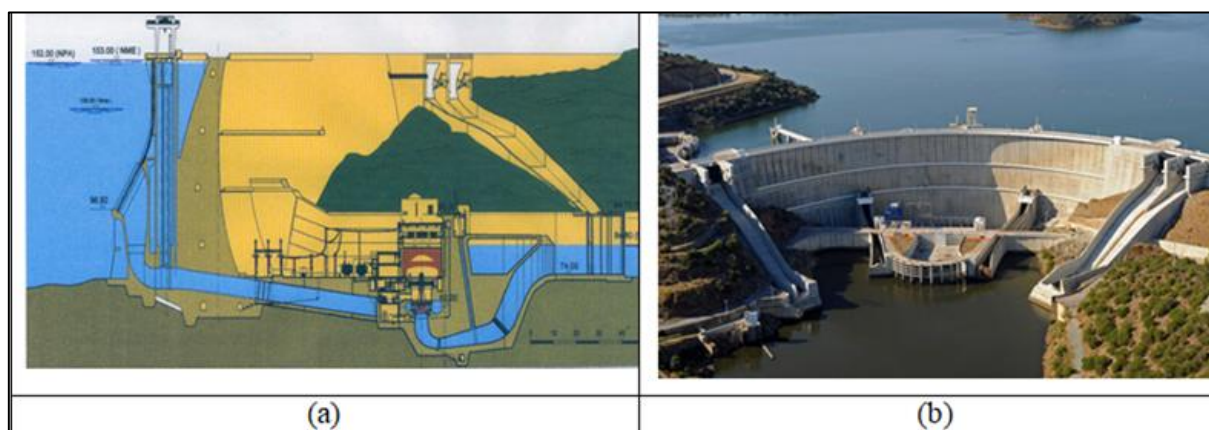


Figura 2.16 - UHR Alqueva (Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019)

2.5.4.5 UHR Venda Nova II

A UHR Venda Nova II, também denominada Frades I (Figura 12), se situa no Rio Rabagão. Ela entrou em serviço em 2005. Seu reservatório superior é o de Venda Nova, que opera desde 1951 e também alimenta a usina hidrelétrica convencional de Venda Nova, e o seu reservatório inferior é o de Salamonde, conforme ilustrado na cascata de reservatórios da Figura 2.12.

As seguintes usinas hidrelétricas localizadas a jusante da UHR Venda Nova II se beneficiam de suas descargas: usina hidrelétrica convencional Salamonde I, UHR Salamonde II e usina hidrelétrica convencional Caniçada (EDP Produção, 2019).

O volume útil disponível para a UHR Venda Nova II nos seus reservatórios superior e inferior é de 36 hm³. A barragem do reservatório da usina é do tipo abóboda (Figura 16 (b)). A casa de força da central Venda Nova II é subterrânea em caverna e está instalada a uma profundidade de 350 m.

Um circuito hidráulico em túnel liga os reservatórios de Venda Nova e Salamonde (Figura 2.17 (a)). O circuito hidráulico é constituído por um túnel de secção circular com aproximadamente 4,5 km de extensão e 6,3 de diâmetro, escavado em granito, o que permitiu não ser revestido, sendo somente concretado em zonas onde a rocha não oferecia as condições mínimas de segurança (ISEL, 2005).

A caverna da central tem cerca de 200 m extensão. Seu circuito hidráulico é delimitado por dois desarenadores, um a montante no túnel em carga, outro a jusante no túnel de restituição. A sua principal função é reter os sedimentos, impedindo-os de entrar no circuito hidráulico. O circuito hidráulico possui duas chaminés de equilíbrio, uma a montante da central e outra a jusante (ISEL, 2005).

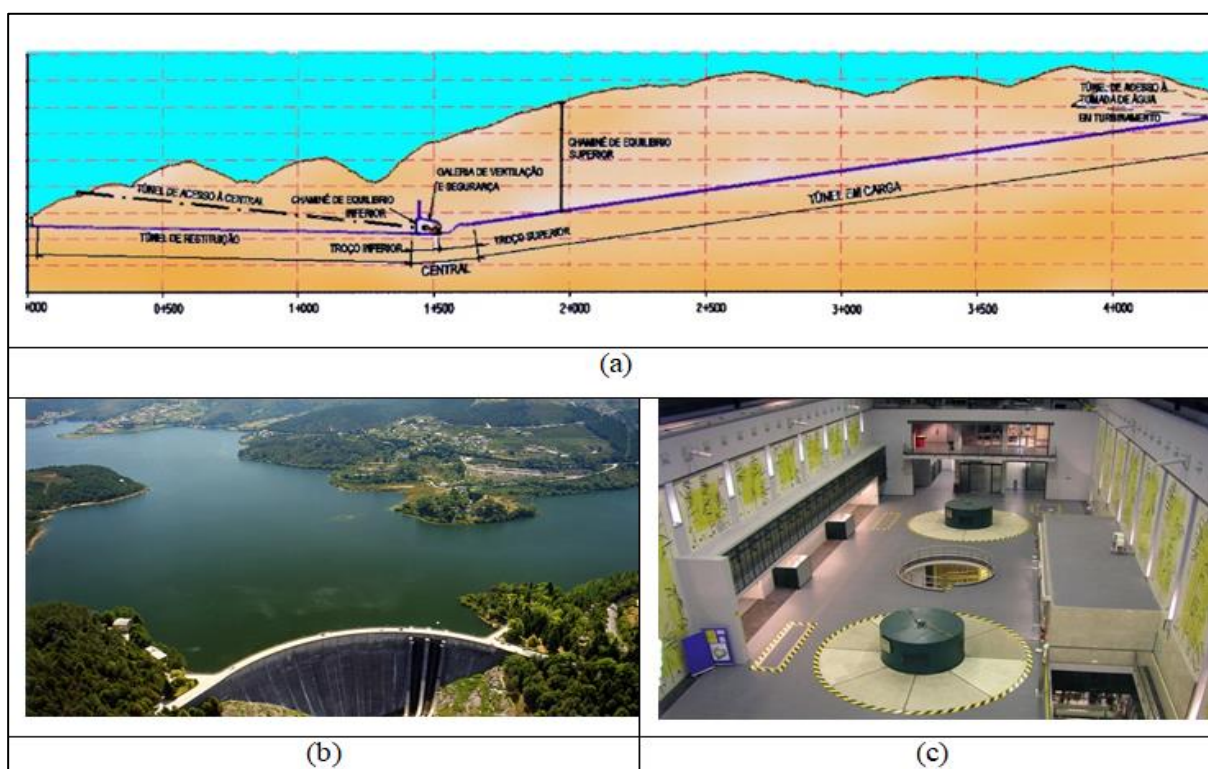


Figura 2.17 - UHR Venda Nova II (Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019)

A casa de força contém duas turbinas Francis reversíveis, de eixo vertical e rotação constante, de 97,1 MW cada no modo turbina e 94,7 MW no modo bomba. As capacidades de engolimento no modo turbina e no modo bomba de cada unidade são de 50 m³/s e 40 m³/s, respectivamente. O isolamento hidráulico de cada grupo gerador é assegurado a montante por uma válvula esférica no túnel em carga, e a jusante por uma comporta do tipo vagão, em caixa estanque, no tubo de aspiração. A capacidade de geração da usina é de 191,4 MW. A sua altura de queda nominal é de 420 m. O acesso principal à zona da central é realizado através de um túnel, não revestido, com uma secção transversal com 8 m de altura e extensão total de 1,5 km. Além deste túnel, a caverna da central têm uma segunda ligação com o exterior através da galeria de ventilação e segurança (ISEL, 2005). A produção média anual da usina é de 233 GWh, enquanto que a produção anual sem bombeamento é de 80 GWh.

2.5.4.6 UHR Alqueva II

Alqueva II (Figura 2.18) é uma nova UHR no Rio Guadiana que utiliza o mesmo enorme reservatório superior (volume útil de 2686 hm³ e 5,76 GWh de energia armazenada), com múltiplos usos da água, da UHR Alqueva. Analogamente, o reservatório inferior é o próprio Rio Guadiana. Alqueva II foi comissionada em 2012.

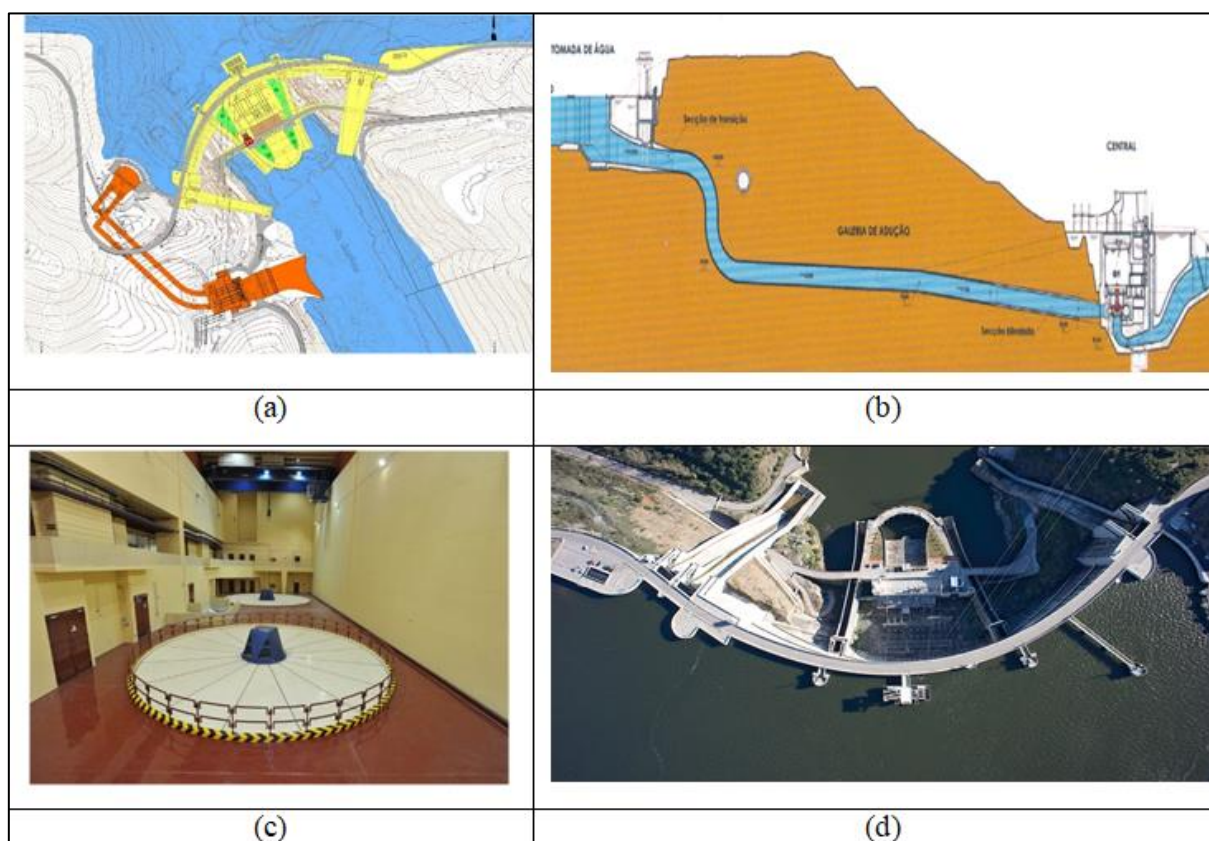


Figura 2.18 - UHR Alqueva II

Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019 e

<https://www.edp.com/pt-pt/central-hidroeletrica-do-alqueva-ii>

A casa de força da central se situa na margem direita do rio Guadiana. Ela foi escavada a céu aberto e está equipada com dois grupos geradores, que empregam turbinas Francis reversíveis de 130 MW cada (Figura 2.17). Sua capacidade de engolimento quando operando como turbinas é de 407 m³/s e de 302 m³/s quando operando como bombas. A capacidade da usina é de 259,2 MW tanto na geração como no bombeamento, tal qual ocorre com a UHR Alqueva. A altura de queda nominal das duas usinas também é a mesma, 73 m. Os circuitos hidráulicos da central são constituídos por dois túneis. A produção média anual da usina é de 300 GWh. A sua produção anual sem bombeamento é de 31 GWh.

2.5.4.7 UHR Feiticeiro

A UHR Feiticeiro, comissionada em 2015, se situa no Rio Sabor, que é um afluente da margem direita do Rio Douro em Portugal. A usina se localiza próximo à confluência do Rio Sabor com o Rio Douro, que constitui o seu reservatório inferior. O reservatório superior da central é formado por uma barragem de gravidade (Figura 2.19), que armazena um volume útil de 12 hm³ de água, correspondendo a 3,40 GWh.

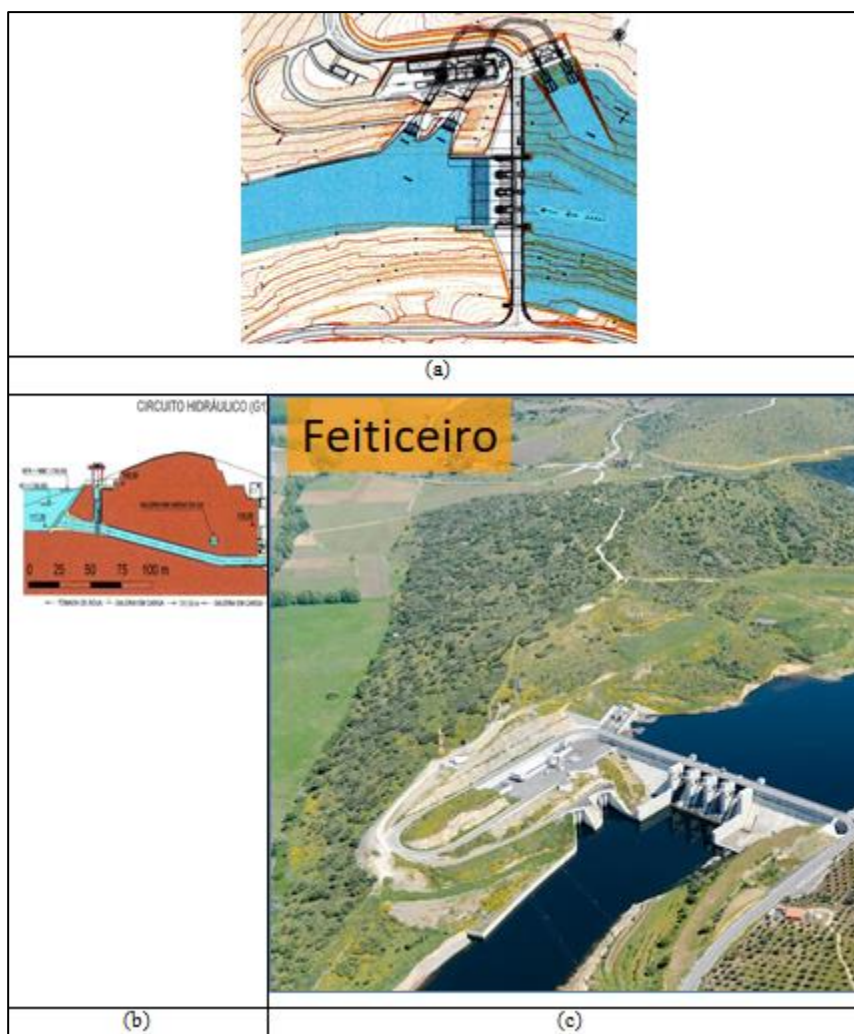


Figura 2.19 - UHR Feiticeiro
 Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019

A UHR Feiticeiro fica a jusante da UHR Baixo Sabor e é utilizada mais para bombeamento, visando aumentar a produção de Baixo Sabor.

As descargas da UHR Feiticeiro passam por quatro usinas hidrelétricas convencionais no Rio Douro: Valeira, Régua, Carrapatelo e Crestuma-Lever. A casa de força da UHR Feiticeiro é subterrânea em poço.

Ela comporta dois grupos geradores com uma capacidade total de 36 MW tanto na geração como no bombeamento, através de duas turbinas Francis reversíveis, de rotação constante, de 18 MW cada e capacidade de engolimento de 120 m³/s e 110 m³/s quando operam como turbinas e como bombas, respectivamente. A altura de queda nominal da central é de 34,5 m. A produção média anual da usina é de 84,6 GWh, enquanto que a produção anual sem bombeamento é de 215 GWh.

2.5.4.8 UHR Salamonde II

A UHR Salamonde II se situa no Rio Cávado e utiliza o reservatório de Salamonde, que entrou em operação em 1953, como reservatório superior e o reservatório da usina hidrelétrica convencional Caniçada como reservatório inferior. Logo, a usina Caniçada se beneficia das descargas da UHR Salamonde II.

O reservatório de Salamonde atende duas usinas hidrelétricas, a central convencional Salamonde I, que entrou em serviço em 1953, e a UHR Salamonde II, comissionada em 2016 (vide Figura 2.20).

A barragem do reservatório Salamonde é de abóbada (Figura 19 (b)) e represa um volume útil de 55 hm³, correspondendo a uma armazenamento de 7,52 GWh. O circuito hidráulico subterrâneo da central possui 2,2 km de comprimento. Ele é constituído pelos seguintes elementos (Figura 19 (a)): tomada de água no reservatório de Salamonde; túnel de adução subterrâneo; casa de força subterrânea; túnel de restituição revestido, entre a casa de força e a ligação à chaminé de equilíbrio; chaminé de equilíbrio; túnel de restituição não revestido; restituição na extremidade de montante do reservatório de Caniçada; e canal de restituição, escavado no leito do Rio Cávado (Palhares, 2015).

A casa de força da UHR Salamonde II é subterrânea em caverna e se localiza na margem esquerda do Rio Cávado. Ela contém um grupo gerador com capacidade de geração de 224 MW e capacidade de bombeamento de 204 MW, através de uma turbina Francis reversível, de rotação fixa, com capacidade de engolimento de 200 m³/s quando funciona como turbina e 160 m³/s quando opera como bomba. A altura de queda nominal da central é de 126,4 m. A produção média anual da usina é de 244 GWh, enquanto que a produção anual sem bombeamento é de 80 GWh.

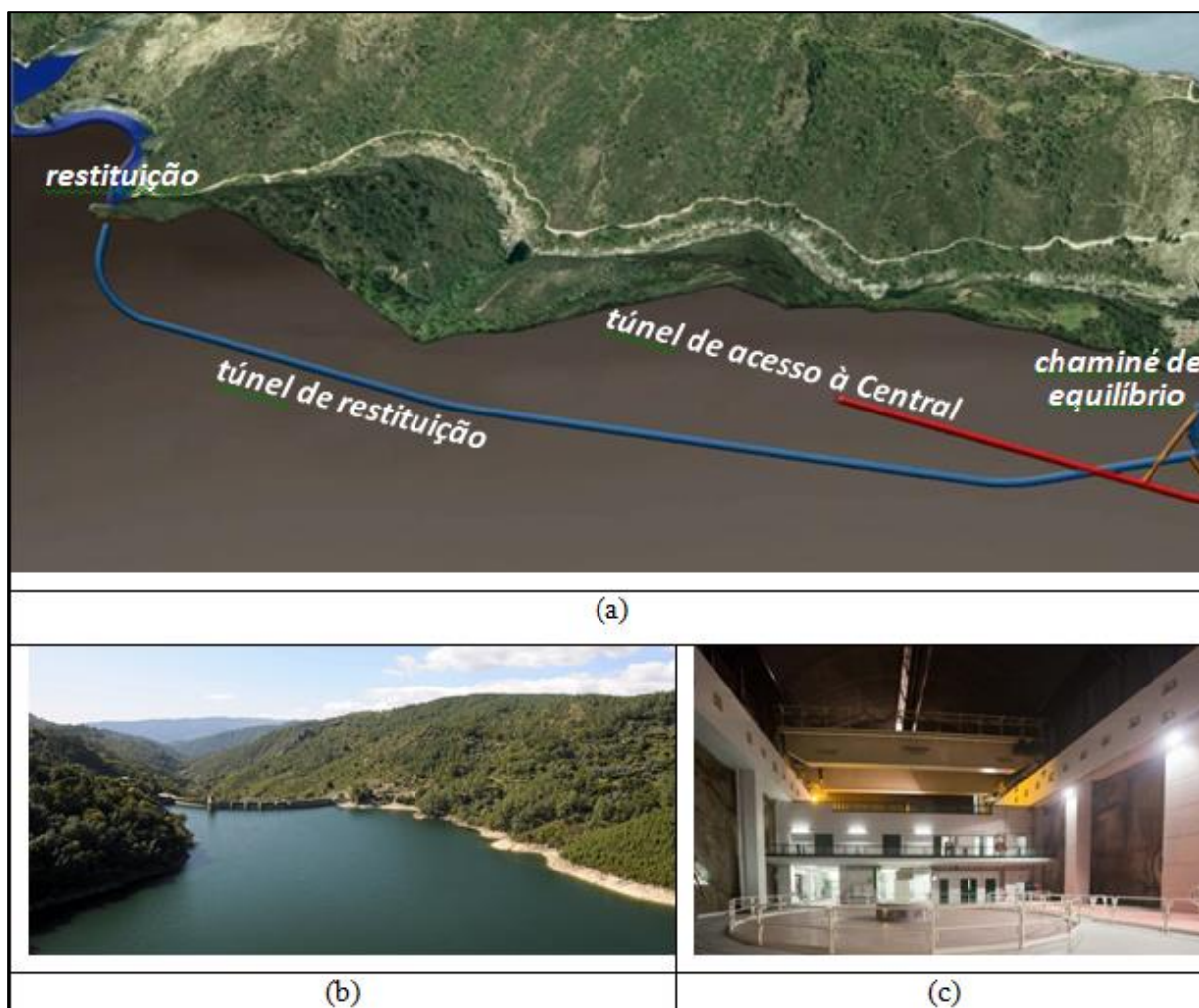


Figura 2.20 - UHR Salomonde II

Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019 e <https://www.edp.com/pt-pt/central-hidroeletrica-de-salamonde-ii>

2.5.4.9 UHR Baixo Sabor

A UHR Baixo Sabor, que entrou em operação em 2016, se situa no Rio Sabor. Esta central opera em conjunto com a UHR Feiticeiro, cujo reservatório superior constitui o reservatório inferior da UHR Baixo Sabor.

O reservatório superior da central é formado por uma barragem de abóbada (Figura 2.21), que armazena um volume útil de 177 hm³ de água e propicia um armazenamento de 3,40 GWh para esta usina.

O volume útil deste reservatório permite regularizar as vazões nos quatro aproveitamentos hidrelétricos convencionais localizados no Rio Douro a jusante (Santos e Miranda, 2010). O vertedouro da barragem é de lâmina livre, controlado por comportas.

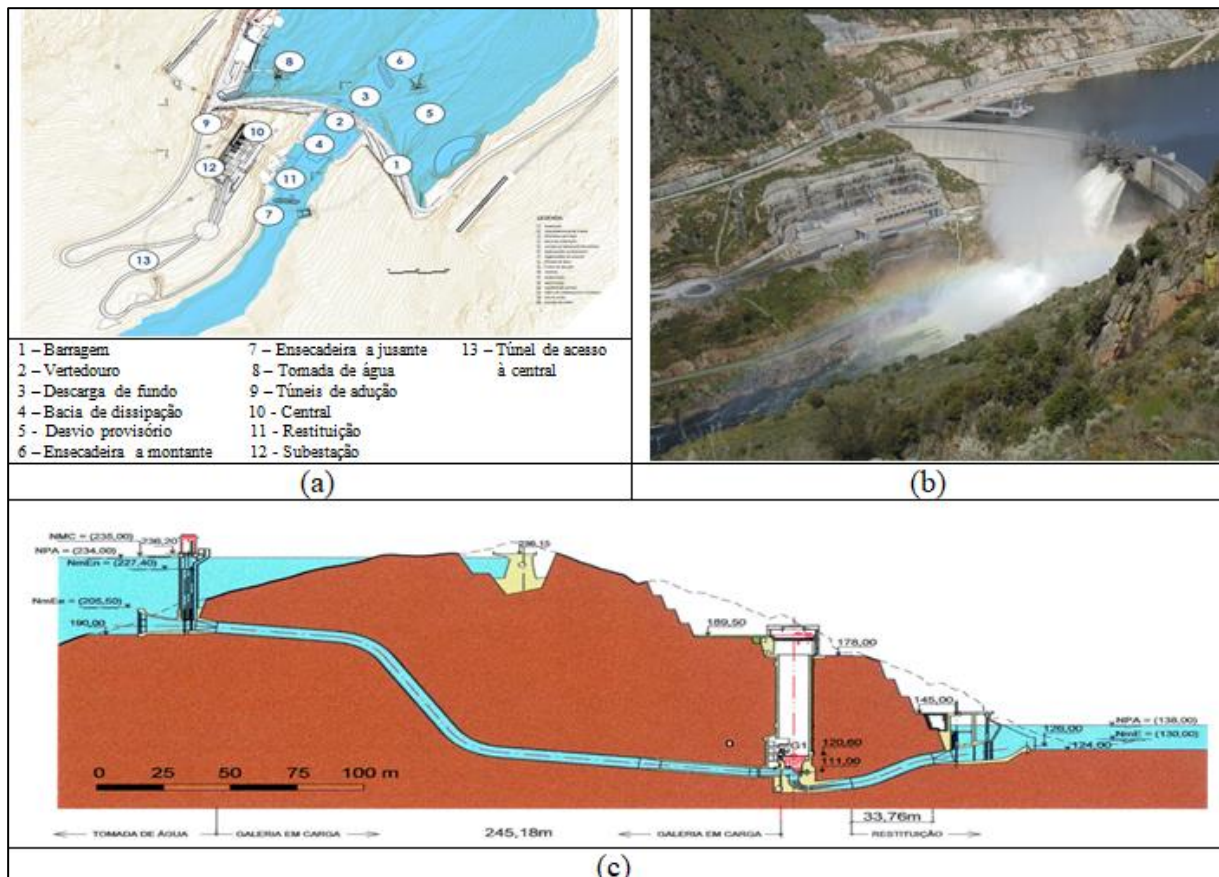


Figura 2.21 - UHR Baixo Sabor (Fonte: Adaptado de EDP, 2019)

A casa de máquinas da central é subterrânea em poço (Figura 2.21 (c)). Ela abriga duas turbinas Francis reversíveis, de eixo vertical e rotação constante, de 77 MW cada, cuja capacidade de engolimento total no turbinamento é de $170 \text{ m}^3/\text{s}$ e de $140 \text{ m}^3/\text{s}$ no bombeamento. As capacidades de geração e de bombeamento da usina são iguais a 153 MW. A central possui dois circuitos hidráulicos subterrâneos independentes para cada um dos dois grupos reversíveis. A altura de queda nominal da usina é de 104 m. A produção média anual da usina é de 321,5 GWh, enquanto que a produção anual sem bombeamento é de 215 GWh.

2.5.4.10 UHR Venda Nova III

A UHR Venda Nova III, também conhecida como Frades II, comissionada em 2016, compartilha com a UHR Venda Nova II, ou Frades I, Venda Nova como reservatório superior e Salamonde como reservatório inferior (Figura 2.12). Estas usinas e reservatórios ficam no Rio Rabagão, que faz parte da bacia hidrográfica do Rio Cávado.

As descargas da UHR Venda Nova III alimentam as seguintes usinas hidrelétricas localizadas a jusante: usina hidrelétrica convencional Salamonde I, UHR Salamonde II e usina hidrelétrica convencional Caniçada (EDP Produção, 2019).

O volume útil disponível para a UHR Venda Nova III nos seus reservatórios superior e inferior é de 16 hm³. A barragem do reservatório da usina é do tipo abóboda (Figura 2.22 (c)).

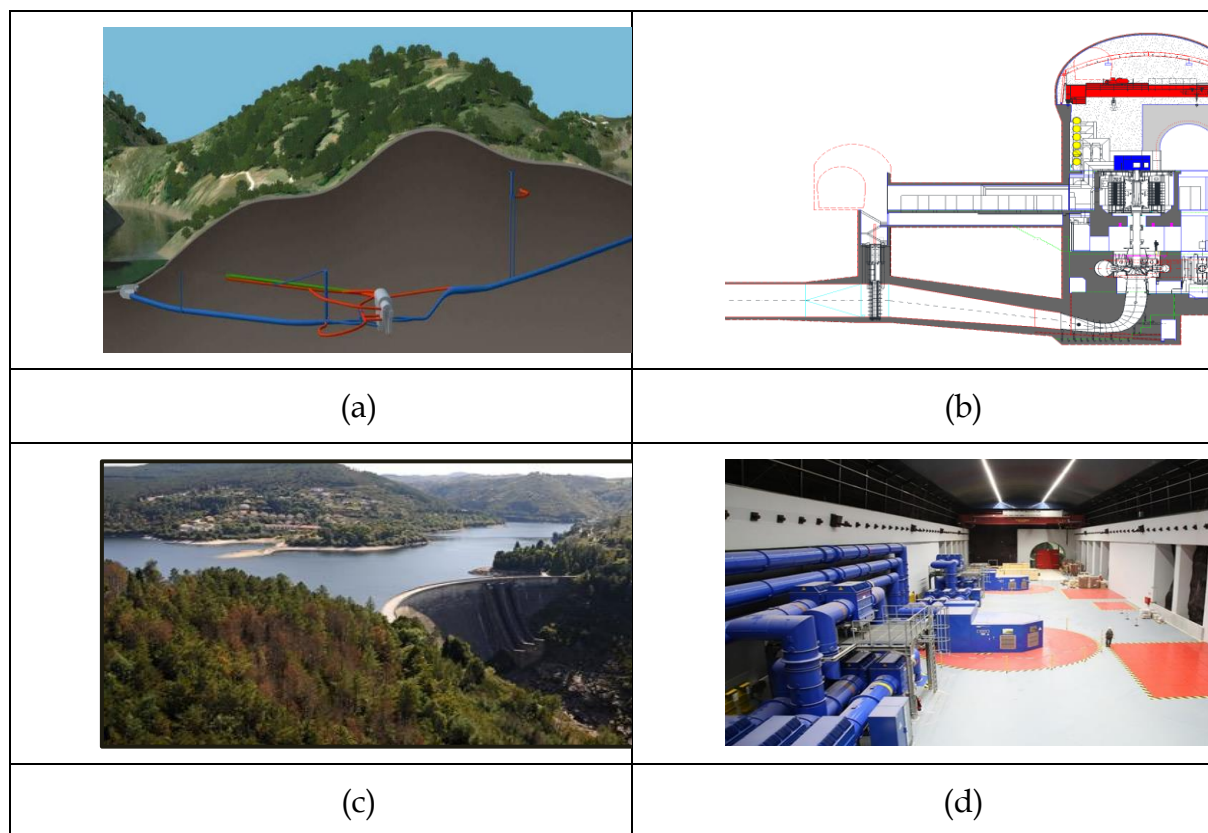


Figura 2.22 - UHR Venda Nova III (Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, 2019 e EDP, 2019b)

A casa de máquinas desta central é subterrânea em caverna (Figura 2.21 (a)). Ela abriga dois grupos geradores de 390 MW cada (Figura 21 (c)), que empregam as únicas turbinas Francis reversíveis de rotação variável em Portugal. As capacidades de engolimento são de 200 m³/s quando operam como turbinas e 160 m³/s quando operam como bombas. A capacidade de geração da usina é de 781 MW e a sua capacidade de bombeamento é de 746 MW.

A rotação nominal das máquinas quando operam como turbinas é de 375 r.p.m.. Quando elas operam com bombas, o controle tiristorizado permite que a sua rotação varie de 350 r.p.m. a 381,2 r.p.m. e a potência consumida de 300 MW a 390 MW por bomba (EDP, 2019b).

Segundo Nunes *et al.* (2019), a rotação variável propicia as seguintes vantagens para uma UHR:

- (i) No modo turbina, um aumento da amplitude das quedas e um rendimento mais elevado, sobretudo em cargas parciais;
- (ii) No modo bomba, a possibilidade de variar a potência consumida; e
- (iii) Potencial para contribuir para a estabilidade da rede pela injeção ou consumo de potência ativa e reativa muito rapidamente.

A altura de queda nominal é a mesma da UHR Venda Nova II, ou seja, 420 m. A produção média anual da usina é de 1441 GWh. A sua produção anual sem bombeamento é de apenas 19 GWh.

2.5.4.11 UHR Foz Tua

Foz Tua é a última UHR da EDP comissionada até o presente, em 2017. Ela situa-se no Rio Tua, um afluente do Rio Douro. As principais características deste aproveitamento estão ilustradas na Figura 2.23.

O reservatório superior desta UHR foi formado por uma barragem de abóbada de dupla curvatura, que represa um volume útil de 69 hm³.

A barragem possui um vertedouro de lâmina livre em seu topo, controlado por quatro comportas, assim como uma descarga de fundo e um dispositivo de liberação da vazão ecológica, quando a descarga através das turbinas e do vertedouro estiverem abaixo desta vazão (Martins, 2014).

O reservatório inferior é o da usina hidrelétrica convencional Régua, situada no Rio Douro. Além desta usina, mais duas, situadas no Rio Douro, recebem as descargas da UHR Foz Tua; são as usinas convencionais Carrapatelo e Crestuma Lever.

Na margem direita do rio, encontra-se um circuito hidráulico subterrâneo com túneis independentes para cada grupo gerador.

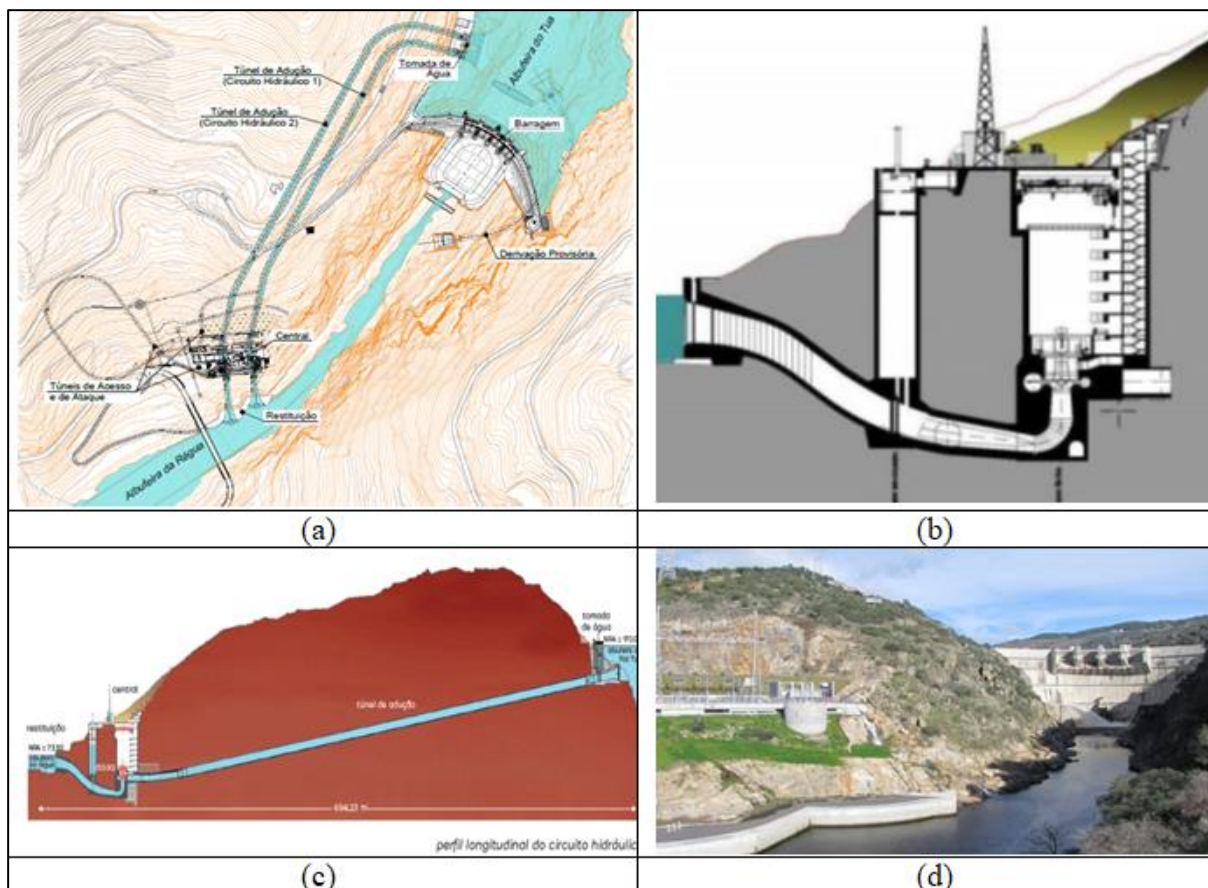


Figura 2.23 - UHR Foz Tua (Fonte: Adaptado de EDP, 2019c e Martins, 2014)

A casa de força da central é subterrânea em poço. Ela contém dois grupos geradores com turbinas Francis reversíveis, de eixo vertical e rotação constante, de 136,9 MW cada. A capacidade de engolimento destas máquinas é de 310 m³/s no modo turbina e 250 m³/s no modo bomba. A capacidade total de geração e de bombeamento da usina é a mesma: 270 MW.

A altura de queda nominal da usina é de 93,6 m e a máxima é de 99 m.

A produção média anual da usina é de 660 GWh, enquanto que a produção anual sem bombeamento é de 275 GWh.

2.6 Referências

EDP, Aproveitamento hidroelétrico do Baixo Sabor, apresentação, 2019a

EDP, Venda Nova III Repowering Project, apresentação feita no local da usina em dezembro de 2019b

EDP, Aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, apresentação feita no local da usina em dezembro de 2019c

EDP Produção, Hydro Generation, apresentação feita na cidade do Porto, Portugal, em 9 de setembro de 2019

Esteves, J., Capelo, J., Roldão, P. e Milheiras, H., Aproveitamentos hidrelétricos com bombagem e flexibilidades no sistema elétrico, Entidade Reguladora dos Sistemas Energéticos (ERSE), apresentação realizada em 10 de dezembro de 2019 na cidade de Lisboa, em Portugal

Freitas, T. B., A bombagem hidroelétrica em Portugal no quadro do mercado ibérico, dissertação de mestrado em energias renováveis - conversão elétrica e utilização sustentáveis, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, setembro de 2015

<http://globalenergyobservatory.org/>

<https://www.edp.com/pt-pt/central-hidroeletrica-de-salamonde-ii>

<https://www.edp.com/pt-pt/central-hidroeletrica-do-alqueva-ii>,

consultado em 30/01/2020

ISEL, Reforço de potência - Aproveitamento hidroelectrico de Vila Nova / Venda Nova (Venda Nova II), Relatório de Visita de Estudo, Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL), junho de 2005

Martins, T. M. G. M., Avaliação técnico-económica de aproveitamentos hidroelétricos - Foz Tua, dissertação de mestrado integrado em engenharia electrotécnica e de computadores, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2014

Nunes, A. C., Moreira, A. P., Sarmiento, C., Teixeira, F. B., Duarte, F., Portal, N., Cavaco, T. e Mendes, V., Usinas Reversíveis - A experiência da EDP em Portugal, apresentação realizada em 11 de dezembro de 2019 na cidade do Porto, em Portugal

Palhares, D. B., Avaliação técnico econômica de aproveitamentos hidroelétricos - Reforço de potência de Salamonde, dissertação de mestrado integrado em engenharia eletrotécnica e de computadores, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, Portugal, junho de 2015

Sá, T. M. R., Vilarinho das Furnas - Avaliação de tecnologia inovadora pela perspectiva das opções reais, dissertação de mestrado em economia e gestão da inovação, Faculdade de Economia, Universidade do Porto, Porto, Portugal, setembro de 2017

Santos, L. L. e Miranda, A. P., O aproveitamento hidroeléctrico do Baixo Sabor - Projecto e construção, 5ª Jornada de Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente, FEUP, 2010

3 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NA SUÍÇA

3.1 Introdução

O aumento das metas de energia renovável, que incluem fontes de geração intermitente, trouxe mais necessidades na Suíça e países europeus de armazenamento e tecnologias de geração flexível. Após o acidente nuclear de Fukushima no Japão, houve a decisão do governo Suíço quanto ao progressivo declínio na operação das usinas nucleares do País, e a facilitação das fontes renováveis, incluindo as hidrelétricas, e também a busca de iniciativas de maior eficiência energética. As metas nacionais na Suíça incluem a geração renovável adicional de 5,4 TWh em relação ao patamar existente em 2010, que era 66,3 TWh.

No nível regional e local, a iniciativa do “Pacto dos Prefeitos” levou ao aumento da presença de suprimento energético por fontes renováveis para as cidades. Tal iniciativa envolve mais de 3.500 autoridades locais e municipais que voluntariamente se comprometeram a aumentar a eficiência energética e o uso de fontes renováveis em seus territórios. Os signatários deste compromisso visam atingir e exceder a meta de redução de 20% de CO₂ da União Européia. Tais iniciativas levaram à maior presença de fontes intermitentes no grid Suíço, o que requer mais armazenamento, incluindo aqueles de maior escala como as usinas hidrelétricas reversíveis.

O potencial para usinas reversíveis é bastante significativo, diante de várias infraestruturas existentes, incluindo lagos naturais. Alguns deles nem sempre tem volumes suficientes, o que requer elevação por meio de barragens (ex. recente UHR Nant de Drance, em que houve altamento de 21 m no lago existente).

Na Suíça, tanto as usinas hidroelétricas com capacidade regularizadora quanto as usinas hidrelétricas reversíveis podem operar com vendas de eletricidade no mercado spot como no mercado de serviços ancilares. No entanto, o declínio tendencial de preços (Fig. 3.1) e as diferenças entre o horário de pico e fora de pico (Fig. 3.2) vem se tornando cada vez menores, assim reduzindo as margens de ganhos via esta forma de remuneração (arbitragem de preço).

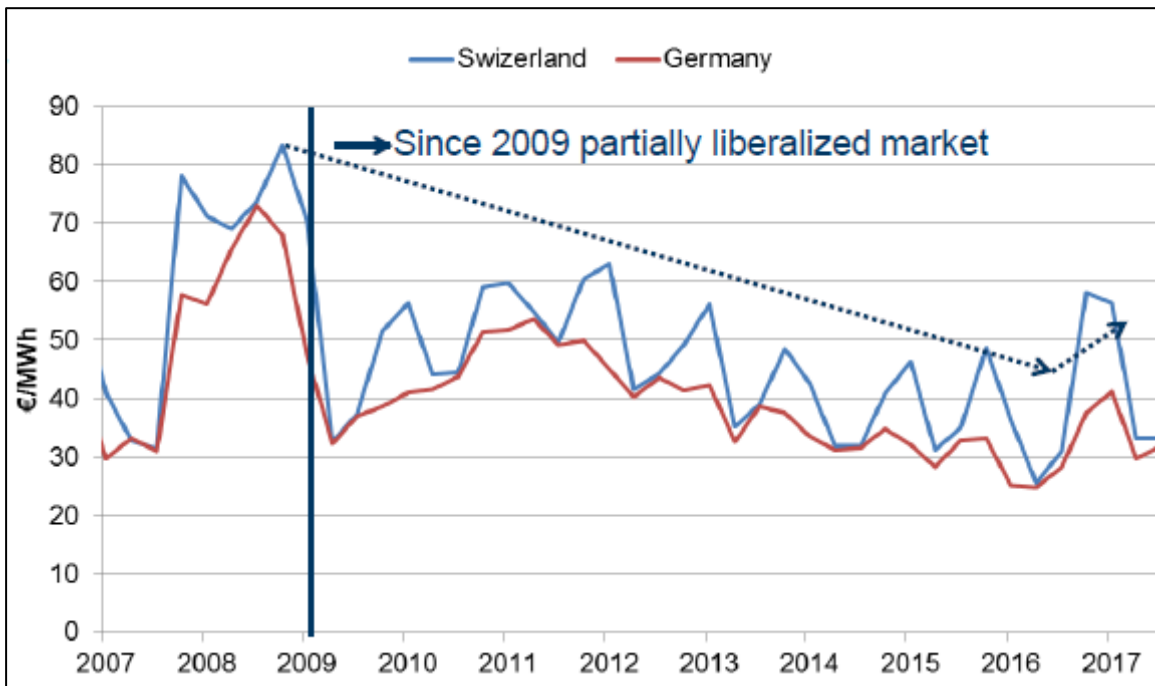


Fig. 3.1- Tendência de declínio de preços no mercado spot na Suíça e na Alemanha

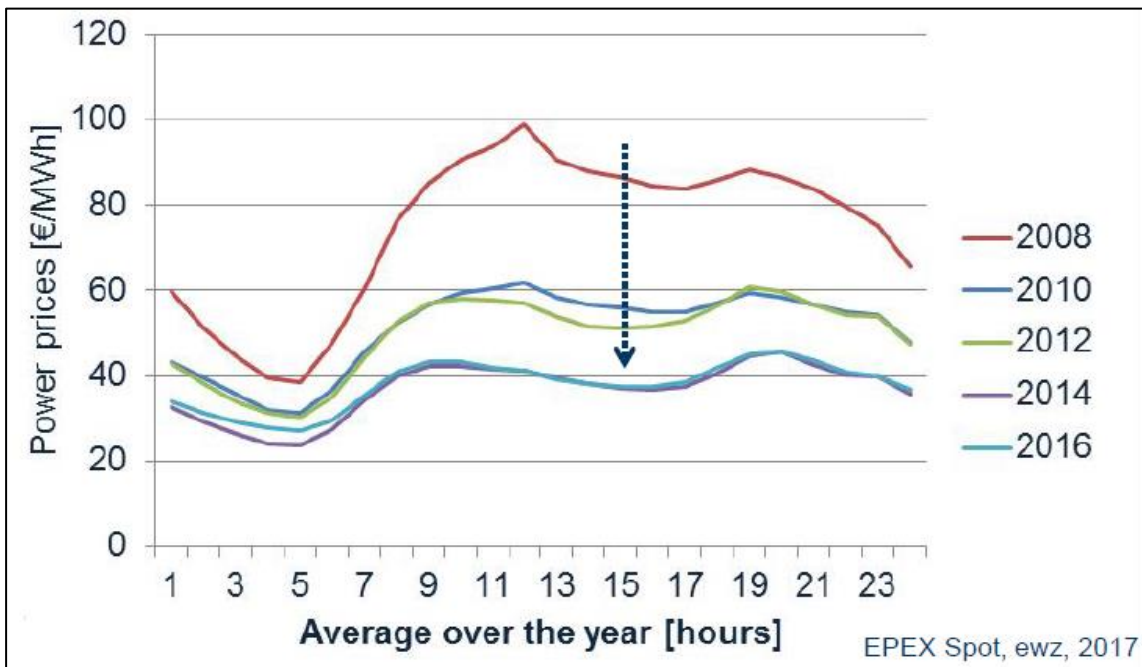


Fig. 3.2- Declínio dos preços e dos diferenciais entre ponta e fora da ponta - Suíça

3.1 A Matriz Energética e Elétrica da Suíça

A Suíça é um país em região central da Europa, com grande vocação hidrelétrica (57% da produção do país).

As condições favoráveis para a expansão da hidroeletricidade no país decorrem de:

a) alturas de queda muito adequadas, inserida na região dos Alpes, com muitas quedas acima de 300 m, e muitas delas entre lagos com pequena distância horizontal;

b) precipitação com boa disponibilidade (800 mm anuais médios) e razoavelmente bem distribuída ao longo do ano; c) economia robusta, com disponibilidade de capital próprio no país, sem depender de financiamentos externos.

A intensificação do uso da eletricidade na Suíça advém da 2ª Crise do Petróleo, ao final da década de 70, desde quando se observa um contínuo declínio da participação de óleo combustível derivado de petróleo na matriz energética da Suíça, e em paralelo, o contínuo aumento da eletricidade (Fig. 3.3).

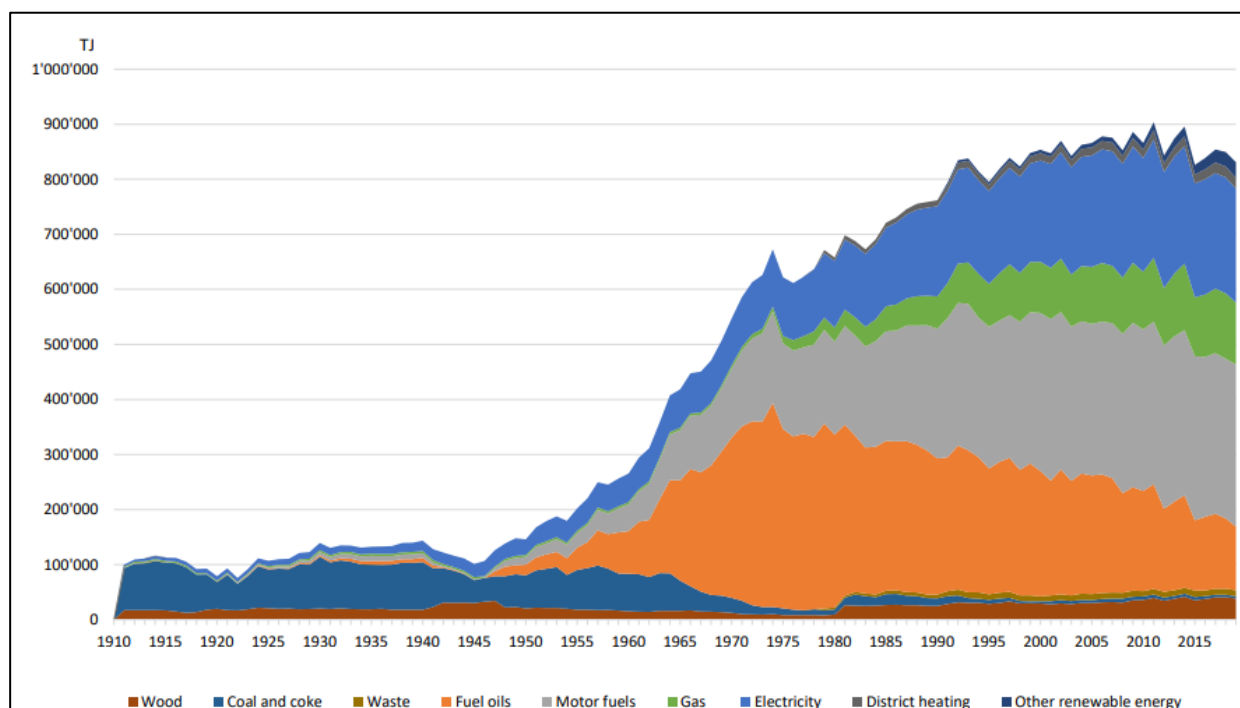


Fig. 3.3 – Perfil das Fontes de Energia desde 2010 na Suíça, com total de eletricidade igual a 25% em anos recentes.

Fonte: SFOE (2019)

Quadro 1 - Matriz Elétrica da Suíça

	Produção anual (TWh)		Participação (%)	
	2017	2018	2017	2018
Hidroelétricas	36,67	37,4	59,6	55,4
Nucleares	19,50	24,41	31,7	36,1
Térmicas Convencionais	2,85	3,00	4,6	4,5
Renováveis	2,47	2,71	4,0	4,0
Total da Produção Doméstica	61,49	67,56	100,0	100,0
Consumo de Energia Bombeada nas Usinas Resersíveis	4,16	3,99	6,8	5,9
Produção Doméstica Líquida	57,31	63,57	93,2	94,1

Quadro 2 - Classes de Consumo de Eletricidade da Suíça

	Consumo Anual (TWh)		Participação (%)	
	2017	2018	2017	2018
Residencial	19,22	19,09	32,9	33,1
Agricultura	0,97	0,97	1,7	1,7
Industria	17,90	17,31	30,6	30,0
Serviços	15,66	15,62	26,8	27,1
Transporte	4,72	4,66	8,1	8,1

3.2 A Hidroeletricidade na Suíça

A expansão da hidroeletricidade na Suíça se deu de forma mais expressiva entre 1945 e 1970, com muitas plantas sendo instaladas, incluindo aquelas com reservatórios de acumulação de maior porte.

Com base na produção média anual, a hidroeletricidade respondia por mais de 90% da produção doméstica no início da década de 70, mas esta participação foi declinando para em torno de 60% em 1985 (Fig. 3.4), a partir do comissionamento de centrais nucleares.

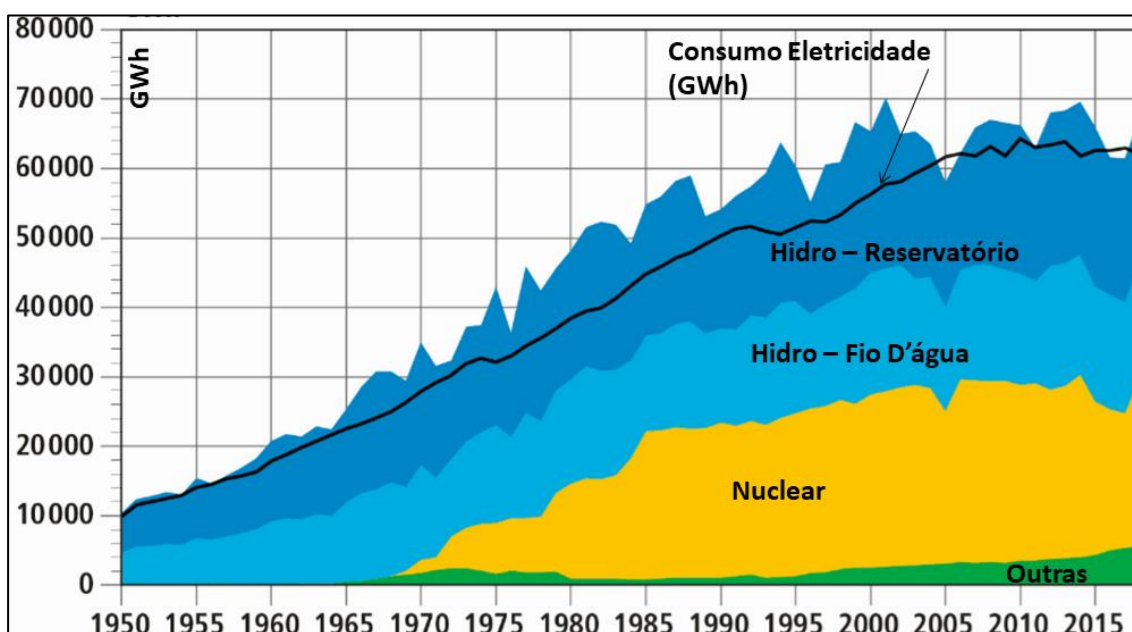


Fig. 3.4 - Evolução Histórica da Matriz de Geração Elétrica na Suíça

De qualquer forma, a hidroeletricidade permanece ainda como a principal fonte de energia renovável da Suíça.

Ao final de 2018 havia 658 usinas hidrelétricas na Suíça, com capacidade maior ou igual a 300 kW, as quais produzem cerca de 36 TWh anuais, dos quais 48,5% são produzidas por centrais geradoras a fio d'água, 47,2% em usinas com reservatórios e 4,3% por usinas hidrelétricas reversíveis. Cerca de 63% da energia hidroelétrica provêm dos cantões de Uri, Grisons, Ticino e Valais. Cerca de 11% vem de plantas situadas em rios de fronteira com outros países (Fig. 3.5)

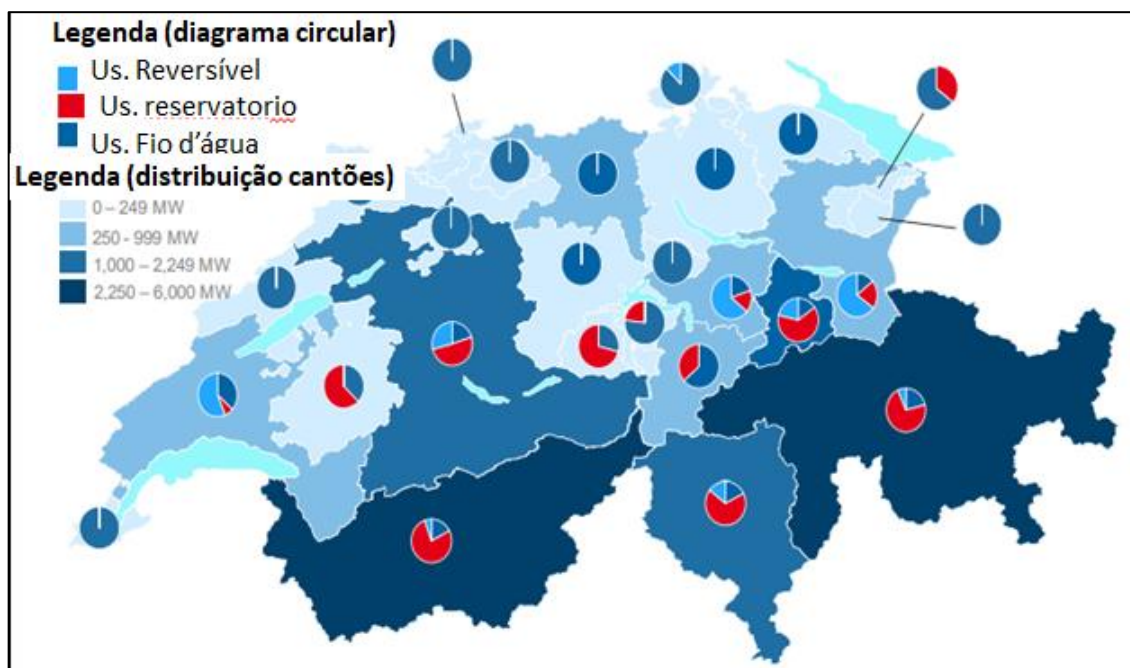


Fig.

3.5 – Distribuição das usinas hidrelétricas no território suíço.

Fonte: Porgnos, 2012

O Mercado da energia hidroelétrica movimenta recursos em torno de 1,8 bilhões anuais de francos suíços, caracterizando, portanto um segmento importante da indústria da Suíça.

Quanto aos tipos de plantas hidroelétricas, o quadro atual de capacidade instalada é o seguinte: a) 4.132 MW em usinas a fio d'água, representando uma produção de 17.687 GWh por ano; b) 8.223 MW em usinas de acumulação com reservatórios de capacidade regularizadora, representando produção anual média de 17.208 GWh; c) 2562 MW em usinas hidrelétricas reversíveis com produção anual média de 1544 GWh e pequenos projetos com 562 MW de capacidade instalada. Os projetos de grande porte respondem por 90% da produção hidroelétrica do país.

O governo federal da Suíça tem política de desenvolvimento futuro da hidroeletricidade, por meio de uma série de iniciativas. De maneira a aproveitar o potencial remanescente, as usinas em operação terão suas licenças renovadas desde que cumpram os condicionantes ambientais. Os instrumentos a serem usados incluem a remuneração dos custos por meio de tarifas feed-in para a injeção de potência elétrica no grid com capacidade de até 10 MW, e medidas de promoção de plantas hidroelétricas incluídas no Plano de Ação de Energia Renovável. A meta é expandir a produção média anual em mais 2000 GWh em relação ao patamar do ano 2000, por meio da renovação das usinas hidrelétricas existentes e novas construções.

3.3 Agrupamento das UHRs existentes, UHRs em projeto e UHRs em construção

A Fig. 3.6 apresenta a localização espacial das usinas hidrelétricas reversíveis no território da Suíça.

A análise do Quadro 3 permite identificar alguns aspectos da expansão das usinas hidrelétricas reversíveis na Suíça:

- a) maioria das turbinas é do tipo Francis;
- b) as alturas de quedas são elevadas (maioria acima de 400m), o que traduz o bom aproveitamento das condições topográficas favoráveis do país;
- c) as usinas são do tipo ciclo aberto.

Apenas as usinas mais recentes (Linthal e Nant de Drance) adotaram a opção de velocidade variável.

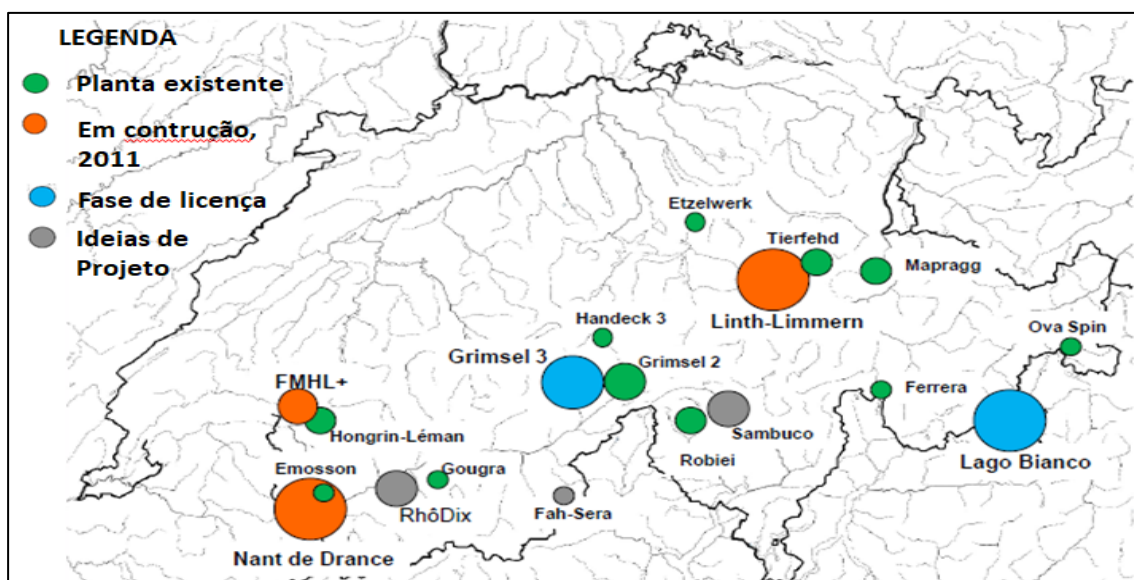


Figura 3.6 - Usinas Reversíveis na Suíça, dos Diferentes Grupos - Operação, Construção, Licença e Ideias de Projeto, segundo Stettler (2011)

Quadro 3 - Relação de Usinas Reversíveis na Suíça e suas Características

Nome da Usina	Potencia (MW)		Queda (m)	Tipo turbina	Tipo ciclo	Ano de início
	Turbina	Bomba				
Handeck 3	55	46	450	Francis	aberto	1976
Grimsel 2	350	363	400	Francis	aberto	1981
Robiei	192	165	338	Francis	aberto	1968
Mottec	71	69	685	Francis	aberto	1958
Emosson	390	390		Francis	aberto	1975
Veitytaux (reservat.Hongrin-Léman)	480	480	800	Pelton	aberto	2017
Etzelwerk	135	121	480	Pelton	aberto	1937
Tierfehd	141	141	1050	Francis	aberto	1969
Mapragg	280	274		Francis	aberto	1978
Ova Spin	54	47	496	Francis	aberto	1970
Ferrera	180	180	524	Francis	aberto	1962
Linth-Limmern	480	480	623	Pelton	aberto	1964
Linthal	1000	1000	560-724	Francis	aberto	2015
Nant de Drance	900	900	250-390	Francis	aberto	2017

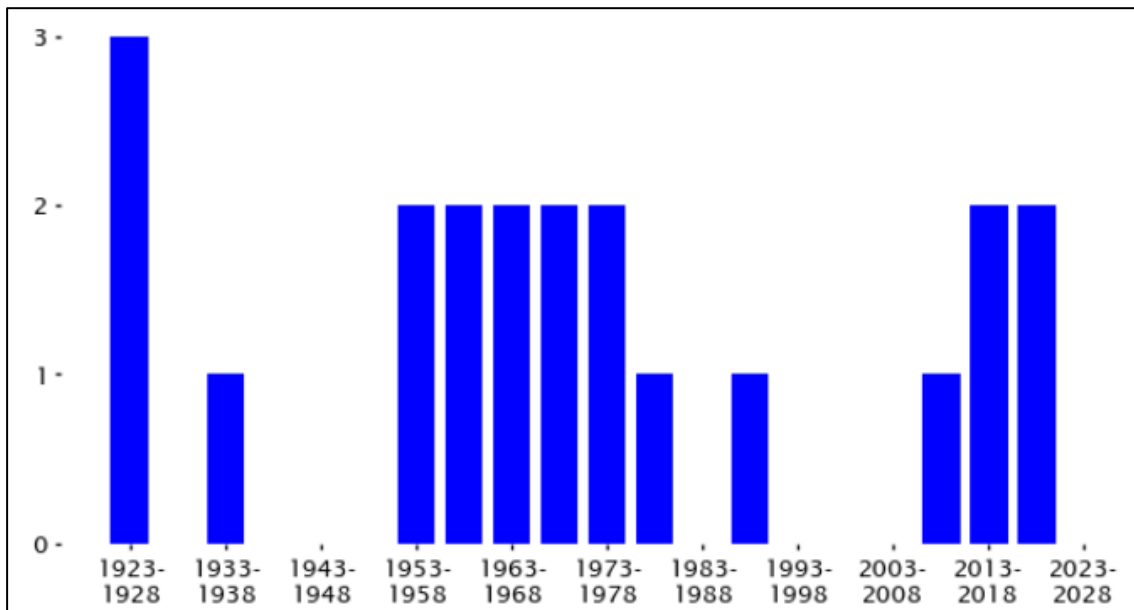


Fig. 3.7 – No. de usinas que entraram em operação em cada período histórico na Suíça

3.4 Seleção de UHRs em cada País e Análise Detalhada

3.4.1 Usina Hidrelétrica Reversível Veytaux

A UHR Veytaux entrou em operação pela primeira vez em 1971, com quatro turbinas do tipo Pelton, cada qual com capacidade de 60 MW, totalizando 240 MW de capacidade instalada, e quatro bombas. A expansão da usina denominada FMHL (ou VeitauX II) teve os trabalhos de construção iniciado em Março/2011, tendo os equipamentos hidro-mecânico instalados na caverna ente Julho 2014 a Agosto/2015.

O comissionamento começou em Março/2016 e a primeira turbina foi sincronizada com o grid em Maio/2016. A fase final de comissionamento foi completada em Janeiro/2017 incluindo testes de desempenho. O custo total de construção foi USD 337 milhões.

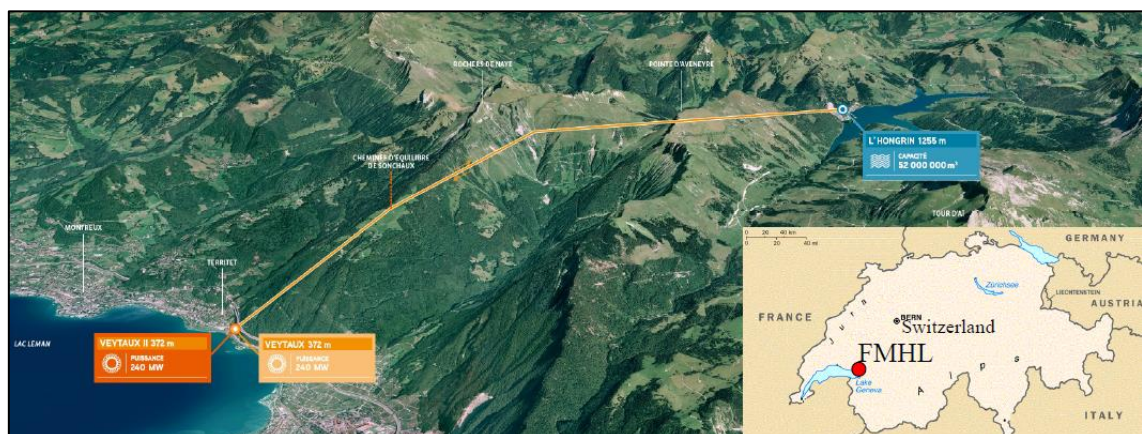


Fig. 3.8 – Usinas reversíveis VeitauX e VietauX II (FMHL) e localização geográfica

Os dados técnicos da usina reversível de Veitaux II são apresentados na Fig. 3.9.

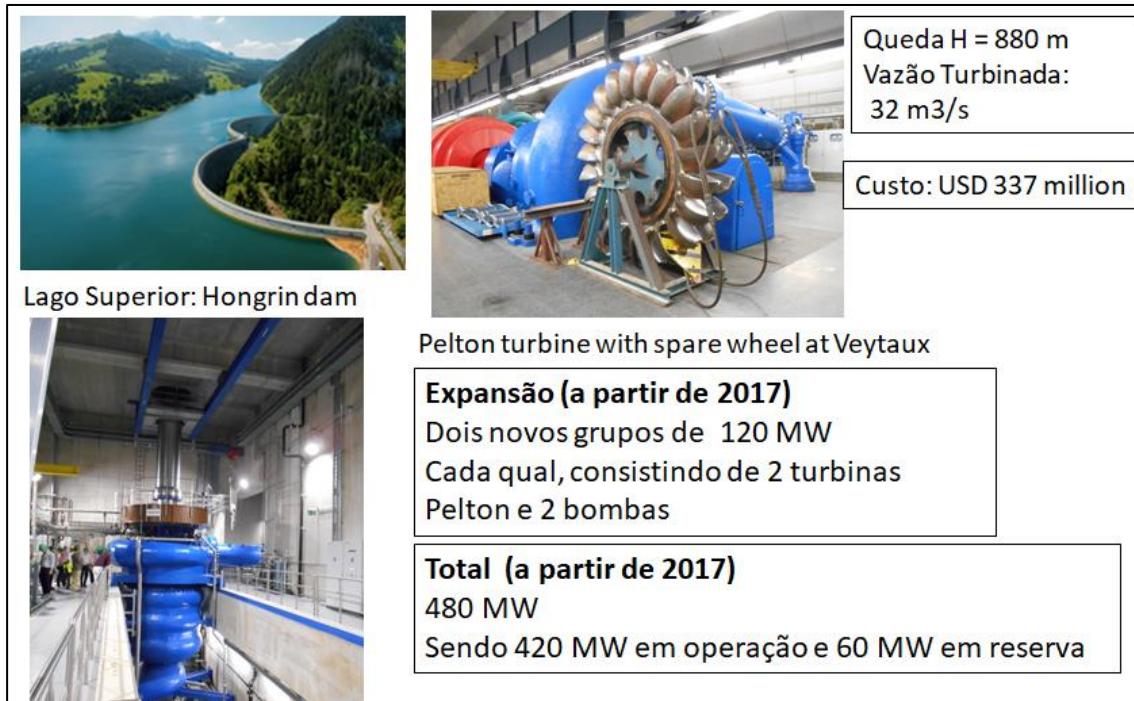


Fig. 3.9 – Dados Técnicos da Usina Reversível Veitaux II

3.4.2 Usina Hidrelétrica Reversível Nant de Drance

O período de execução da usina Nant de Drance incluiu os anos de 2006 a 2017, a partir da expansão de usina existente. O custo total foi de R\$ 1,6 bilhões de Euros.

Os dados técnicos da usina são:

- 6 turbinas Pelton e 6 bombas: 6 de 150 MW (rotação variável)
- Queda: H_{max} = 395 m H_{min} = 250 m
- Produção Anual: 2,5 TWh
- Máxima vazão turbinada: 2 x 180 m³/s



Fig. 3.10 – Lagos superior e inferior da usina Nant de Drance

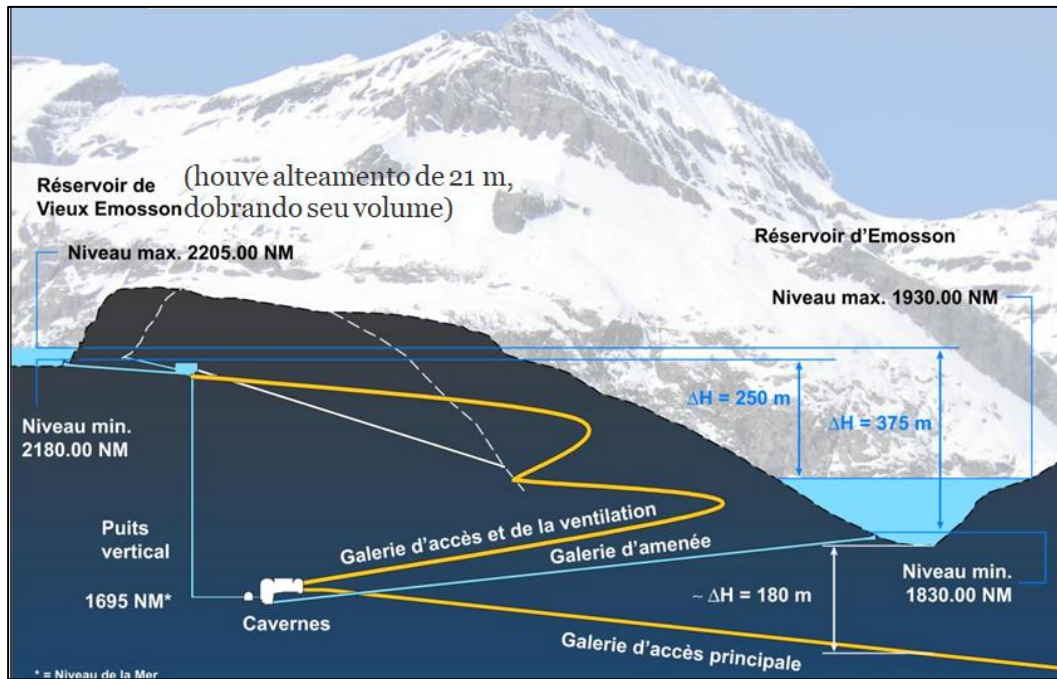


Fig. 3.11 – Diagrama esquemático da Usina Reversível Nant de Drance

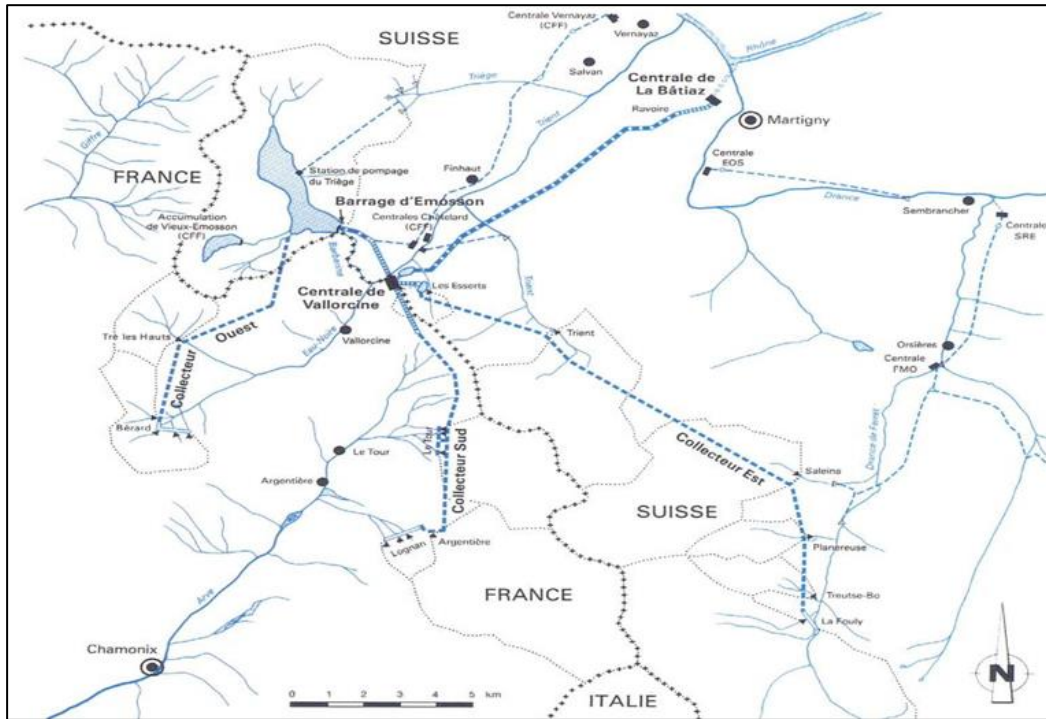


Fig. 3.12- Planta esquemático dos lagos associados a usina reversível Nant de Drance

3.4.3 Usina Hidrelétrica Reversível Limmern

A usina hidrelétrica reversível de Limmern foi uma expansão de 1.000 MW de uma usina já existente (Linth) de 480 MW, no condado de Glarus.

O período de fase final projeto compreendeu os anos de 2007 a 2009, e a construção se deu entre os anos de 2009 a 2017. O custo de construção foi 2,1 bilhão de francos suíços.

Os dados técnicos da usina são:

- Capacidade instalada: 1.000 MW (4 turbinas de 250 MW, de rotação variável)
- Vazão de projeto: 190 m³/s
- Queda bruta: 560 a 724 m

A Figura 3.13 apresenta o arranjo com a conexão dos lagos Limmerdoden e Tierfehd (formando o circuito da usina existente Linthal) e dos lagos Mutt (lago superior) e Limmerdoden (inferior) da nova usina Limmern.

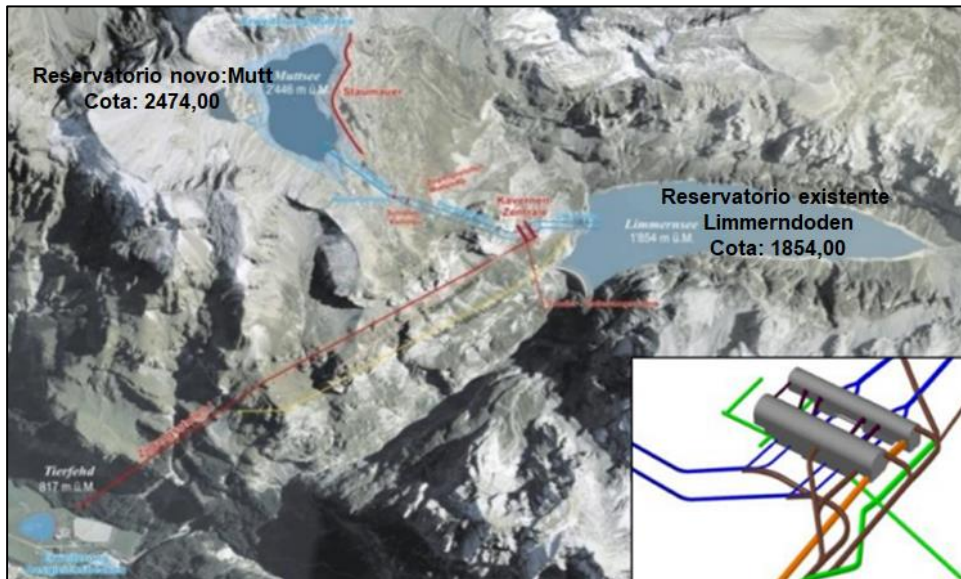


Fig. 3.13 – Reservatórios de Mutt (superior) e Limmerndoden (inferior) da Usina Limmern



Fig. 3.14 – Reservatórios de Mutt (superior) e Limmerndoden (inferior) da Usina Limmern

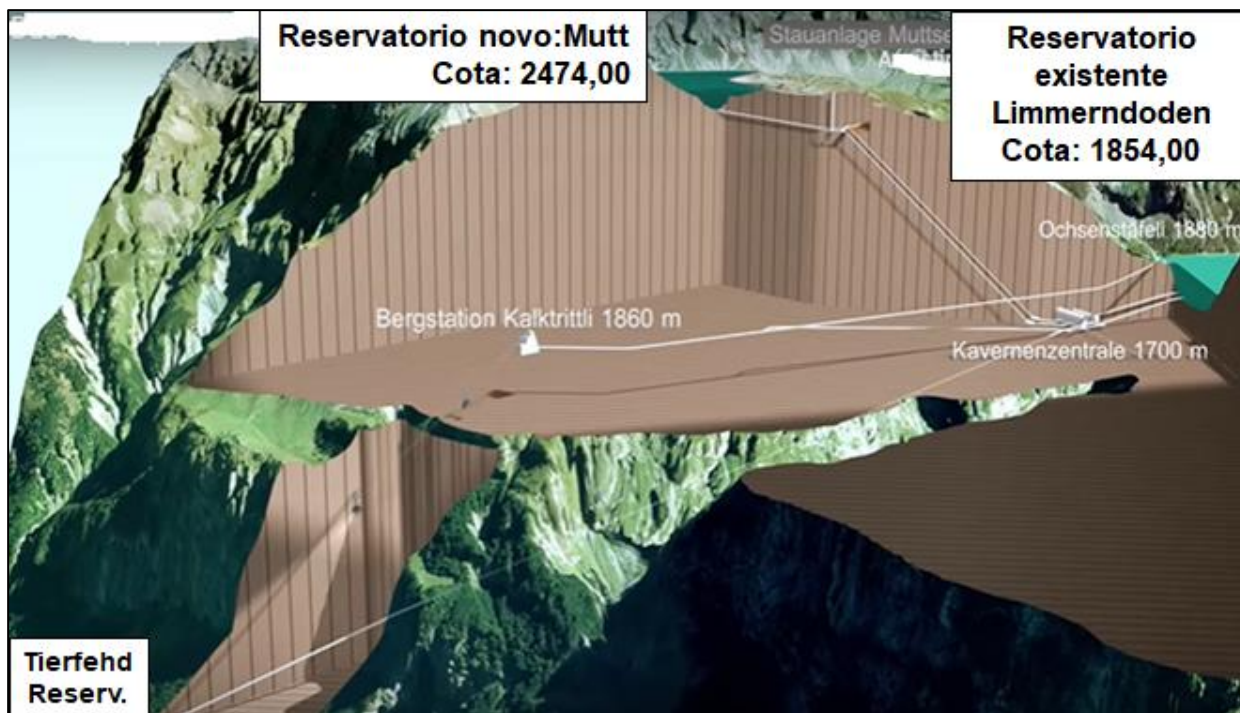


Fig. 3.15 - Diagrama esquemático em corte da usina Limmern

4 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NA ALEMANHA

4.1 Introdução

A Alemanha é um país líder na busca de mudanças, inovações e investimentos efetivos visando buscar uma transição energética para um estágio de maior presença de fontes renováveis e limpas em sua matriz energética. Neste cenário, a hidroeletricidade, incluindo as hidrelétricas reversíveis, ganha destaque.

Serão apresentados a seguir alguns aspectos mais gerais e históricos do desenvolvimento energético na Alemanha para a promoção da transição energética. Em seguida, são apresentadas algumas informações sobre o mercado energético da Alemanha, e os intercâmbios energéticos com países vizinhos. A hidroeletricidade de uma forma mais ampla e as usinas hidrelétricas reversíveis são abordadas em outra seção específica, e o destaque de algumas usinas selecionadas é apresentado ao final.

4.2 A Transição Energética Alemã: Principais Marcos Históricos

A transformação do abastecimento energético alemão se deu quando a Alemanha decidiu, radicalmente, investir em energias renováveis.

A Alemanha assumiu papel de destaque, adotando políticas em busca de fontes renováveis de energia muito antes do surgimento oficial do programa *Energiewende*, tanto que o termo foi usado pela primeira vez em 1980 em um estudo do Instituto de Ecologia Aplicada da Alemanha para se opor aos programas nucleares que o país vinha desenvolvendo à época (MORRIS & PEHNT, 2012).

As crises do petróleo na década de 1970, o acidente nuclear de Chernobyl e a pressão popular contra investimentos na área nuclear foram determinantes para que o governo alemão decidisse, então, buscar outras fontes de energia.

No final da década de 1980, três cidades alemãs passaram a pagar tarifas que compensassem o uso de painéis fotovoltaicos em residências e prédios comerciais. Essas taxas serviriam de base para a criação de uma taxa nacional para o mesmo propósito (MORRIS & PEHNT, 2012). A implementação dessa tarifa impulsionou a geração de energia através de fontes limpas. Um exemplo disso é que, no curto período entre 2001 e 2006, a geração de energia limpa na Alemanha saltou de 18,1 TWh para 52 TWh (SENSFUß, RAGWITZ & GENOESE, 2008).

A seguir apresenta-se um breve histórico dos principais fatos marcantes, relativos à política energética alemã, ocorridos nas últimas 5 décadas:

1971 - O Governo da República Federal da Alemanha aprova o seu primeiro programa ambiental.

1972 - Na pequena cidade de Penzberg, no sul da Alemanha, é construído um dos primeiros bairros residenciais abastecido com energia solar do país.

1973 - A guerra do Yom Kippur (outubro de 1973) provoca uma crise do petróleo a nível mundial. Com o propósito de economizar energia a Alemanha decreta quatro domingos sem carros no país inteiro.

1975 - A Lei reativa à Segurança do Abastecimento Energético prevê maiores reservas de energia e um limite de velocidade nas estradas da Alemanha.

O Governo Federal lança uma campanha de informação sobre como economizar energia.

1977 - Com a aprovação do Regulamento relativo ao Isolamento Térmico, o Governo Federal define, pela primeira vez, requisitos para a eficiência energética dos edifícios.

1979 - A guerra entre o Irã e o Iraque provoca a segunda crise mundial do petróleo.

1984 - Na Alemanha, a empresa Enercon desenvolve os primeiros geradores eólicos modernos em série.

1986 - Um grande acidente ocorre em um reator da Usina Nuclear de Chernobil (Ucrânia). É criado na Alemanha o Ministério Federal do Meio ambiente, da Proteção da Natureza e da Segurança Nuclear. Também circula na Alemanha o primeiro veículo solar registrado.

1987 - Na Alemanha é construído o primeiro parque eólico: 30 turbinas geram eletricidade no Windenergiepark Westkuste.

1990 - A Lei relativa à Injeção de Energia Elétrica à Rede obriga todas as companhias elétricas alemãs a adquirirem a energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, remunerando-a e injetando-a na rede pública.

1992 - A Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, no Rio de Janeiro, aprova o princípio orientador designado por "desenvolvimento sustentável".

1994 - O primeiro carro elétrico europeu produzido em série é lançado no mercado.

1995 - Realiza-se em Berlim a primeira Conferência das Nações Unidas sobre o Clima Mundial. Começam as negociações sobre a redução global das emissões de gases de efeito estufa.

1996 – A Europa decide liberalizar os seus mercados de eletricidade e gás, antes restritos aos territórios nacionais. A Comissão Europeia publica a primeira estratégia comum para o desenvolvimento das energias renováveis.

1997 – É aprovado o Protocolo de Kyoto para a redução global de gases de efeito estufa. Desde então, 191 países ratificaram o acordo.

1998 – A Alemanha aprova uma Lei para liberalizar o seu mercado de eletricidade e gás.

2000 – A Comissão Europeia publica a primeira estratégia comum para energias renováveis, eficiência energética e proteção do clima na Europa. A Lei relativa às energias renováveis entra em vigor na Alemanha e se transforma no motor decisivo para o desenvolvimento das energias renováveis no país.

O Governo Federal decide abandonar a energia nuclear. As usinas nucleares são autorizadas a operar durante um período total de, no máximo, 32 anos.

2002 – O primeiro regulamento relativo à poupança de energia entra em vigor: ele define os requisitos para a eficiência energética de edifícios novos e edifícios já existentes.

2003 – A Europa aprova um regime vinculativo de comércio de licenças de emissão para gases de efeito estufa.

2004 – O setor das energias renováveis oferece emprego a 160.000 pessoas na Alemanha.

2005 – O comércio de licenças de emissão tem início na Europa. Todos os Estados-membros da UE participam.

2007 – A União Europeia aprova um pacote de medidas em matéria de energia e clima para o ano 2020 com objetivos determinados para o desenvolvimento das energias renováveis, da proteção do clima e da eficiência energética. Louis Palmer inicia a sua volta ao mundo com o “taxi solar”, um carro que funciona apenas com energia solar, com duração de 18 meses.

2008 – A Alemanha introduz um certificado energético para edifícios, informando sobre o consumo de energia e a qualidade energética dos edifícios. A nova Lei sobre Energias Renováveis e Calor prevê que, em construções novas, uma determinada parte do calor seja gerada a partir de fontes renováveis.

2009 – A Lei relativa à Expansão da Rede Elétrica acelera o processo de aprovação de novas linhas de extra alta tensão. 75 países fundam a Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA).

2010 – O Governo Federal aprova um plano de energia com uma estratégia de longo prazo para o abastecimento energético da Alemanha até o ano de 2050.

A UE aprova a diretiva sobre o desempenho energético dos edifícios. A partir de 2021 todas as construções novas deverão ser edifícios com necessidade quase nula de energia. A Agência Alemã de Energia publica um estudo sobre a necessária expansão da rede considerando que cerca de 40% da demanda total de eletricidade na Alemanha serão gerados a partir de fontes renováveis.

2011 - Em Fukushima, no Japão, há um grave acidente em uma usina nuclear. A Alemanha decide que o uso de energia nuclear para a geração de eletricidade deverá ser abandonado até o ano de 2022, mais cedo do que o originalmente previsto. Assim, 8 usinas antigas são desconectadas imediatamente. A Comissão Europeia publica o "Energy Roadmap 2050", uma estratégia de longo prazo para a proteção do clima e o abastecimento energético na Europa.

2012 - Na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas, realizada em Doha, a validade do Protocolo de Kyoto é prorrogada até 2020.

2013 - A Alemanha adota a primeira Lei relativa ao Plano de Consumo Nacional para a necessária expansão da rede de transmissão de energia elétrica. O primeiro carro com motor puramente elétrico passa a ser produzido em grande escala na Alemanha. A primeira usina do tipo "conversão de eletricidade em gás" em escala industrial do mundo entra em atividade na Alemanha.

2014 - A Alemanha revê a Lei relativa às Energias Renováveis, que contempla, pela primeira vez, metas de expansão anuais a acelera o processo de integração no mercado. A UE adota metas relativas à energia e ao clima para o ano de 2030: redução dos gases de efeito estufa em 40%, parcela de energias renováveis de, pelo menos, 27% e redução do consumo de energia em, pelo menos, 27%. A Alemanha aprova o Plano Nacional de Ação Eficiência Energética e começa a implantar o "Programa de Ação para a Proteção do Clima 2020". Com uma parcela de 27,4% na matriz elétrica, as energias renováveis passam a ser, pela primeira vez, a fonte de energia mais importante da Alemanha.

2015 - A Comissão Europeia apresenta uma estratégia-quadro para uma união sobre energia que foca em cinco áreas principais: segurança do abastecimento, mercado interno de energia, eficiência energética, descarbonização da economia e pesquisa no domínio da energia. A Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas reúne-se em Paris. 195 Estados decidem limitar o aquecimento do planeta a, no máximo, 2°C.

2016 - No dia 4 de novembro entra em vigor o Acordo de Paris, após a sua aprovação pelos 55 Estados nos respectivos parlamentos nacionais. A Alemanha reestrutura o sistema de apoio às energias renováveis: a partir de 2017 devem ser realizados leilões para todas as tecnologias.

4.3 ENERGIEWENDE: A Restruturação Completa do Setor Energético Alemão

Um fator determinante para a evolução da produção de energia limpa na Alemanha foi a criação da Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Lei de Energia Renovável em 2000. Tal lei obriga o Estado alemão a garantir um ambiente propício para a difusão de tecnologias capazes de gerar energia limpa. Com o EEG foram definidos diversos objetivos a serem alcançados, bem como com o nascimento oficial do Energiewende, em 2010. O principal objetivo é reestruturar a matriz energética alemã, abrindo mão das fontes de energia não-renováveis, sobretudo da nuclear, ao incentivar a geração de energia através de fontes renováveis de energia, em especial incentivando a produção de energia através de plantas solares e eólicas.

Em termos numéricos, também foram definidos diversos objetivos, como mostra o Quadro 1 adiante. Os principais objetivos são: a) cortar em ao menos 40% as emissões de gases responsáveis pelo efeito estufa (comparados com as emissões de 1990) até 2020; b) cortar entre 80% e 95% tais gases até 2050. Foi também definido que a matriz energética do país deveria ser composta por, no mínimo, 18% de fontes limpas de energia até 2020, com esse percentual chegando a 60% em 2050 (BUCHAN, 2012).

Quadro 1 - Objetivos do Energiewende (Fonte: BMWi, 2014)

	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Redução na emissão de gases de efeito estufa (comparado aos níveis de 1990)	40%		55%		70%	80-95%
Aumento na participação de fontes renováveis de energia no consumo bruto de eletricidade		40-55%		55-60%		Ao menos 80%
Redução no consumo primário de energia (comparado aos níveis de 2008)	20%					50%
Redução no consumo bruto de eletricidade	10%					25%
Participação na geração de eletricidade a partir de plantas de cogeração	25%					
Redução do uso de energia no setor de transportes (contra 2005)	10%					40%

De acordo com dados do Eurostat (2019), a agência de estatísticas da União Europeia, a Alemanha vem apresentando forte redução na produção de gases de efeito estufa. Em 1990 o país emitiu aproximadamente 1263,2 toneladas de gases de efeito

estufa. Esse número em 2017 foi de 936 toneladas, uma redução de aproximadamente 25,9% na emissão total durante o período.

A energia nuclear, em 2002, era responsável por 32% da energia gerada na Alemanha, ao passo que a energia eólica, no mesmo ano, representava apenas 3% da energia gerada. Em 2015, a energia nuclear representava 16% da energia gerada no país, mesma participação da energia eólica.

Segundo dados do Instituto para Energia Solar Fraunhofer (2015), a matriz energética alemã vem se tornando cada vez mais renovável. Em 2002 a matriz era composta por 91% de energias geradas por meios não-renováveis (energia nuclear, lignito, hulha e gás natural) e apenas 9% de energias renováveis (hidrelétricas, biomassa, eólica e solar). Em 2015 a matriz era composta por 65% de energias não-renováveis e 35% de energias renováveis, conforme mostrado na Figura 4.1 a seguir.

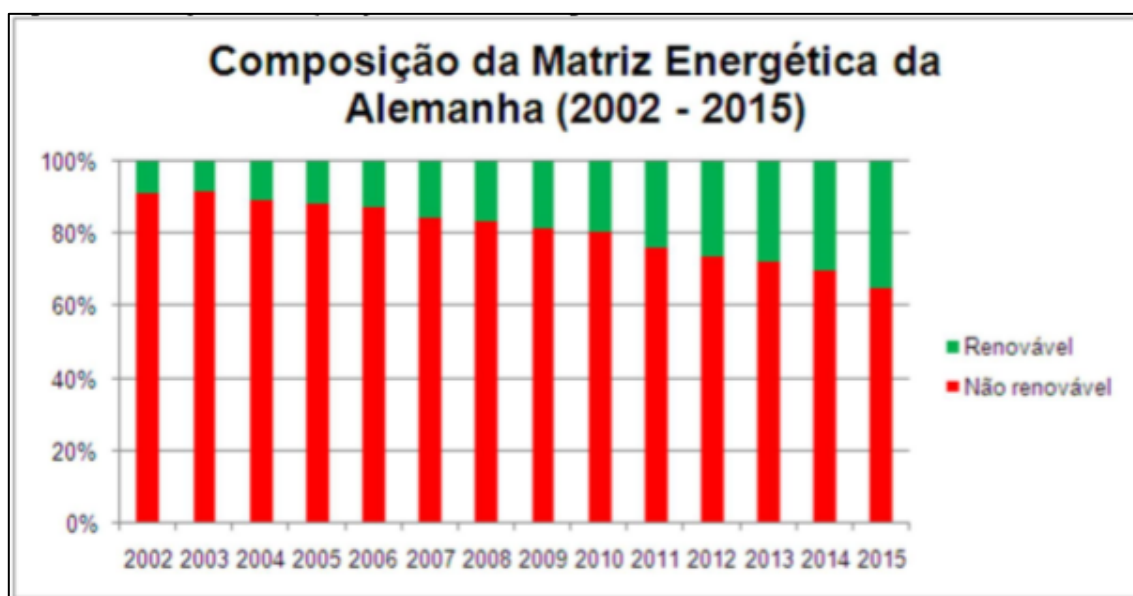


Figura 4.1 - Evolução da Matriz Energética da Alemanha no Período 2002 a 2015. Fonte: Fraunhofer-ISE (2015)

Considerando a meta que fixa para 2050 mais de 80% da energia vindo de fontes renováveis, sendo os parques eólicos e as usinas fotovoltaicas responsáveis pela maior parte da produção e, no caso de não haver sol nem vento, será necessário um sistema de abastecimento de energia elétrico capaz de se adaptar com rapidez e flexibilidade a tais situações. Sistemas de armazenamento de energia poderá ser uma solução.

Para armazenar energia durante um período mais longo, são usadas as usinas de acumulação por bombeamento. Essas usinas, que em parte se encontram em Luxemburgo e na Áustria, atualmente dispõem de uma capacidade de cerca de 9 GW, conectada à rede alemã.

Ainda que isso garanta à Alemanha, em termos de energia de reserva, a maior capacidade existente na União Europeia, existe cooperação com países que dispõem de grandes capacidades de estocagem, como a Áustria, Suíça e Noruega.

4.4 O Mercado de Energia Alemão

A estrutura do mercado de energia alemão, caracterizado por mercado de energia tradicional e renovável, é dividida entre grandes empresas, companhias municipais e produtores privados, que são indivíduos comuns que produzem sua própria energia, ou cooperativas de moradores.

O mercado alemão de energia é dominado por quatro grandes empresas: os alemães Eon, RWE e EnBW e a estatal sueca Vattenfall, que gera a energia em toda a região da antiga Alemanha Oriental. Essas quatro empresas possuem, juntas, 80% do mercado de geração de energia “tradicional” (nuclear e combustíveis fósseis), ao passo que possuem apenas 7% do mercado de geração de energia renovável. A geração de energia renovável é fortemente descentralizada, com 40% do seu mercado na mão de pequenos produtores privados e cooperativas (BUCHAN, 2012).

Essa predominância da produção privada de energia renovável pelos pequenos produtores, aliada à crescente produção desse tipo de energia no país germânico se dá graças à política do feed-in tariffs, que incentiva a produção de energia renovável ao oferecer aos produtores desse tipo de energia acordos de longo-prazo garantindo a venda dessa energia (CORY et al, 2010). Os ganhos financeiros advindos dessa tarifa pagos pelo governo alemão interessaram os produtores privados, que puderam se juntar à uma cooperativa pagando valores entre €100 e €500 (BUCHAN, 2012).

A matriz elétrica na Alemanha é composta por um mix de fósseis (carvão, principalmente) e renováveis (solar e eólica). Os gráficos da Figura 4.2 mostram a participação das fontes na produção de energia, comparando os anos 2011 e 2019, destacando o crescimento da geração com fontes renováveis nesse período.

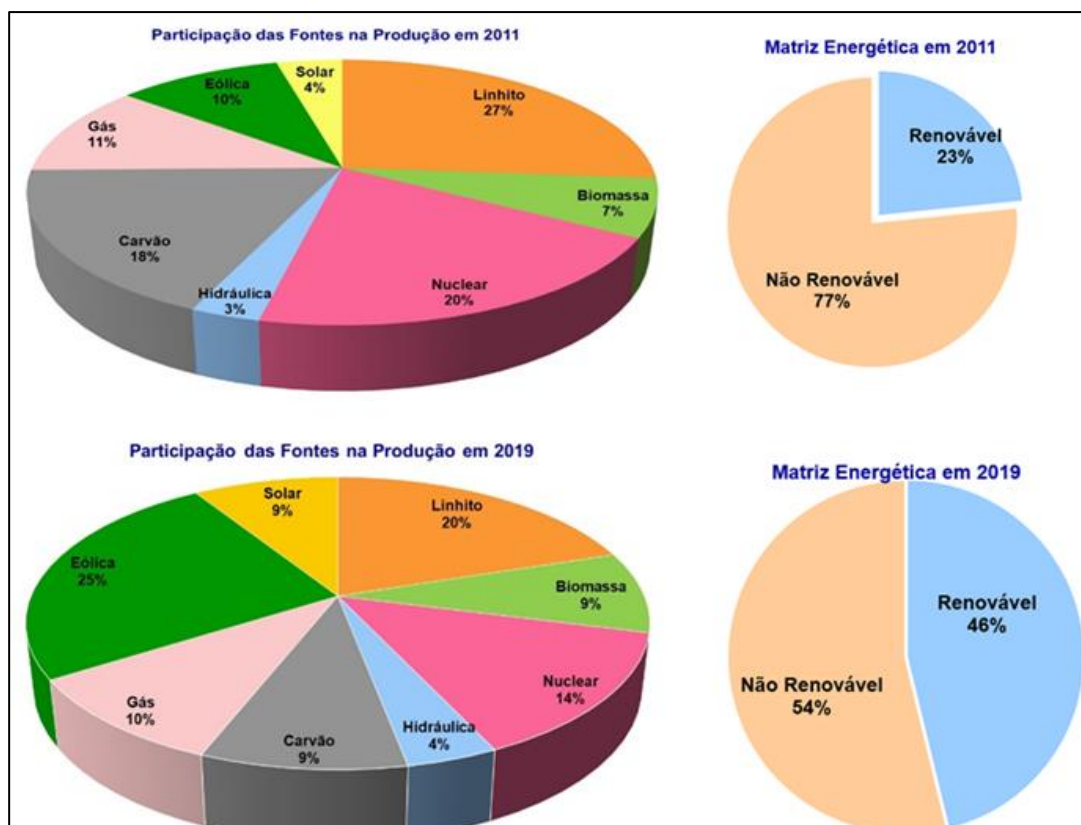


Figura 4.2 - Evolução da matriz elétrica alemã segregada por fonte

Fonte: AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur em https://www.energy-charts.de/power_inst.htm

Já o Quadro 2 adiante apresenta a situação de outubro de 2019 da matriz do país.

Quadro 2: Matriz energética alemã

Fonte	Capacidade instalada (GW)	Percentual da matriz
Hidro	4,80	2,3%
Biomassa	7,77	3,7%
Urânio	9,52	4,5%
Carvão mineral (marrom)	21,20	10,1%

Carvão de coque (duro)	23,71	11,3%
Óleo mineral	4,30	2,1%
Gás natural	29,39	14,0%
Eólica onshore	53,50	25,6%
Eólica offshore	7,23	3,5%
Solar	47,95	22,9%
Total	209,30	100%

Fonte: Extraído de https://www.energy-charts.de/power_inst.htm

Com maior detalhe pode-se observar a participação das fontes na geração mensal para o ano 2019, em (TWh). Vale observar a redução da geração solar nos meses do inverno europeu.

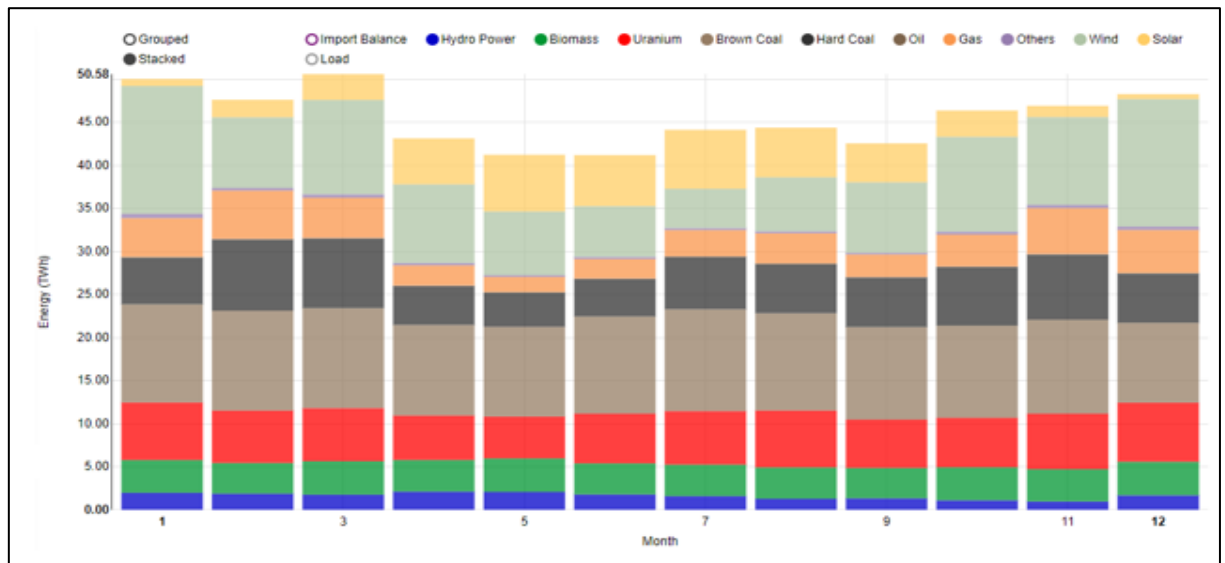


Figura 4.3 - Produção mensal (TWh) segregada por fonte em 2019

(Fonte: AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur em https://www.energy-charts.de/power_inst.htm)

Embora o setor de hidreletricidade representa uma pequena parcela no mix da matriz alemã, é importante ressaltar sua relevância em termos de armazenamento e intercâmbios com países vizinhos.

Na Figura 4.4 estão mostrados os intercâmbios da Alemanha para os anos 2018 e 2019, indicando as importações (negativo) e exportações (positivo) de energia.

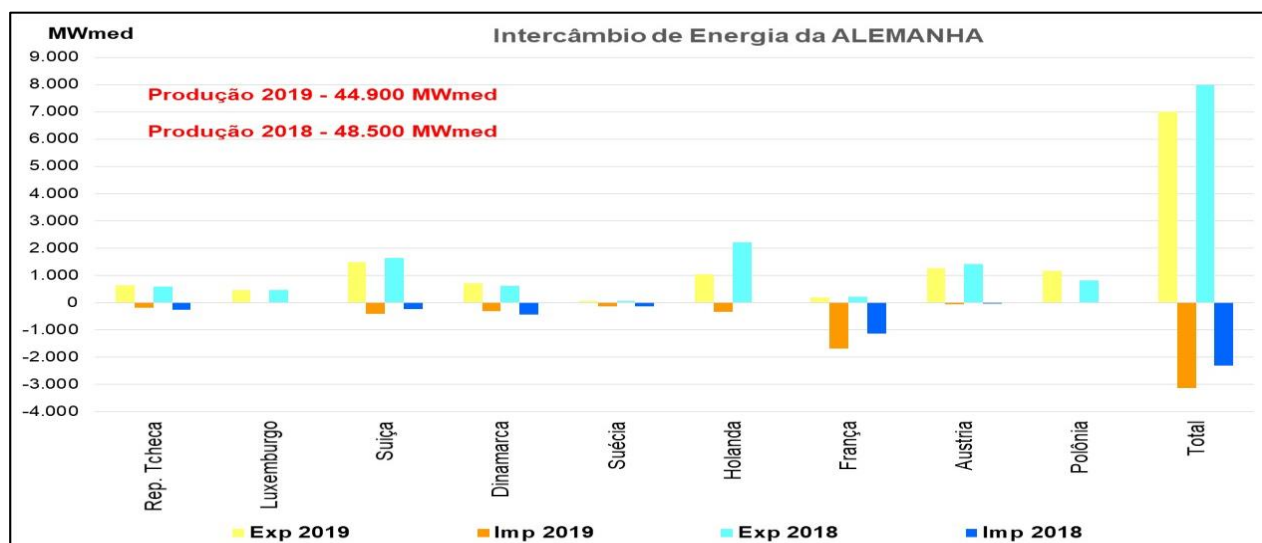


Figura 4.4 - Intercâmbios de energia em 2019 e 2018

Fonte: AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur em https://www.energy-charts.de/power_inst.htm

A Alemanha realiza intercâmbio energético com diversos países vizinhos, totalizando aproximadamente 20 GW. Ao norte, a Alemanha pode explorar reservatórios de energia hidrelétrica nórdica. O sistema de transmissão submarino HVDC de 1.400 MW com a Noruega, Nordlink, deverá ser concluído em breve e permitirá que os reservatórios hidrelétricos noruegueses absorvam o excesso de energia eólica alemã e forneçam energia hidrelétrica.

No sul, a Áustria e a Suíça, ricas em energia, contribuem com mais de 3,5 GW de energia hidrelétrica para o sistema da Alemanha. (IHA, 2019)

Em termos de intercâmbio, para o mesmo período, Alemanha realizou trocas de energia com países vizinhos nos montantes a seguir:

Intercâmbio (TWh)	Holanda		Suíça		Austria		Polônia		Outros	
	Alemania	Países	Alemania	Países	Alemania	Países	Alemania	Países	Alemania	Países
Alemanha	19,4	32,0	14,3	2,1	12,4	0,45	7,0	0,02	14,2	6,2

Fonte: https://www.energy-charts.de/exchange.htm?source=de_pf&year=2018

Esses intercâmbios em 2018 ocorreram conforme mostrado no gráfico da Figura 4.5.

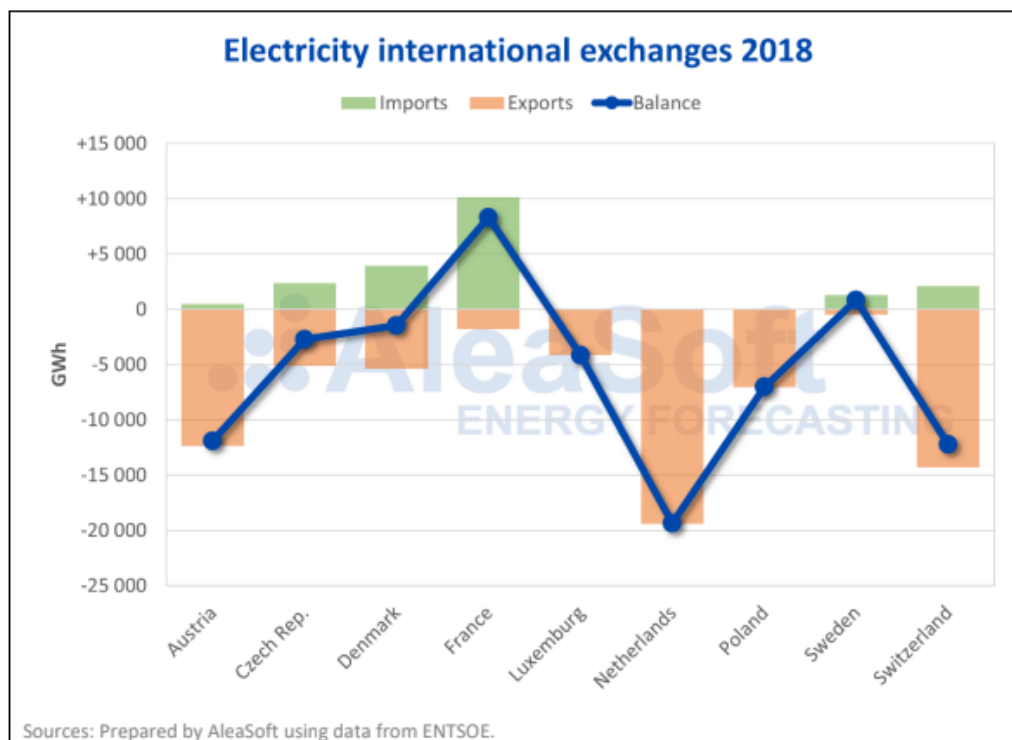


Figura 4.5- Intercâmbios de energia em 2018

(Fonte: AleaSoft Energy Forecasting)

Como a Alemanha é o maior mercado de energia da Europa e está altamente interconectado com outros países, o desenvolvimento da capacidade de armazenamento no país tem um impacto muito além de suas fronteiras.

Até outubro de 2018, a Alemanha, a Áustria e o Luxemburgo dividiam uma zona comum de oferta de preços de energia, permitindo a troca comercial ilimitada de energia entre as redes desses países. Os gargalos na rede de transmissão norte-sul da Alemanha, no entanto, estavam causando problemas e efeitos indiretos nos países vizinhos.

Em 2018, a UE dividiu a zona de preços comum na fronteira entre a Alemanha e a Áustria, dando à Alemanha tempo para construir a rede de transmissão norte-sul. No entanto, os projetos hidrelétricos austríacos continuarão a apoiar a rede alemã, limitada apenas pela capacidade física de seus interconectores. Os projetos de usinas reversíveis austríacos ainda terão acesso à rede alemã, incluindo o projeto hidrelétrico Obervermuntwerk II de 360 MW em Vorarlberg, encomendado em 2018 (IHA, 2019).

Steffen (2012) citado em Metz & Saraiva (2018) analisou as perspectivas de instalações de armazenamento por meio de reversíveis na Alemanha nos anos de 2002 a 2010 e concluiu que as receitas mostravam uma alta volatilidade e declinaram nos

últimos anos. Concluiu ainda que o lucro esperado das operações de arbitragem não é suficiente para justificar um compromisso de uma empresa de serviços públicos típica.

Como já citado anteriormente, Alemanha é o primeiro país em termos de expansão e implementação de energia renovável para a produção de eletricidade. Uma política agressiva de transição energética, o Energiewende, colocou-o como líder europeu em energia renovável.

Alemanha e França são os dois principais mercados de eletricidade da Europa Central. Ambos são grandes produtores de energia que exportam para todos os países ao seu redor e, por isso, costumam ter os preços mais baixos dos mercados da parte centro-oeste do continente. Mas a Alemanha e a França têm um mix energético muito diferente. Enquanto a França produz três quartos de sua eletricidade a partir de energia nuclear, a Alemanha cobre sua produção em grande parte com carvão. A dependência do carvão é uma das razões pelas quais a Alemanha quis ser uma referência na revolução das energias renováveis, embora tenha alcançado com relativo sucesso, alcançou com um custo elevado.

O preço do mercado atacadista alemão de eletricidade tem sido o mais baixo dos últimos anos, com a única exceção do mercado Nord Pool dos países nórdicos. Entre 2016 e 2018, o preço do mercado alemão de eletricidade EPEX SPOT aumentou 53%, chegando a 44,47 € / MWh em média em 2018. Segundo a AleaSoft (2018), a produção com carvão, que é a tecnologia que mais define dos preços marginais do mercado alemão, expõe o preço de mercado aos aumentos dos preços da fonte e, especialmente, dos direitos de emissão de CO₂. Entre 2017 e 2018, o preço médio dos direitos de emissão de CO₂ da EUA triplicou, com um aumento de 171%. Por outro lado, o preço do carvão API 2 aumentou 10%. A evolução do preço do carvão tem sido paralela ao preço do petróleo e de outros combustíveis, como o gás. O preço de um barril de petróleo Brent do Mar do Norte aumentou 32% entre 2017 e 2018, o mesmo aumento que o gás TTF europeu sofreu.

Ainda segundo AleaSoft (2019), Alemanha é um grande exportador de eletricidade, porém, o fato de ter o menor preço de mercado no centro do continente o torna o país ideal para importar energia. Em 2018, o saldo das trocas internacionais de eletricidade com mercados conectados era principalmente exportador pela Alemanha, com as duas únicas exceções sendo a França, outro grande exportador de eletricidade, e a Suécia, que, como país nórdico, tinha um preço de mercado mais baixo. No geral, a Alemanha importou 20.305 GWh de seus países vizinhos em 2018, enquanto exportou 69.854 GWh, o que significou um saldo de 49.549 GWh.

O histórico dos preços spot (Epex) nos últimos 12 meses são apresentados na Figura 4.6.



Figura 4.6 - Preço spot no mercado alemão ao longo de 12 meses

Fonte: <https://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction/chart/auction-chart/2019-10-18/DE>

Quanto à expansão, Fraunhofer ISE (2018), traz uma projeção de como será o futuro da matriz energética alemã, para os anos de 2020 e 2030, conforme apresentado na Figura 4.7.

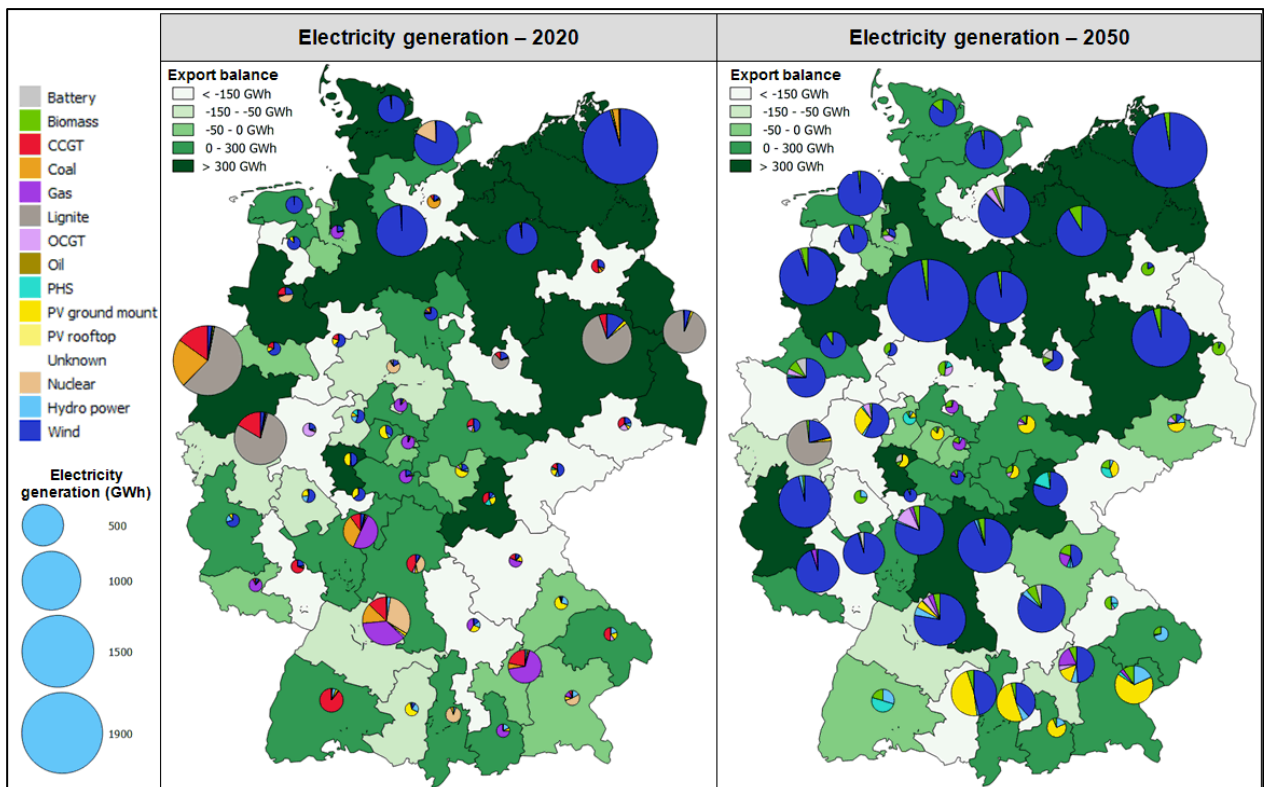


Figura 4.7- Projeção da Evolução Futura da matriz Energética Alemã, Fraunhofer ISE (2018)

4.5 Agrupamento das UHRs existentes, UHRs em projeto e UHRs em construção

4.5.1 Hidroeletricidade na Alemanha

A Alemanha, a maior economia da Europa, possui uma rica vocação hidrelétrica e está na vanguarda da transição para sistemas de energia renovável. Como citado anteriormente, as políticas Energiewende da Alemanha - visando uma mudança em direção a energias renováveis, reduções de emissões de gases de efeito estufa e uma eliminação gradual da energia nuclear - resultaram em contribuições das energias renováveis com 35,2% da geração de eletricidade em 2018, aproximadamente o mesmo que o carvão.

A maioria dos recursos hidrelétricos do país está localizada nas províncias montanhosas do sul, com 50% de todos os projetos localizados na Baviera e 20% em Baden-Württemberg. Esses dois estados representam mais de 80% da produção anual de energia hidrelétrica alemã. Embora em quantidade numerosa, das 7.300 usinas hidrelétricas estimadas, cerca de 6.900 possuem capacidade inferior a 1 MW, enquanto quase 6.000 possuem menos de 100 kW. (IHA, 2019)

Atualmente, a localização das usinas hidrelétricas convencionais e reversíveis na Alemanha é mostrada na Fig. 4.8.

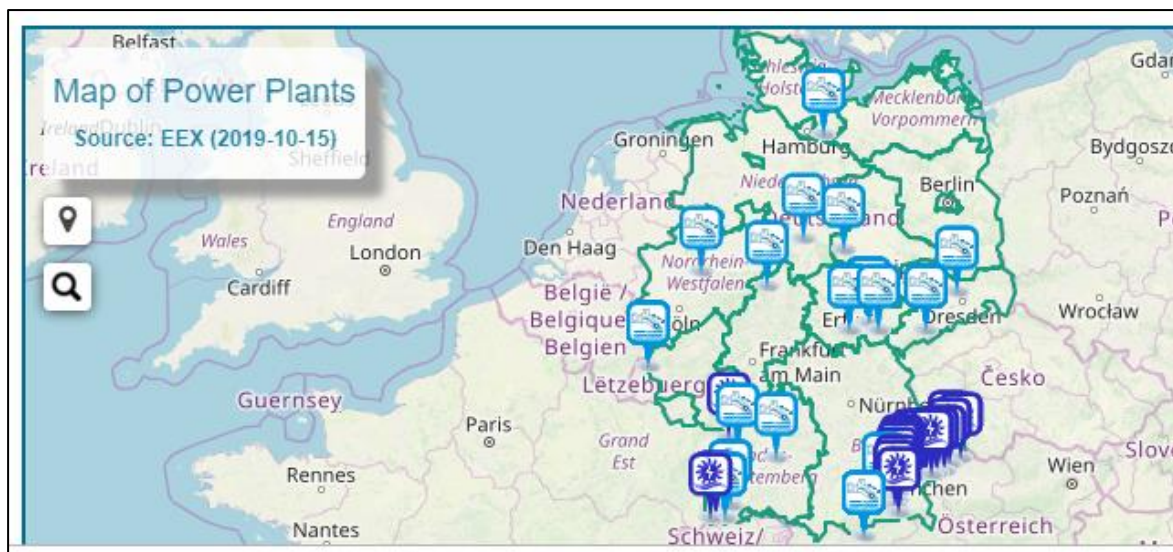


Figura 4.8: Localização das hidrelétricas na Alemanha

Fonte: <https://www.energy-charts.de/osm.htm>

É possível notar que as hidrelétricas convencionais (azul escuro) localizam-se ao sul do país, próximas às fronteiras com Austria e Suíça, enquanto as reversíveis (azul claro) estão mais distribuídas ao longo do território.

Os primeiros sites de reversíveis na Alemanha ocorreram por volta dos anos 1920, porém, grandes plantas iniciaram suas operações nos anos 1970 e 1980. Desde então, no entanto, o incremento de capacidade estagnou. A única nova planta após

1990 foi Goldisthalplant de 1.1 GW de capacidade instalada (Steffen, 2012). A rede alemã é atendida por mais 3 GW provenientes do Luxemburgo, Suíça e Áustria. Esses projetos de armazenamento por meio de bombeamento ainda fornecem a maior parte do armazenamento de energia em larga escala com 8 TWh de energia em 2015. O fluxo de energia eólica e solar de baixo custo alterou a dinâmica dos preços de energia no país, com consequências nos modelos de negócios para os operadores de usinas reversíveis. A Figura 4.9 mostra, ao longo do ano de 2018, o armazenamento em reversíveis em três países vizinhos, Alemanha, Áustria e Suíça.

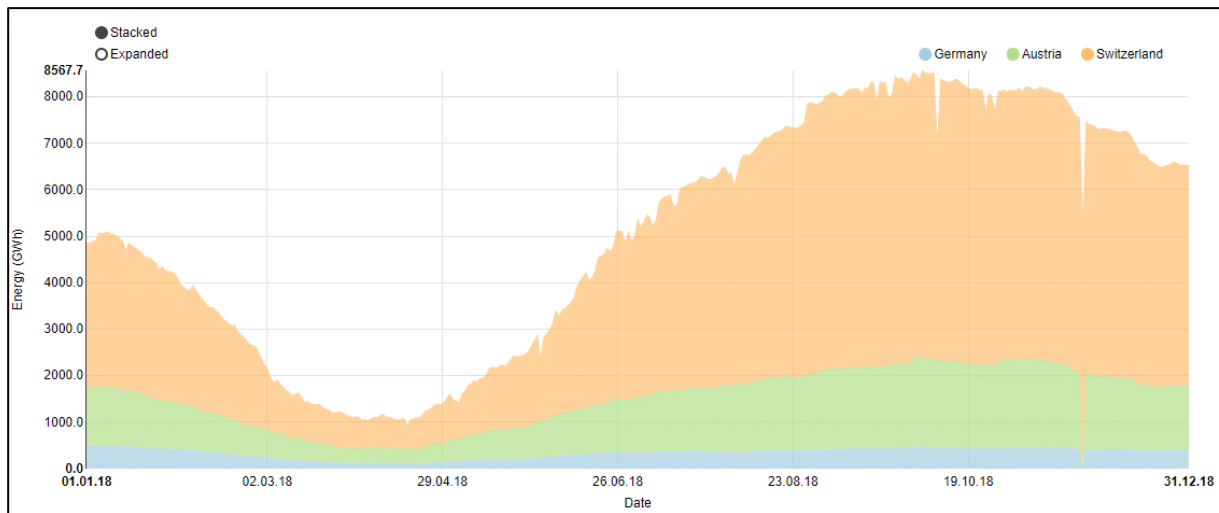


Figura 4.9-Armacenamento Alemanha, Áustria e Suíça em 2018

Fonte: <https://www.energy-charts.de/storage.htm?year=2018>

De forma isolada a figura 4.10 mostra o armazenamento em reversíveis na Alemanha no ano de 2018. Vale destacar que enquanto o máximo armazenamento da Suíça no referido ano foi atingido em outubro, com 6.160 GWh, a Alemanha atingiu seu máximo armazenamento em janeiro, com 501 GWh.

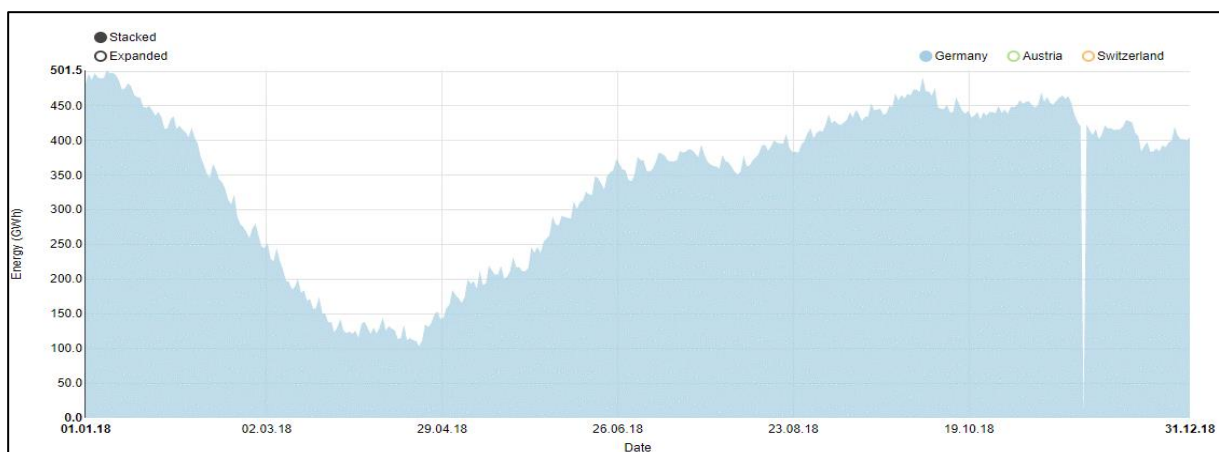


Figura 4.10 - Armazenamento Alemanha, Áustria e Suíça em 2018

Fonte: <https://www.energy-charts.de/storage.htm?year=2018>

À medida que a implantação de energia eólica e solar intermitentes continuam crescendo, a flexibilidade se tornará um critério-chave para a próxima fase da transição energética da Alemanha. A energia hidrelétrica, apesar de ocupar apenas uma pequena proporção da matriz elétrica, como já citado anteriormente, continuará sendo a “pedra angular” do sistema devido à sua relativa confiabilidade e previsibilidade. Os serviços de flexibilidade alemães, sejam provenientes de interconexões com redes vizinhas, armazenamento de energia, geração flexível ou gerenciamento do lado da demanda, dependem de alguma forma de recursos hidrelétricos.

O gráfico da Figura 4.11 mostra a evolução da potência instalada, por fontes de energia, para os anos de 2011 e de 2019.

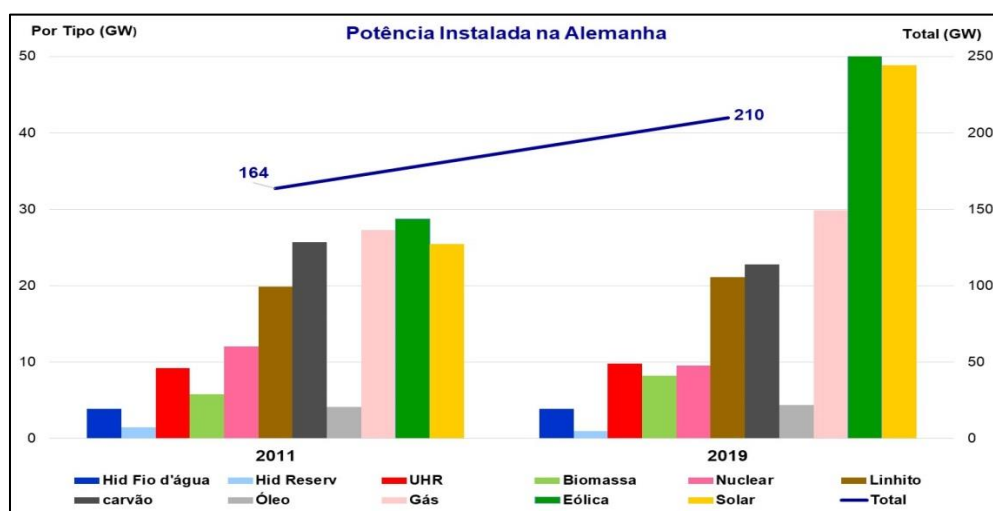


Figura 4.11: Potência Instalada na Alemanha

Fonte: <https://www.energy-charts.de/storage.htm?year=2018>

4.5.2 Usinas Hidrelétricas Reversíveis na Alemanha em Operação

O quadro 3 a seguir apresenta a relação de usinas hidrelétricas reversíveis na Alemanha, em operação. Verifica-se que a grande maioria (22 de um total de 27 usinas) é de ciclo fechado e que, 26 são de velocidade fixa. A construção de UHRs na Alemanha é bastante antiga, com a primeira delas (Schwarzenbach) em 1926. As alturas de queda são inferiores àquelas dos Alpes, de outros países vizinhos (Austria e Suíça), na faixa mais usual entre 100 e 300m.

É interessante notar que o ciclo maior de novas usinas se deu nas décadas de 60 e 70. A única de período mais recente é a UHR Goldisthal, de 2003. Não há UHR em construção.

Quadro 3- Relação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis em Operação na Alemanha

Nome	Circuito	Comis- siona- mento	Veloci- dade	Que- da Max. (m)	Capac. Geração (MW)	Capac. Bom- beamento (MW)	Energia Estocada (GWh)
Schwarzenbach	Fechado	1926	fixa	368	43	43	-
Niederwartha	Fechado	1930	fixa	142	40	40	0,59
Bleiloch	Fechado	1932	fixa	49	80	80	0,64
Waldech I	Fechado	1932	fixa	296	143	143	0,49
Sorpekraftwerk	Aberto	1935	fixa	56	8	6	-
Hohenwarte 1	Fechado	1942	fixa	56	63	60	0,50
Hohenwarte 2	Fechado	1965	fixa	303	318	318	2,09
Witznau	Fechado	1943	fixa	250	220	128	0,64
Ruselkraftwerke	Aberto	1949	fixa	670	14	4	-
Waldshut	Aberto	1951	fixa	160	150	80	0,48
Reisach	Fechado	1955	fixa	188	99	84	0,63
Happurg	Fechado	1958	fixa	211	160	160	0,90
Geesthacht	Fechado	1958	fixa	83	120	96	0,60
Leitzack 2	Fechado	1960	fixa	128	50	37	0,55
Leitzack 1	Fechado	1983	fixa	128	49	45	0,55
Erzhausen	Fechado	1964	fixa	293	220	220	0,94
Glens	Fechado	1964	fixa	292	90	68	0,56
Wendefurth	Fechado	1967	fixa	125	80	72	0,52
Bad Sackingen	Fechado	1967	fixa	400	360	300	-
Ronkhausen	Fechado	1969	fixa	266	140	140	0,69
Wehr	Fechado	1976	ternária	626	910	980	6,07
Langenprozelten	Fechado	1976	fixa	310	164	154	0,95
Markersbach	Fechado	1979	fixa	288	1.050	1.050	4,02
Koepchenwerk	Fechado	1989	fixa	165	153	154	0,59
Goldisthal	Fechado	2003	variável	302	1.060	1.060	8,48

4.6 Seleção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis na Alemanha

4.6.1 A Usina Hidrelétrica de Goldisthal

A Usina Reversível Goldisthal, com 1.060 MW de capacidade instalada, no rio Schwarza, é o maior projeto hidrelétrico da Alemanha e foi a primeira aplicação de equipamento com velocidade variável e também o mais moderno da Europa até então. Esse tipo de máquina, que pode adaptar sua produção de forma flexível e contínua aos requisitos, tanto no modo turbina como no modo bomba, operando com melhor eficiência, só havia sido instalada anteriormente no Japão.

A construção da usina teve início em setembro de 1997 e entrou em operação comercial em outubro de 2004. É um importante componente de geração da Vattenfall Europe Generation AG & Co.KG, proprietária da UHR Goldisthal, especialmente por fornecer serviços auxiliares, como a regulação do sistema de transmissão.

O projeto Goldisthal é único, pois duas das quatro unidades verticais de turbobombas apresentam geradores de rotor de velocidade variável (assíncronos). Esse arranjo oferece vários benefícios para a Vattenfall Europe, incluindo: regulação de energia durante a operação de bombeamento, maior eficiência em condições de carga parcial e alto controle dinâmico da energia fornecida, para estabilização da rede.



Fig. 4.12 – Vista aérea da UHR Goldisthal

Os dados técnicos da usina de Goldisthal são:

- Capacidade: 1.060 MW
- Comissionamento: 2004
- Tempo de descarga: 9h
- Turbinas: 4 x 265 MW Francis
- Queda: 301,65 m

- Proprietário: Vattenfall
- Tipo: Open-loop
- Reservatório Superior (V.U.): 12 hm³
- Energia Armazenável: 8.500 MWh

Desenvolvimento do Projeto Goldisthal

Em 1965, cientistas da República Democrática Alemã realizaram um estudo de classificação que identificou o local atual no rio Schwarza, no estado da Turíngia, como o melhor local para um grande projeto hidrelétrico de armazenamento bombeado. A partir de 1972, os geólogos da Baugrund Dresden, na Alemanha, realizaram intensas investigações geológicas e iniciaram trabalhos de infraestrutura, como a subestação de transformadores e a estrada de desvio. Em 1975, a Schachtbau Nordhausen GmbH da Alemanha construiu vários túneis de investigação de 4 quilômetros de comprimento para explorar a geologia do local.

Os trabalhos no projeto Goldisthal foram suspensos em 1980, principalmente por razões econômicas. O aumento da demanda de energia no país não foi tão alto quanto o esperado e problemas financeiros atrasaram o cronograma de construção da planta.

Nove anos mais tarde, como resultado da unificação política da Alemanha e da reestruturação do fornecimento de energia da Alemanha Oriental, foram retomadas as investigações para desenvolver o projeto Goldisthal. Para conduzir a investigação, o governo criou a Vereinigte Energiewerke AG (VEAG), a antecessora da Vattenfall Europe.

Em 1990, a VEAG iniciou os procedimentos de planejamento e permissão para desenvolver o projeto Goldisthal. A concessionária propôs a instalação de quatro unidades geradoras de turbinas com capacidade total de cerca de 1.000 MW. A VEAG determinou que o arranjo mais vantajoso para esta usina envolvia a combinação de tecnologia convencional de armazenamento, com turbo-bomba síncrona (representada por dois geradores de rotor de velocidade fixa) com tecnologia de velocidade variável (assíncrona - representada por dois geradores de rotor de velocidade variável).

Os geradores de rotor de velocidade variável permitem a operação da unidade turbo-bomba em uma faixa mais ampla de vazão, tornando-os economicamente vantajosos para uma instalação de armazenamento bombeado. A VEAG conduziu investigações consideráveis para determinar quantas unidades de velocidade variável deveriam ser instaladas. A empresa finalmente decidiu instalar duas unidades de velocidade variável e duas unidades convencionais.

Tal decisão foi baseada em várias razões:

- Os cálculos indicaram que a empresa precisava de cerca de 200 MW de potência controlada na operação de bombeamento, que estava dentro da faixa de controle de duas unidades de velocidade variável;

- As máquinas assíncronas não conseguem reiniciar o sistema durante uma queda de energia, elas precisam de suporte da rede para começar a operar. Conseqüentemente, as unidades convencionais seriam necessárias no caso de falta de energia;

- Como ninguém na Europa tinha experiência em operar grandes unidades de velocidade variável, a VEAG considerou a instalação apenas de velocidade variável muito arriscada.

A VEAG recebeu a licença de construção da usina em 1996 e a construção começou em setembro de 1997, com o trabalho no túnel de acesso à casa de força subterrânea e às cavernas de transformadores, além de obras de infraestrutura de superfície que proporcionaram acesso ao local.

As principais características do projeto são:

- Reservatório superior com capacidade útil de 12 hm³. Este é o maior reservatório superior artificial da Alemanha, cobrindo 55 hectares em condições de armazenamento total. A barragem de aterro que cerca este reservatório tem 3.370 metros de comprimento;
- Dois túneis de adução com 6,2 metros de diâmetro e revestimento de aço blindado, com um comprimento total de cerca de 870 metros;
- Caverna subterrânea contendo quatro turbo-bombas verticais Francis de 265 MW, quatro geradores e sistemas auxiliares. Essa caverna é acessada através de um túnel de 1 km de comprimento a partir do complexo do edifício de operação;
- Caverna dos transformadores subterrânea contendo quatro transformadores, os transformadores de 10 KV dos conversores de alimentação elétrica interna, aparelhagem e frequência de partida;
- Dois túneis de restituição com 8,2 metros de diâmetro com revestimento de concreto blindado, cada um com 275 metros de comprimento;
- Reservatório inferior com capacidade de 18,9 hm³ represado por uma barragem de aterro;
- Edifícios operacionais com sala de controle e instalações para funcionários, em um vale lateral. Todos os processos operacionais de Goldisthal são supervisionados a partir deste local com a ajuda de um controlador lógico programável S7 fornecido pela Voith Siemens Hydro Power Generation da Alemanha. Este também é o local do controle central de todas as usinas hidrelétricas pertencentes à Vattenfall Europe.

Um consórcio da VA Tech Escher Wyss da Alemanha, Voith Siemens e CBE Blansko Engineering, da República Tcheca, forneceu os tubos de adução e restituição, as turbo-bombas e os sistemas de ar comprimido. Os fornecedores dos geradores e conversores de rotores foram um consórcio da Alstom Energietechnik da Alemanha, VA Tech Elin (agora Andritz VA Tech Hydro da Áustria) e VEM Sachsenwerk Dresden da Alemanha. A Andritz VA Tech Hydro projetou, fabricou, montou e comissionou todos os quatro geradores.

Escolha de máquinas de velocidade variável

A inovação mais importante no projeto Goldisthal é ter sido a primeira aplicação de geradores de rotor de velocidade variável desse tamanho em uma usina hidrelétrica na Europa.

Em essência, as turbinas têm um ponto operacional ideal em termos de queda, vazão, tamanho da unidade e velocidade. Porém, quando essas unidades são acopladas a um gerador de rotor de velocidade variável, a velocidade de operação pode variar em um determinado intervalo em relação à velocidade síncrona nominal da turbina. À medida que a queda e a vazão variam, a unidade é capaz de aumentar ou diminuir sua velocidade para operar mais perto do ponto de eficiência para esse conjunto exclusivo de condições.

A diferença entre máquinas síncronas e assíncronas é o rotor. Enquanto os geradores síncronos clássicos têm polos salientes, os geradores de velocidade variável têm um enrolamento trifásico no rotor. E enquanto o rotor síncrono é energizado por uma corrente contínua (CC) para criar um campo magnético rotativo, o rotor assíncrono é energizado por uma corrente alternada de baixa frequência (CA). Um conversor de frequência direto no circuito do rotor é usado para controlar a frequência. Se a frequência for alterada, também será alterada a velocidade da máquina.

Os geradores de rotor assíncronos oferecem várias vantagens, incluindo:

- Mais flexibilidade em sua operação;
- Maior eficiência em uma ampla gama de operações em condições de carga parcial;
- Uma ampla gama de consumo de energia controlável e otimizada na operação no modo bomba;
- Recursos adicionais e mais rápidos para o controle da rede, como regulação rápida da tomada de carga;
- Melhor uso do reservatório, porque permite maiores variações no nível da água;
- Melhor contribuição para a estabilidade da rede devido ao alto momento de inércia das massas rotativas.

Máquinas assíncronas tornam possível regular a energia não apenas no modo de turbina, mas também no modo de bombeamento. O alcance do controle do modo bomba na UHR Goldisthal é de 190 MW a 290 MW.

Um controlador automático nas duas máquinas de velocidade variável calcula e ajusta constantemente essas unidades para uma produção ideal, com base na queda momentânea e na potência necessária.

As máquinas assíncronas podem partir mais rapidamente do que as unidades síncronas, porque não é necessária uma velocidade de rotação fixa para a sincronização das unidades de velocidade variável. A partir de 95% da velocidade síncrona total, o conversor de frequência regula seus parâmetros para a velocidade atual e libera a unidade para sincronização.

No que diz respeito aos serviços ancilares, as unidades assíncronas em Goldisthal têm sido bastante valiosas. Devido à grande capacidade das unidades, uma grande faixa de regulação está disponível. Isso é usado diariamente para o controle de frequência da rede. As máquinas assíncronas podem ser reguladas de 40 MW a 265 MW, enquanto as máquinas síncronas só podem ser reguladas de 100 MW a 265 MW. Assim, as máquinas assíncronas fornecem 60 MW a mais para a regulação. Isso permite que a Vattenfall Europe aproveite a menor potência básica de 40 MW, economizando água para uso posterior.

Além disso, as máquinas assíncronas têm a capacidade de responder muito rapidamente. Se for necessária energia rápida na rede, as máquinas assíncronas podem retardar sua velocidade e fornecer energia de frenagem adicional à rede (por alguns segundos). Em novembro de 2006 partes da Europa experimentaram um grande apagão. Na parte oriental da Alemanha, a frequência na rede era de 50,6 Hz, quando normalmente é de 50 Hz. A Vattenfall Europe usou as unidades Goldisthal para extrair energia da rede, e as unidades assíncronas foram usadas para regular a operação de bombeamento.

A Vattenfall Europe espera que as despesas gerais de manutenção sejam menores para as unidades de velocidade variável, devido à menor operação de partida e carga de freio, que é auxiliada pelo conversor de frequência de partida. No entanto, espera-se que os períodos entre a manutenção das máquinas de velocidade variável sejam um pouco mais curtos que os das máquinas convencionais. Essas unidades são inspecionadas a cada quatro semanas, comparadas a cada seis semanas para as unidades síncronas. Além disso, a inspeção das unidades de velocidade variável requer dez horas, em comparação com oito horas para as máquinas síncronas.

A maior frequência de inspeção e o maior tempo necessário resultam em grande parte da maior quantidade de sistemas auxiliares associados ao gerador assíncrono. Por exemplo, como o rotor da máquina assíncrona precisa de mais energia e a tensão

e a corrente são muito maiores do que em um rotor síncrono, o sistema de anéis deslizantes é muito maior.

O reservatório superior, criado artificialmente, está localizada a uma altura de cerca de 880 m acima do nível do mar, possui um volume útil de aproximadamente 12 milhões de m³ de água, com uma área de 0,55 km².

O topo da montanha foi removido para criar este reservatório. Essa quantidade de água é suficiente para nove horas de operação da turbina a plena carga. Devido à diferença de altura entre o reservatório de armazenamento e as turbinas, isso corresponde a uma quantidade máxima de energia elétrica armazenável de 8,5 GWh. A água desce do reservatório até as turbo-bombas, localizadas em uma grande caverna de máquinas, graças a dois túneis de água pressurizada de 800 m de comprimento, inclinados a 25 graus em relação à horizontal.

A diferença de altitude é pouco menos de 350 m. Além da caverna da máquina, há uma caverna de transformadores (comprimento: 122 m, largura: 15 m, altura: 17 m). Depois que a água passa pela turbina, ela é canalizada para atingir o reservatório inferior que possui aproximadamente 18,9 milhões de m³ e fica a uma altitude de aproximadamente 550 m acima do nível do mar.

A queda nominal ao bombear a água é de 300 metros. A bacia inferior é formada pela barragem de Schwarza através de uma barragem de 67 m de altura, cerca de 500 m acima da vila de Goldisthal. O reservatório Schwarza também cumpre certas funções de proteção contra inundações, tem uma pré-barreira chamada Barreira Cruciforme Grave que contém 0,7 milhão de m³ de água e compensa as flutuações na altura da bacia inferior em relação ao curso anterior do rio.

A rede é conectada no nível de tensão extra-alta de 380 KV através do painel construído em Altenfeld à rede de transmissão 50Hertz.

A seguir é mostrada na Fig. 4.13 o conjunto turbina-gerador de máquina síncrona de Goldisthal.

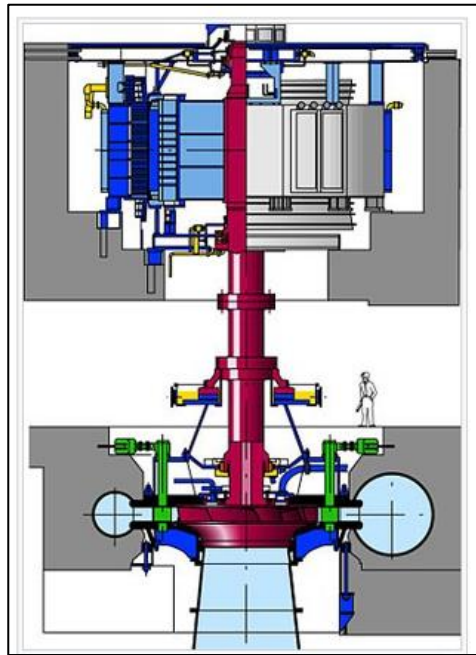


Fig. 4.13 – Corte /seção transversal do grupo Turbina-Gerador da UHR Goldisthal

4.6.2 Usina Hidrelétrica Reversível de Markersbach

A Usina Reversível Markersbach, com capacidade instalada de 1.045,5 MW, localizada no rio Mittweida é o segundo maior projeto hidrelétrico da Alemanha, está situada próxima às montanhas Ore.

O planejamento da usina de Markersbach, começou no ano de 1961, sendo a construção iniciada em 1970 e os geradores foram comissionados em 1979. Durante períodos de baixa demanda de energia, a água é bombeada do reservatório inferior a uma altitude de 563 m (1.847 pés) para um reservatório superior a 850 m (2.789 pés). Quando a demanda de energia é alta, a água é liberada de volta para o reservatório inferior e alimentada por seis turbo-bombas Francis reversíveis de 174,25 MW, as mesmas máquinas que bombearam a água para o reservatório superior.

A Vattenfall Europe Generation AG submeteu a usina de armazenamento bombeado (originalmente comissionada nos anos de 1979 a 1981) a um acondicionamento abrangente. As 6 (seis) unidades, cada uma com capacidade de 174,25 MW em operação de turbina e 190 MW em operação de bombeamento, foram submetidas a uma revisão abrangente de 2006 a 2009. As grandes unidades mecânicas, como válvulas de esfera, abas para tubos de sucção e portas de entrada foram reformadas e substituídas.

A usina gera, em média, 980 GWh ano e fornece serviços auxiliares como black start, reserva de capacidade, regulação de frequência e suporte de tensão.



Fig. 4.14 - Usina reversível de Markersbach

Os dados técnicos da UHR Markersbach são:

- Capacidade: 1.045,5 MW
- Comissionamento: 1979
- Tempo de descarga: 4 h
- Turbinas: 6 x 174,25 MW Francis
- Queda: 288 m
- Proprietário: Vattenfall
- Tipo: Open-loop
- Reservatório Superior (V.U.): 6,3 hm³
- Energia Armazenável: 3.600 MWh

4.6.3 Usina Hidrelétrica Reversível de Herdecke (sucessora de Koepchenwerk)

O Koepchenwerk é uma das primeiras usinas de armazenamento bombeado da Alemanha. Está localizada no rio Hengsteysee, na cidade de Herdecke, em North Rhine-Westphalia.

Essa usina foi planejada por Arthur Koepchen e comissionada em 1929, colocada em operação em 1930. Entre 1985 e 1989 uma usina mais moderna foi construída diretamente adjacente à antiga usina, nas margens do lago.

A sucessora da antiga usina de Koepchenwerk funciona como uma bateria na rede elétrica: durante períodos de baixa demanda de eletricidade e alta absorção de fontes renováveis, a água é bombeada do reservatório de Hengsteysee para o reservatório de nível superior. Quando surgir a necessidade, por exemplo, devido à alta demanda por eletricidade ou à baixa afluência, a água pode ser liberada

novamente para baixo, através de um conduto que conecta o reservatório superior ao reservatório inferior de Hengsteysee. O grupo gerador é composto por uma turbobomba reversível e um moto-gerador. A produção máxima pode ser alcançada em menos de dois minutos após a partida.

4.6.3.1 Desenvolvimento do Projeto Herdecke

A usina armazenamento bombeado foi construída de 1927 a 1930 pela Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk Essen (RWE) para fornecer energia à área próxima do Ruhr, na encosta íngreme das montanhas Ardey, diretamente no Hengsteysee no Ruhr. Com a fábrica de bombas britânicas Niederwartha, os engenheiros do Koepchenwerk fizeram uma corrida para a colocação em funcionamento da máquina durante a construção. A PSP finalmente entrou em operação com uma máquina em 27 de novembro de 1929, mas sua conclusão e comissionamento do último conjunto de máquinas não ocorreram até março de 1930. O Koepchenwerk foi comissionado totalmente em 28 de janeiro de 1930.

4.6.3.2 Nova construção e modernização

No período pós-guerra, a usina de Koepchenwerk trabalhou em grande parte sem problemas. No entanto, ocorreu um acidente em dezembro de 1980, quando o alojamento de uma das bombas quebrou. A atenção da equipe operacional evitou danos consequentes, mas as investigações mostraram o perigo imediato de danos semelhantes a outras duas bombas. Portanto, a RWE decidiu em 1981, no mesmo local, uma nova usina de armazenamento bombeado, que a PSW Herdecke, construiu e desativou a antiga usina.

De 1985 a 1989, a moderna usina elétrica foi construída diretamente adjacente à antiga usina nas margens do lago. Isso continua a usar o mesmo princípio. Além do novo edifício da usina, a diferença mais impressionante é que os tubos de adução agora estão no subsolo e não são mais visíveis.

Em 2007, o proprietário RWE investiu 25 milhões de euros na modernização da usina em Herdecke. O trabalho durou de maio a setembro de 2007.

Em 12 de janeiro de 2015, a RWE enviou um pedido de demolição para os edifícios listados à cidade de Herdecke como a autoridade do monumento inferior. Em 2016, a Fundação para a Preservação de Monumentos Industriais e Cultura Histórica tomou posse da obra. Isso foi seguido por garantir a propriedade de acordo com a proteção dos monumentos a partir de 2017.

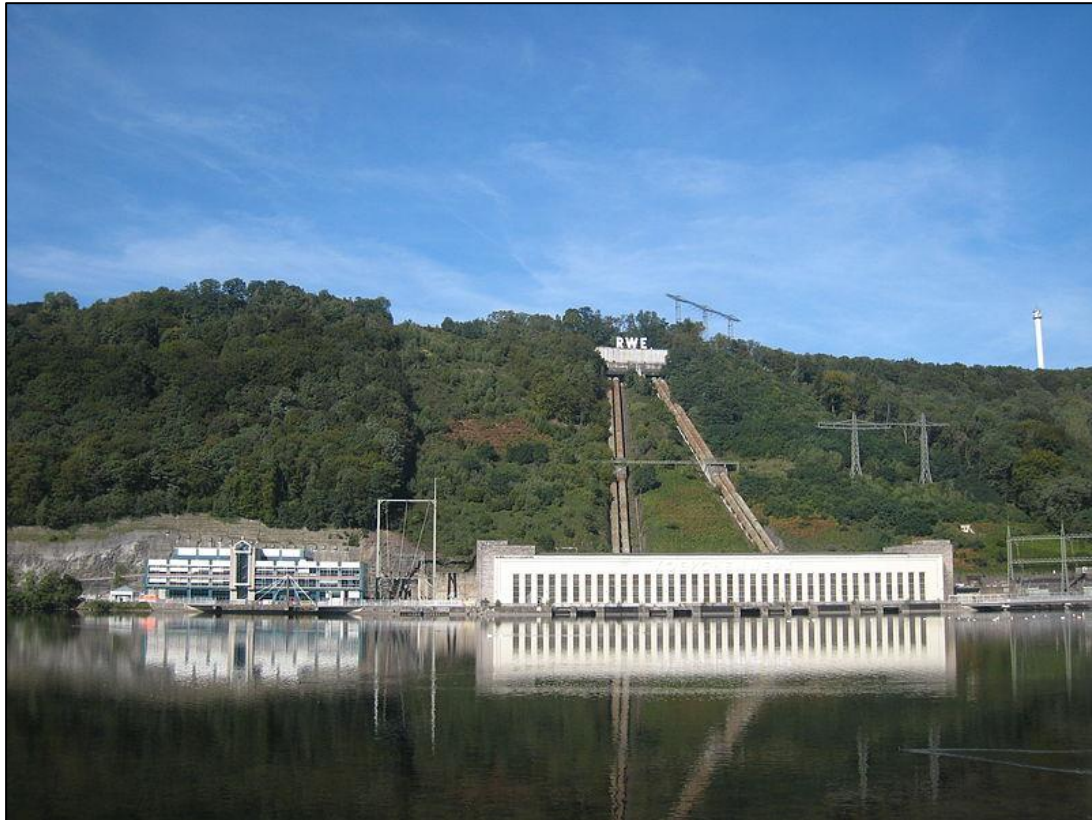


Fig. 4.15 – Usina Hidrelétrica Reversível de Herdecke (à esquerda) e Koepchenwerk (à direita).

Os dados técnicos da UHR Herdecke são:

- Capacidade: 153 MW
- Comissionamento: 1989
- Tempo de descarga: 4h
- Turbinas: 1 x 153 MW Francis
- Queda: 165 m
- Proprietário: RWEI
- Tipo: Open-loop
- Reservatório Superior (V.U.): 1,6 hm³
- Energia Armazenável: 694 MWh

4.7 4.7 Referências Bibliográficas

Epex, Disponível em: <https://www.epexspot.com>, acessado em 17/10/2019

Energy Chart, Disponível em: <https://www.energy-charts.de>, Acessado em 16/10/2019

Eurostat, Greenhouse gas emission statistics - emission inventories, 2019

International Hydropower Association (IHA), Disponível em: <https://www.hydropower.org/country-profiles/germany>, acessado em: 17/10/2019

Fraunhofer ISE (2018) "Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies, 2018

Metz, D, Saraiva, J.T "Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15- and 60-min German intraday markets" Electric Power Systems Research 160 (2018) 27-36

Steffen, B. "Prospects for pumped-hydro storage in Germany" Energy Policy 45(June) (2012) 420-429.

5 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NOS EUA

5.1 Introdução

A maior parte das UHRs nos EUA foi construída entre os anos 1960 e 1990 com a função principal de atendimento de ponta. Neste período, as UHRs foram consideradas boas opções para este fim por alguns motivos: crescimento de fontes nucleares que não possuem capacidade de atendimento de ponta, crise energética dos anos 1970 e incerteza relacionada aos custos operacionais de termelétricas mais flexíveis (YANG & JACKSON, 2011).

As UHRs construídas durante este período possuíam, em geral, eficiências de ciclo entre 65% a 75% (valores relativamente baixos se comparadas a UHRs mais recentes). No entanto, a flexibilidade destas usinas era suficiente para que fossem economicamente vantajosas nos EUA, cuja matriz elétrica possuía grande participação de termelétricas inflexíveis (carvão).

A Figura 5.1 apresenta a evolução das fontes de geração elétrica nos EUA (DAMES AND MOORE, 1981).

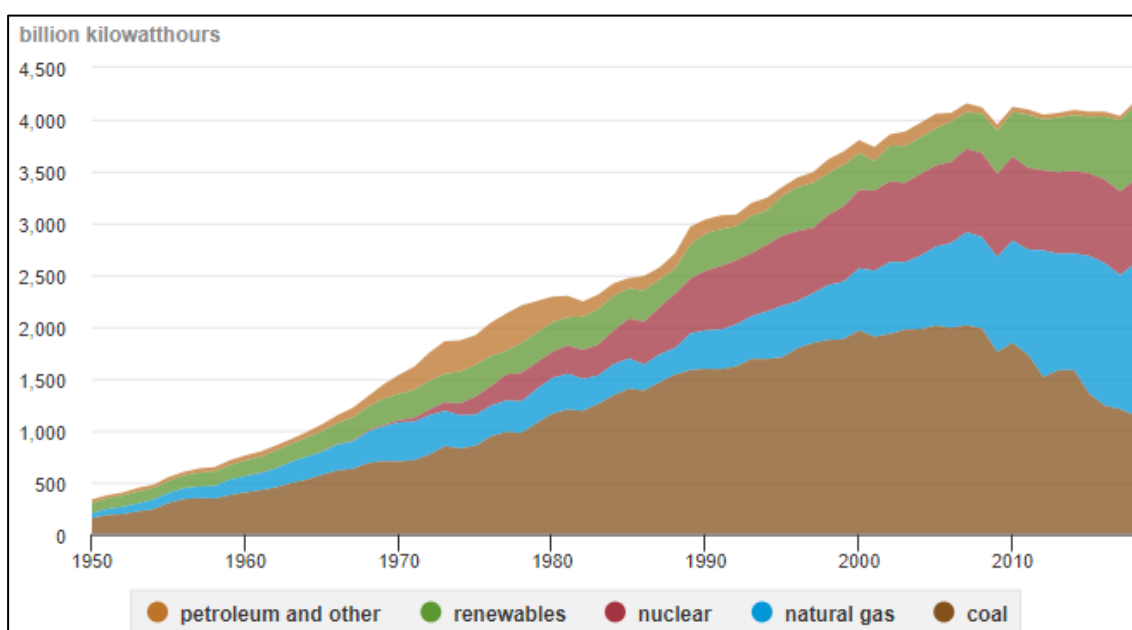


Figura 5.1 - Evolução das fontes de geração de energia elétrica nos EUA.

Após os anos 1990, o temor que havia em relação ao possível crescimento dos custos de geração de termelétricas flexíveis (gás) não se concretizou. A possibilidade de atendimento à ponta com estas usinas a preços razoáveis reduziu significativamente a atratividade das UHRs nos EUA e, por este motivo, os investimentos neste tipo de usina foram drasticamente reduzidos naquele momento.

A Figura 5.2 mostra a evolução da potência instalada de UHRs nos EUA.

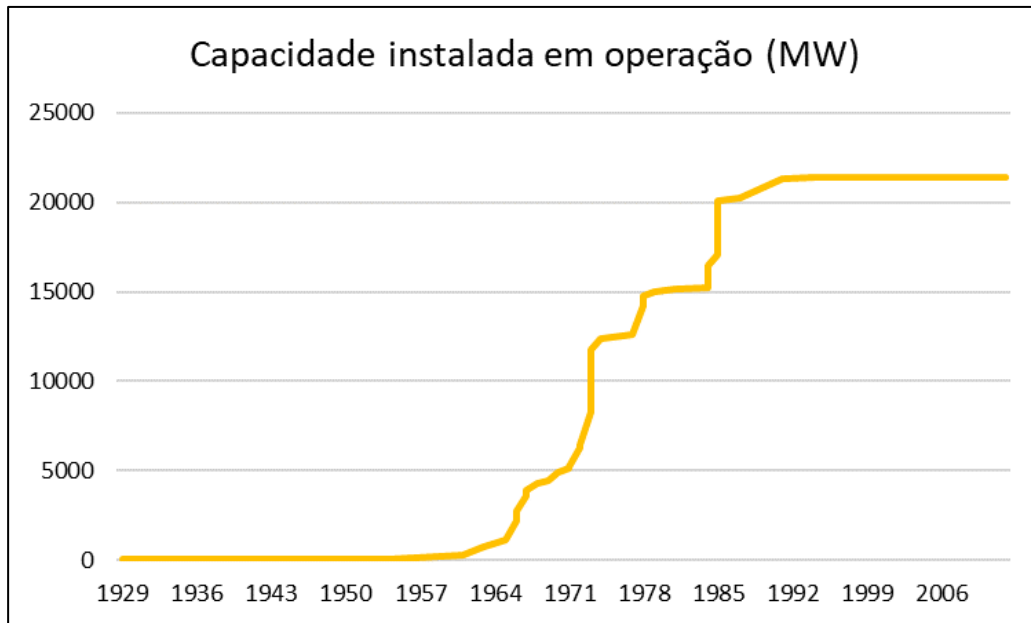


Figura 5.2 - Evolução da capacidade instalada de UHRs nos EUA

Recentemente, o rápido crescimento de fontes intermitentes, como eólica e solar, trouxe novamente a atenção dos EUA para as fontes de armazenamento de energia, incluindo UHRs. Além da geração das usinas eólicas e solares serem intermitentes, o que requer complemento de outras fontes, estas usinas são operadas sob incertezas, ou seja, tais fontes apresentam dupla dificuldade para os operadores de sistemas – a intermitência e a dificuldade quanto à previsibilidade. As previsões de geração eólica e solar possuem erros que devem ser considerados no planejamento da operação. No entanto, diante das dificuldades de se obter boa qualidade nas previsões, as fontes de armazenamento nos EUA contribuem para compensar os erros de previsão, atuando majoritariamente com a função de controle de frequência, ou provimento de reservas girantes para compensar as flutuações das fontes intermitentes.

Segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE, 2019), o país possui 39 UHRs em operação, totalizando 22,7 GW de potência instalada. Todas estas usinas são em circuito aberto. Além destas, outras 16 foram anunciadas e totalizam 9 GW de potência. Das novas usinas anunciadas, 3 terão circuito aberto e 13 terão circuito fechado (DOE, 2019).

5.2 Agrupamento das UHRs nos EUA

A maior parte das UHRs em operação nos EUA está localizada próximas às costas, mais especificamente no nordeste e sudoeste do país, conforme mostra a Figura 5.3.

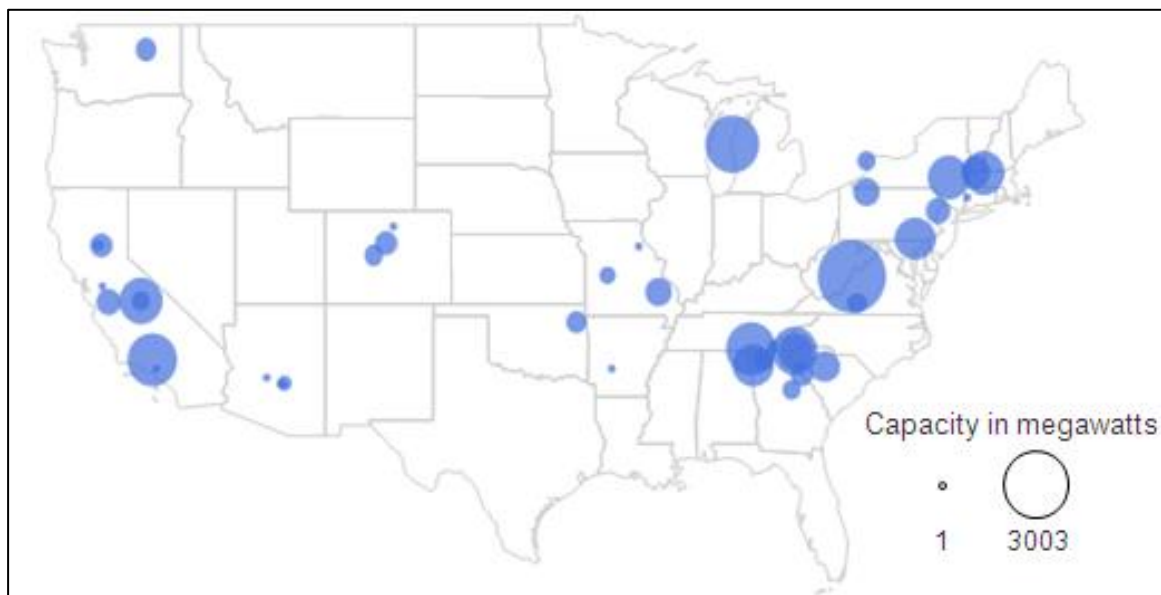


Figura 5.3 - Localização das UHRs nos EUA

A construção das UHRs nos EUA podem ser divididas em 3 momentos (resumidos na Tabela 1). O primeiro foi marcado pelo comissionamento da primeira usina deste tipo no país, em 1929. Neste ano, a UHR de Rocky River, de 29 MW, foi inaugurada e começou a ser operada pela Connecticut Light & Power Company, na região Nordeste dos EUA. Esta região possuía uma matriz elétrica composta majoritariamente por termelétricas e hidrelétricas. As hidrelétricas, no entanto, não possuíam boa capacidade firme de geração, já que as vazões dos rios das regiões são irregulares, sofrendo grandes variações sazonais. Assim, a função da UHR era melhorar a confiabilidade da capacidade de geração do sistema (THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, 1980).

Nenhuma outra UHR foi construída até 1952, quando foi comissionada a UHR de Hiwassee, com 185 MW. Este foi o início de um segundo momento na história das UHRs nos EUA. Entre os anos 1950 e o início dos anos 1990, foi construída a maior parte das UHRs no país, com a finalidade de elevar a flexibilidade de geração de seus sistemas elétricos que eram compostos principalmente por usinas inflexíveis (termelétricas a carvão e termonucleares). Durante esse período, foram construídas 37 UHRs, totalizando 22,6 GW de potência instalada. Um terceiro momento da construção de UHRs nos EUA se iniciou na década de 2010. Em 2012, entrou em operação a UHR de Lake Hodges, com 40 MW. Além desta usina, outras 16 foram anunciadas recentemente e devem entrar em operação nos próximos anos.

Ao contrário dos momentos anteriores, a motivação para a construção das UHRs mais recentes não é apenas melhorar a flexibilidade de sistemas compostos por termelétricas inflexíveis, mas também mitigar a intermitência e a imprevisibilidade das fontes renováveis alternativas que crescem rapidamente nos EUA.

Tabela 1 - Fases históricas das construções de UHRs nos EUA.

Primeira UHR dos EUA (29 MW)	
1929	
De 1952 a 1995	Construção de 37 UHRs (22.612 MW)
A partir de 2012	1 UHR comissionada (40 MW) 16 UHRs anunciadas (8.985 MW)

Com relação às tecnologias adotadas nos EUA para as UHRs, praticamente todas possuem configurações parecidas. Os sistemas de bombeamento de todos os empreendimentos construídos e planejados são feitos com turbinas-bomba. Não há sistemas de bombeamento separados do turbinamento e não há sistemas ternários. Além disso, todas as UHRs em operação no país possuem velocidade fixa de rotação das turbinas-bomba.

Todas as 39 UHRs em operação nos EUA possuem circuito aberto. No entanto, esta tendência parece estar se invertendo já que, das 16 UHRs anunciadas, 13 serão feitas com circuito fechado.

A velocidade de rotação fixa das turbinas-bombas ainda é mais adotada que a variável, mesmo nas usinas em fase de projeto. Das 16 anunciadas, apenas 2 terão rotação variável.

Tabela 2 - Tipos de tecnologia das UHRs nos EUA.

	Construídas	Anunciadas
Sistema de bombeamento/turbinamento	Todas utilizam turbina-bomba	Todas utilizam turbina-bomba
Circuito	Todas em circuito aberto	3 em circuito aberto 13 em circuito fechado
Velocidade de rotação	Todas de velocidade fixa	14 de velocidade fixa de velocidade variável

5.3 Seleção de UHRs nos EUA para análise detalhada

Foram selecionados 3 projetos UHRs que se destacam nos EUA.

5.3.1 UHR Eagle Mountain (planejada)

Localizada no sul da Califórnia, a usina terá potência instalada de 1.300 MW e seu circuito será fechado. Sua capacidade de armazenamento será de 22.000 MWh. A queda bruta será de 430 m e serão utilizadas 4 bombas/motor que trarão uma eficiência de ciclo esperada de 79% (FERC, 2013).



Figura 5.4 - Mina desativada que será aproveitada para UHR de Eagle Mountain.

Depois de vencer muitos entraves envolvendo licenciamento ambiental, esta usina teve sua construção licenciada em 2014 e aproveitará estruturas existentes de uma antiga mina desativada. A licença emitida previa o início das obras em até 2 anos após o licenciamento (2016) e conclusão em até 6 anos após o licenciamento (2021) (FERC, 2019b). Devido às dificuldades de firmar contratos de vendas de energia, sua construção foi postergada e um novo requerimento de licenciamento foi emitido no final de 2018, prevendo o início das construções para junho de 2020.

O estado da Califórnia é o que mais investiu em sistemas de armazenamento de energia nos EUA. Após uma queda de investimentos nesses sistemas entre os anos 1990 e 2000, a implementação de novas fontes de armazenamento estão sendo retomadas principalmente para mitigar intermitência e imprevisibilidade de fontes eólicas e solares.

A Califórnia é o segundo estado dos EUA em potência instalada de fontes renováveis incluindo hidrelétricas, atrás somente de Washington. É também o terceiro estado em geração eólica e o primeiro em geração fotovoltaica. O estado tem um plano de atingir uma matriz composta por 100% de renováveis até 2045.

A Tabela 3 mostra as principais características técnicas da UHR de Eagle Mountain:

Tabela 3 - Dados técnicos da UHR de Eagle Mountain.

Nome	Eagle Mountain
Status	Contratada
Potência de turbinamento	1.300 MW
Potência de bombeamento	1.300 MW
Armazenamento	22.000 MWh
Turbinas-bombas	4 unidades Francis
Queda bruta	430 m
Tipo de circuito	Fechado
Eficiência de ciclo	79%
Velocidade de rotação	Fixa

5.3.2 UHR Bath County (em operação)

Entrou em operação em 1985 no estado da Virgínia. É atualmente a maior UHR em operação do mundo em potência instalada, com 3.003 MW distribuídos em 6 turbinas-bombas do tipo Francis. A usina funciona em circuito aberto e tem capacidade de armazenamento de 24.000 MWh. Sua queda bruta é de 385 m e sua eficiência de ciclo é de 79%.



Figura 5.5 - UHR de Bath County

A UHR de Bath County está conectada ao sistema independente do PJM. Nesse sistema, as fontes de armazenamento de energia são remuneradas principalmente por serviços ancilares.

Assim como na Califórnia, o PJM tem planos de investimento em fontes renováveis intermitentes e reconhece, portanto, a importância das fontes de armazenamento de energia em seu sistema.

A maior contribuição das UHRs no PJM está no acompanhamento da demanda e na mitigação da imprevisibilidade da geração das fontes eólicas e solares. O PJM possui mecanismos específicos para remuneração de controle de frequência (ou reservas girantes) e as UHRs se beneficiam destes mecanismos dentro de um sistema com poucas fontes que oferecem este serviço. Cerca de 35% da geração neste sistema vem de fontes nucleares, outros 32% vêm de termelétricas a carvão, 27% vem de termelétricas a gás e apenas 2% de hidrelétricas (PJM, 2018).

Apesar de atualmente a geração eólica ficar próxima de 3% do total, este número tende a crescer. Além disso, até mesmo acompanhar a variação de demanda pode ser complexo em um sistema com tantas usinas inflexíveis. Por este motivo, o controle de frequência é a principal função das UHRs no sistema PJM.

A Tabela 4 mostra as principais características técnicas da UHR de Bath County.

Tabela 4 - Dados técnicos da UHR de Bath County.

Nome	Bath County	
Status	Operando desde 1985	
Potência turbinamento	de	3.003 MW
Potência bombeamento	de	2.880 MW
Armazenamento	24.000 MWh	
Turbinas-bombas	6	unidades Francis
Queda bruta	385 m	
Tipo de circuito	Aberto	
Eficiência de ciclo	79%	
Velocidade de rotação	Fixa	

5.3.3 UHR Goldendale (planejada)

A UHR de Goldendale foi licenciada pelo governo dos EUA para fase de estudos, mas ainda não há data prevista para inauguração. Sua localização será no estado de Washington, região Noroeste do país, ao lado da já existente UHE de JD Pool. A usina terá 3 turbinas-bombas do tipo Francis de 400 MW cada, totalizando uma capacidade instalada de 1.200 MW. A sua queda bruta será de 730 m e a eficiência esperada de ciclo é de 80%. Sua capacidade de armazenamento será de 14.745 MWh (FERC, 2019a).

A usina utilizará um desnível natural próximo ao rio Columbia. Seu reservatório inferior ficará próximo à margem Norte do rio. O empreendimento também se aproveitará de infraestrutura existente construídas para a UHE JD Pool, como rodovias, subestação e linhas de transmissão (FERC, 2019a).

O que se destaca nesta usina é o fato de ser a única nos EUA com circuito fechado e velocidade de rotação variável. Essas são duas características que se adéquam a algumas necessidades mais atuais do país, que não eram tão relevantes na motivação da construção das UHRs mais antigas: menores impactos ambientais e integração de fontes renováveis alternativas.

As UHRs de circuito fechado tendem a causar menores impactos ambientais por interferirem menos em cursos d'água existentes. Já a velocidade de rotação variável das turbinas-bombas traz vantagens como controle de frequência mesmo no modo de bombeamento, possibilidade de bombear consumindo potências inferiores à nominal da máquina e operar o modo turbina na máxima eficiência mesmo com vazão turbinada diferente da vazão de projeto.

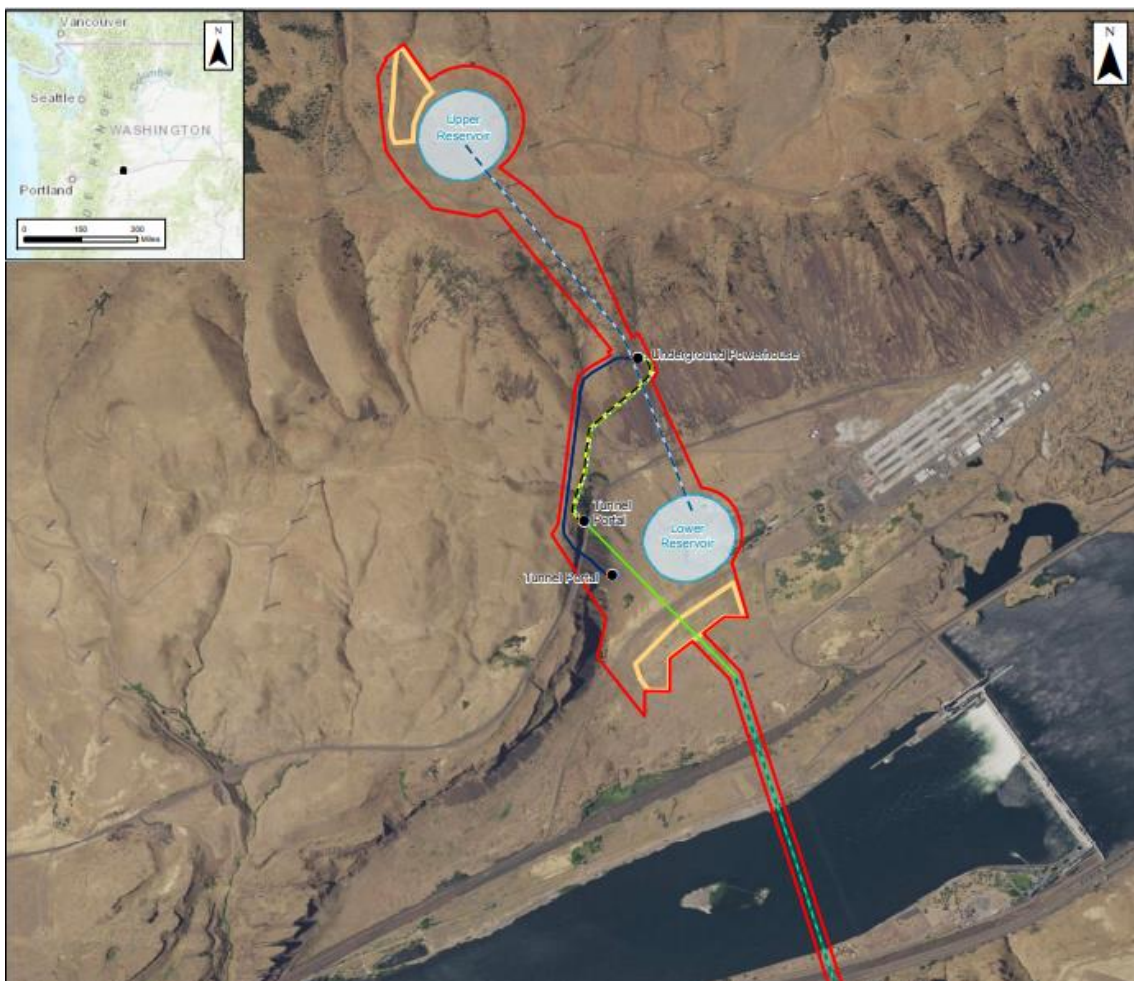


Figura 5.6 - Projeto da UHR de Goldendale.

A principal função e fonte de remuneração desta usina será prover serviços ancilares para a região Noroeste dos EUA, bem como mitigar a variabilidade de fontes renováveis alternativas, aumentando a confiabilidade da rede. O projeto forneceria capacidade de rampa adicional (ascendente e descendente), controle de frequência para fontes eólicas, controle automático de geração e suporte para segurança e integridade do sistema (potência reativa e reservas) (FERC, 2019a).

A Tabela 5 mostra as principais características técnicas da UHR de Goldendale.

Tabela 5 - Dados técnicos da UHR de Goldendale.

Nome	Goldendale
Status	Emitida licença preliminar
Potência de turbinamento	1.200 MW
Potência de bombeamento	1.200 MW
Armazenamento	14.745 MWh
Turbinas-bombas	3 unidades Francis
Queda bruta	730 m
Tipo de circuito	Fechado
Eficiência de ciclo	80%
Velocidade de rotação	Variável

5.4 Conclusões sobre a análise comparativa das UHRs

As UHRs nos EUA voltam a ser consideradas como boas opções para melhorar a segurança das redes elétricas no país após um grande período sem investimentos neste tipo de usina. Assim como em outros países, a motivação para a retomada de investimentos em UHRs é o crescimento de fontes eólicas e fotovoltaicas.

A mitigação da variabilidade de geração de fontes intermitentes traz uma necessidade que não era muito relevante na ocasião das construções das UHRs mais antigas dos EUA: o provimento de serviços ancilares. Por esse motivo, as concepções

das usinas mais modernas tendem a prezar mais pela flexibilidade operativa, adotando turbinas-bomba de menores potências e, em alguns casos, com velocidade de rotação variável.

As restrições ambientais também são fatores relevantes na concepção de novas UHRs nos EUA. Por este motivo, a maioria dos novos empreendimentos foram projetados para funcionarem com circuito fechado. Este tipo de arranjo normalmente utiliza reservatórios artificiais, que tendem a alagar áreas menores que reservatórios formados por barragens em cursos d'água naturais.

A viabilidade econômica das UHRs nos EUA, apesar da motivação criada pelo crescimento das fontes intermitentes, ainda é um desafio. Há um reconhecimento dos benefícios deste tipo de usina para os sistemas elétricos do país, mas ainda existe dificuldades de se adequar a operação destes sistemas aos mecanismos de remuneração no país. Por este motivo, a construção de algumas UHRs já anunciadas foram atrasadas devido à falta de investidores. A remuneração de serviços ancilares ainda é a principal fonte de renda de sistemas de armazenamento nos EUA.

5.5 Referências

Dames and Moore. National Hydroelectric Power Resources Study - An Assessment of Hydroelectric Pumped Storage. Technical Report. Washington. 1981.

DOE - Department of Energy of the United States of America. Global Energy Storage Database. Disponível em: <https://www.energystorageexchange.org>. 2019.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission of the United States of America. Eagle Mountain Pumped Storage Project Draft Final Environmental Impact Report Volume I (FERC No. 13123). Sacramento, California. Disponível em: https://www.waterboards.ca.gov/waterrights/water_issues/programs/water_quality_cert/docs/eagle_mountain_pumped_ferc13123/eaglemtn_dfeir_execsumm.pdf. 2013.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission of the United States of America. Goldendale Energy Storage Hydroelectric Project (FERC No. 14861). Klickitat County, Washington. Disponível em: http://www.ryedevelopment.com/wp-content/uploads/2018/09/Goldendale-NOI_PAD_toFILE_01252019.pdf. 2019a.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission of the United States of America. Order granting extension of time to commence and complete project construction pursuant to article 301. Disponível em: <https://www.ferc.gov/media/statements-speeches/glick/2019/05-07-19-glick.pdf>. 2019b.

PJM - PJM Interconnection. 2018 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through March. Disponível em:

https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018/2018q1-som-pjm-sec12.pdf. 2018.

The American Society of Mechanical Engineers. Rocky River Pumped-storage Hydroelectric Station. Technical Report. New Milford. 1980.

Yang C, Jackson RB. Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15(1):839-44.

6 Usinas Hidrelétricas Reversíveis na China

6.1 Caracterização do contexto histórico da expansão de UHR na China

Wang et. al (2019) afirma que com taxas de crescimento econômico de dois dígitos e conseqüente aumento rápido da demanda de energia, a China está construindo as maiores indústrias de energias renováveis do mundo, que são de importância estratégica no contexto da atualização da infraestrutura industrial existente no país, bem como para segurança energética, conservação de energia e redução de emissões.

A China teve, até 2016, a maior capacidade instalada e investimento em energia renovável do mundo (incluindo hidrelétrica, solar e eólica) por cinco anos seguidos. No entanto, embora a participação de produção de energia por fontes renováveis tem aumentado gradualmente, as fontes renováveis representaram pouco mais de um quarto da total geração de energia no país em 2015, com a maior parte do restante fornecida por usinas de carvão, conforme pode se ver nas Figuras 6.1 e 6.2 a seguir.

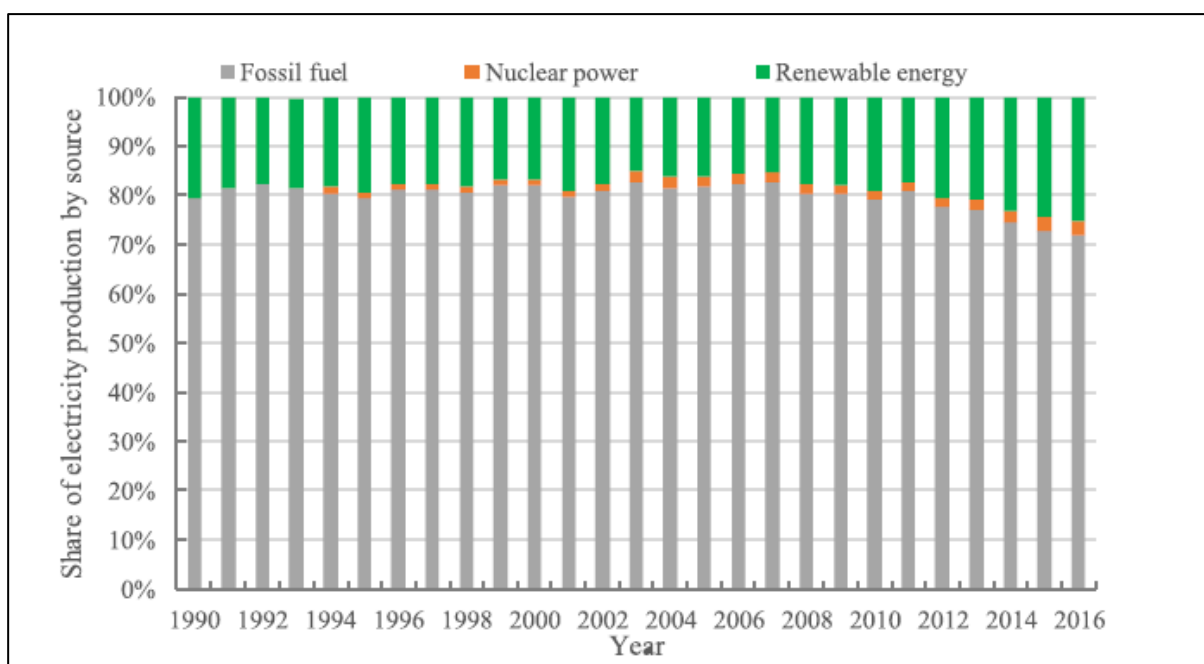


Fig 6.1 - Produção de energia por fonte na China (1990-2016) Wang et al. (2019)

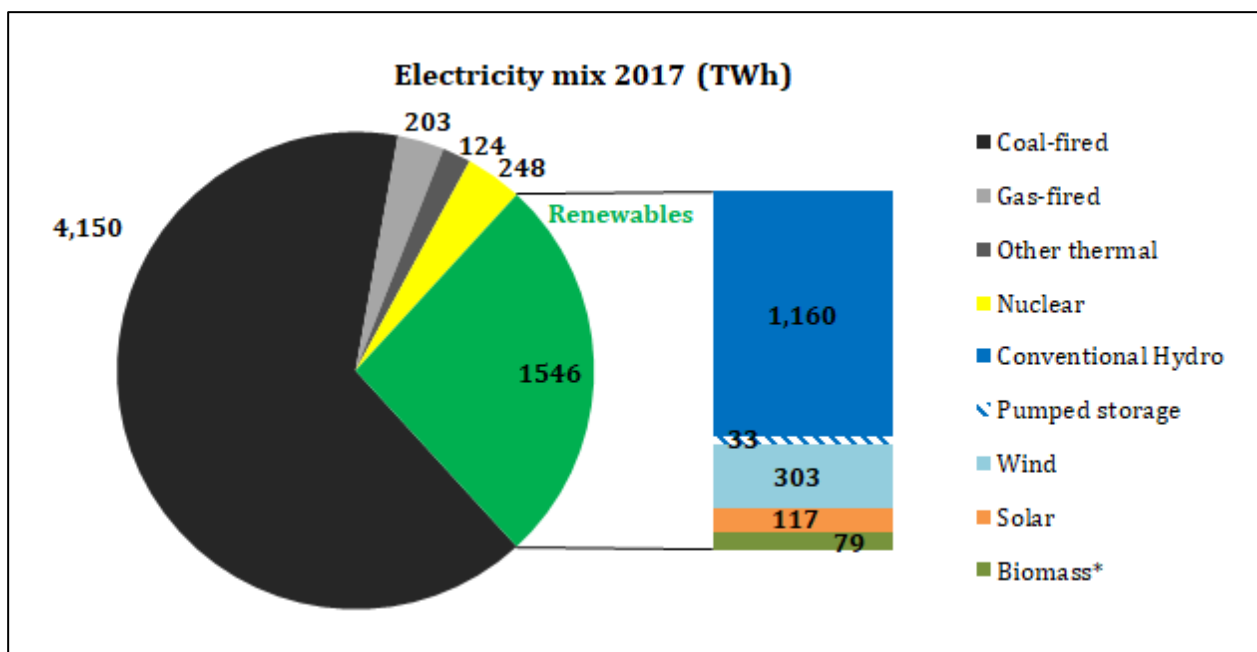


Fig 6.2- Produção de energia por fonte na China em 2017 Wang et al. (2019)

A partir de 2025, a geração de energia fotovoltaica da China gradualmente se tornará a principal fonte de energia. Atualmente, a capacidade instalada de fotovoltaica na China é a maior do mundo, com estatísticas atingindo 140 GW em 2018, e o armazenamento de energia é uma garantia para o desenvolvimento dessa energia limpa e renovável.

O histórico programa de reformas econômicas da China, criado em 1978, introduziu os princípios do mercado e abriu a economia ao investimento estrangeiro. Desde então, o setor hidrelétrico daquele país cresceu vinte vezes, atingindo uma capacidade total de 352 GW em 2018, representando mais de um quarto da capacidade total instalada do mundo. Apenas em 2018, uma capacidade adicional de 8,54 GW foi instalada, incluindo 1,5 GW de usinas reversíveis International Hydropower Association (2019).

Neste cenário, a China foi responsável por 78% das novas instalações hidrelétricas de reversíveis do mundo, tendo superado o Japão, tornando-se o país com a maior energia hidrelétrica de armazenamento (PSH), depois de atingir 29 GW de capacidade acumulada em 2018. Asian Power (2019).

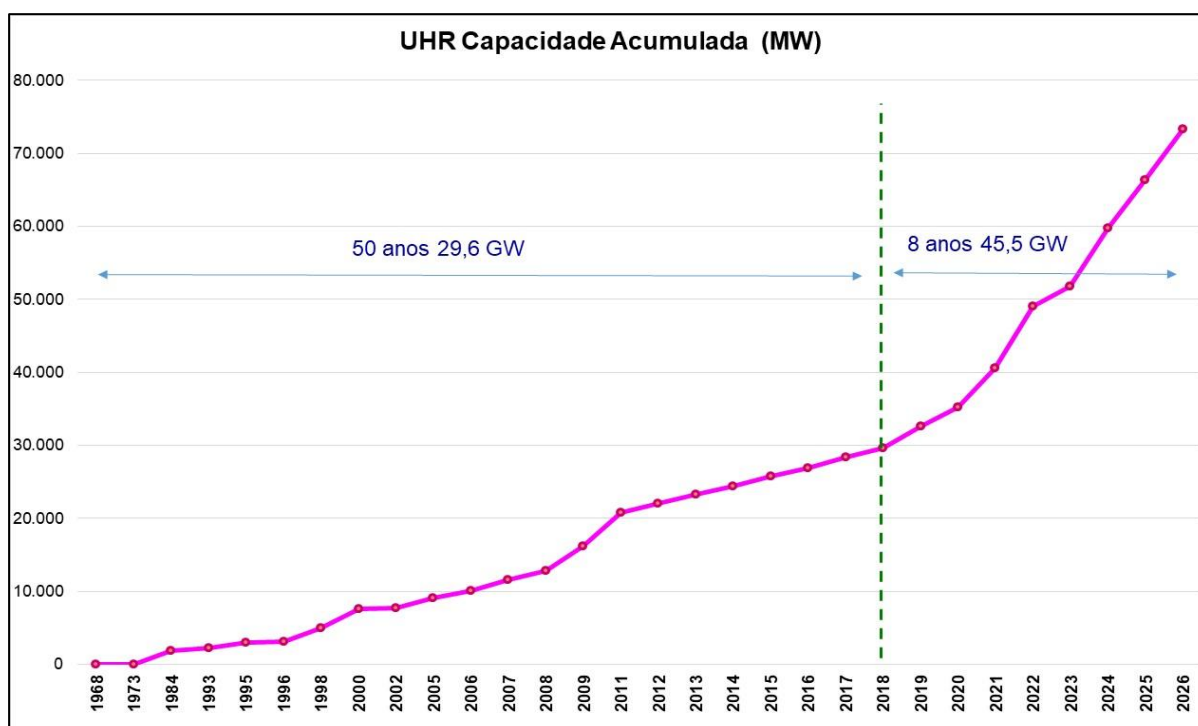


Fig 6.3: Evolução da Capacidade Acumulada de UHR de 1968 a 2026

No início dos anos 2000, o mercado de reversíveis na China passou por um “boom”, tendo, em 2004, alcançado uma capacidade instalada de 16,95 GW, motivado principalmente pela penetração crescente de energia renovável, consequência do aumento da demanda Ming, Z., Kun, Z e Daoxin, L..(2013).

Porém, o desenvolvimento das reversíveis no país foi relativamente tardio na China. Em 1968, o primeiro projeto foi colocado em operação em Gangnan, com uma capacidade de 11 MW. Cinco anos depois, a construção de outra planta foi concluída em Miyun (no norte da China), com uma capacidade instalada de 22MW.

Ambos projetos citados anteriormente são de arranjo tipo *open-loop*, ou seja, a geração de energia provém tanto da vazão afluyente do rio quanto da água bombeada para o reservatório superior. Já em 1993, foi construída a usina reversível de Panjiakou, também situada no norte da China, de capacidade instalada de 420 MW, sendo esta a primeira em arranjo *close-loop*, ou seja, toda água turbinada é proveniente do bombeamento para o reservatório superior.

Em 2002, a regulação do Setor Elétrico Chinês passou por uma reestruturação, que resultou em uma transição de integração vertical para mercados atacadistas competitivos da geração e transmissão. Na última etapa da reestruturação, não estava claro quais agentes estavam qualificados para participar no processo de construção e operação das usinas reversíveis.

Já em 2004, o governo estipulou que a construção e operação das reversíveis, em princípio, deveriam ser realizadas por empresas do setor. Além de avançar no desenvolvimento da infraestrutura, o governo chinês também implementou uma série de reformas e políticas para acelerar sua transformação de energia limpa.

Em 2018, o governo lançou sua terceira consulta pública sobre seu padrão de portfólio renovável, que estabeleceu níveis mínimos de consumo de energia renovável para as províncias. Assim, começou a reformar seu mercado de energia para fazer a transição de um despacho planejado para um mercado *spot* de eletricidade que permitisse a produção e transporte de energias renováveis primeiro, e a energia hidrelétrica deveria se beneficiar do aumento da geração renovável intermitente. Adotaram-se alguns mercados-piloto, com compra e venda de eletricidade para entrega imediata, divididos em oito províncias e regiões; no entanto, sete deles não cumpriram o prazo de 2018. Além disso, mercados de serviços ancilares que melhor remuneram os serviços de armazenamento, foram implementados com sucesso em cinco mercados regionais de energia, incluindo o nordeste da China] Ming, Z., Kun, Z e Daoxin, (2013).

Visando o desenvolvimento do mercado de reversíveis na China, este que está sendo impulsionado pela crescente necessidade de flexibilidade do sistema de energia, o país deve continuar seu crescimento e poderá instalar 18 GW nos próximos cinco anos para cumprir sua meta de 20 GW para o 13º Plano Quinquenal (FYP) até 2020 Asian Power (2019)

O armazenamento por meio de bombeamento é considerado essencial para fornecer flexibilidade ao sistema de energia e continua a ser uma prioridade na transição energética da China. A planta de 1.200 MW de Shenzhen foi comissionada em 2018 e é o primeiro projeto de armazenamento bombeado em larga escala do país, além da entrada em operação da estação de Qiongzong de 600 MW. Além disso, as principais obras civis de três projetos de armazenamento por reversíveis (1.200 MW-Fu Kang, 1.800-MW Jurong e 1.200 MW-Yongtai) começaram a ser construídas em 2018. Vários projetos convencionais também foram comissionados, incluindo 1.900 MW Huangdeng, 348 MW Sha Ping II, Estações de 920 MW Dahuaqiao e 420 MW Li Di. Enquanto isso, foram feitos progressos substanciais com o maior projeto hidrelétrico do mundo atualmente em construção, o projeto Baihetan de 16.000 MW da China Three Gorges Corporation (CTG), com a conclusão de torres de captação de túneis de vertedouro International Hydropower Association (2019).

Já Kong (2017) divide a evolução do mercado de usinas reversíveis na China em três períodos: Fase inicial (1968-1989), Fase de desenvolvimento (1990-2002) e Fase atual (2003- atual).

Um ponto particular na distribuição das fontes energéticas renováveis na China é que as reversíveis fazem parte do sistema de transmissão em vez de um ativo gerador, uma vez que evitam ou postergam novos investimentos em transporte.

Um estudo sobre a distribuição espacial de plantas de energia renovável na China apresentou as regiões onde os empreendimentos renováveis foram construídos, utilizou o método GeoDetector, que foi aplicado para revelar os fatores determinantes envolvidos no desenvolvimento das plantas de energias renováveis na China, e suas implicações políticas pertinentes.

O referido estudo traz como conclusão que:

- O Sudoeste do país contribui com cerca de 60,1% da produção de energia
- Seis províncias são ricas em hidroeletricidade
- Empresas estão concentradas em 81 municípios do Sudoeste e Noroeste, e representam 42% do total de energia renovável gerada no país
- Disparidades regionais (recursos energéticos das energias renováveis, nos níveis de desenvolvimento econômico, eficiência da política de apoio, etc.)
- A região leste e o centro da China são as regiões que importam e consomem mais energia no país
- Hidroelétricas foram construídas em 71 microrregiões, ao longo dos rios Locagan e Chin-sha
- No Noroeste, concentram-se as usinas eólicas abrangendo um total de 109 microrregiões
- Já a solar também se concentra no Noroeste, totalizando 90 microrregiões
- Biomassa é insignificante
- Em geral, o setor renovável chinês foi desenvolvido em regiões com densidade populacional menores (Oeste) enquanto o maior consumo se dá na porção leste do país

As figuras 6.4, 6.5 e 6.6 sintetizam as distribuições espaciais das fontes hidrelétrica, solar e eólica na China, resultado do estudo citado:

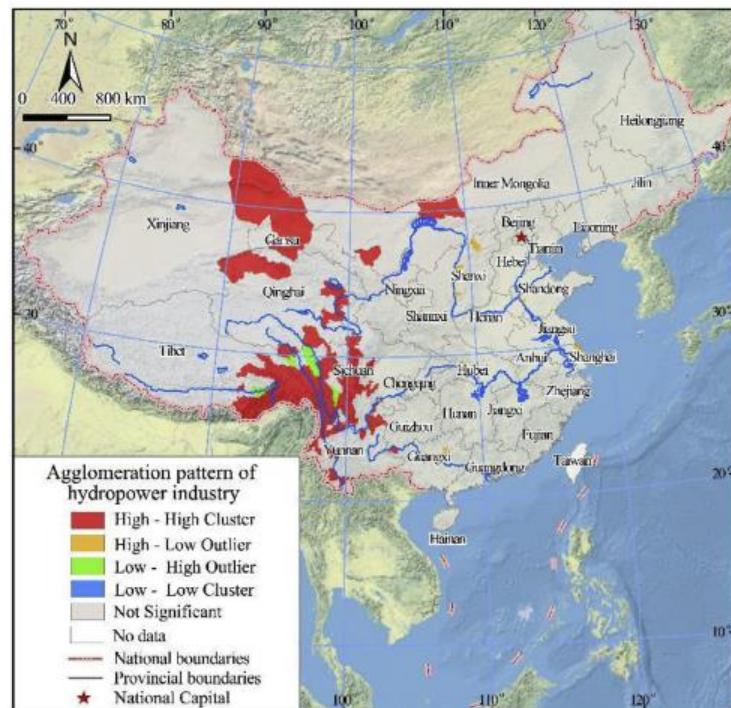


Figura 6.4 - Distribuição espacial das hidrelétricas convencionais na China Wang et.al (2019)

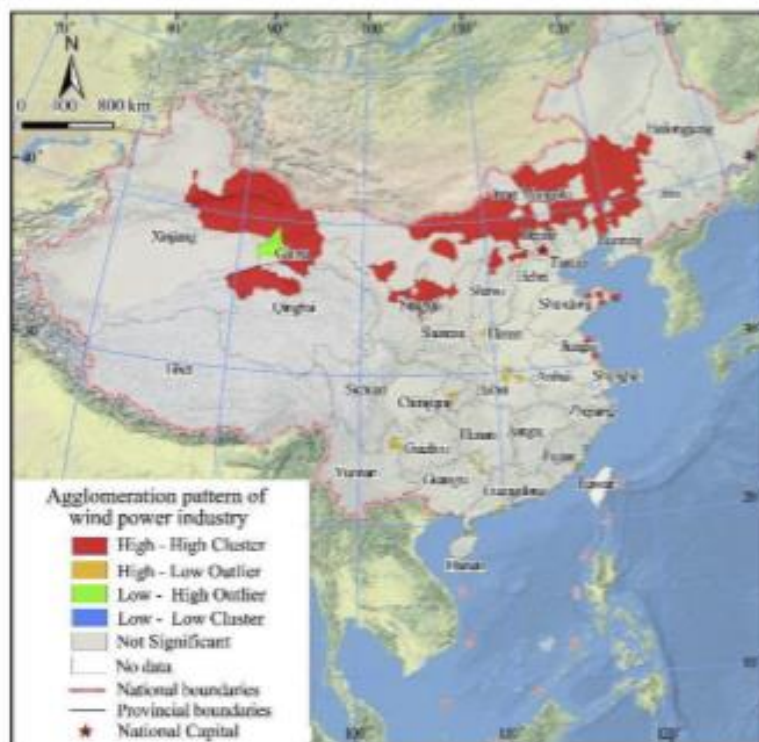


Figura 6.5 - Distribuição espacial das usinas eólicas na China Wang et.al (2019)

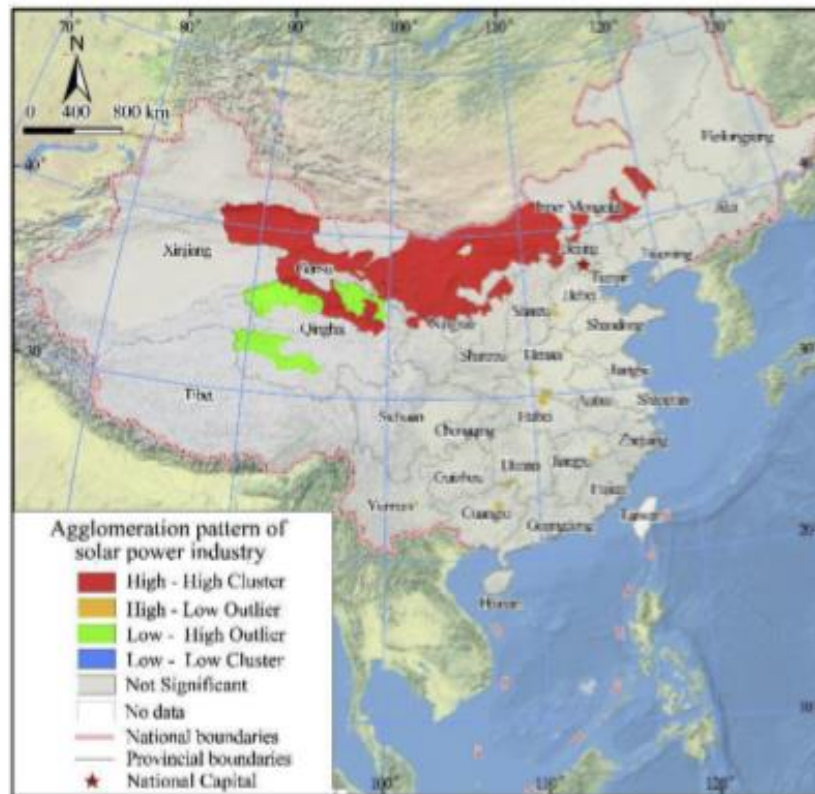


Figura 6.6- Distribuição espacial das usinas solares na China Wang et.al (2019)

É importante destacar que a crescente demanda de energia na China fez com que o mercado de energias renováveis aumentasse no país, porém a penetração dessas fontes fica dificultada pela limitação do escoamento do sistema de transmissão. No sudoeste da China, hidrelétricas são distribuídas em 71 municípios ao longo do rio Lancang (a parte chinesa do rio Mekong) e do rio Chin-sha.

Nota-se que hidrelétricas foram construídas mais à oeste do território chinês, ao passo que solar e eólica mais ao norte. Ocorre que grande parte do consumo de energia da China está concentrada no leste do país, onde situam as cidades de Pequim e Xangai. É onde as usinas reversíveis estão inseridas.

A figura 6.7 mostra que diferentemente das hidrelétricas convencionais, as reversíveis instaladas na China foram construídas predominantemente na parte leste do país, próximos aos centros de carga.

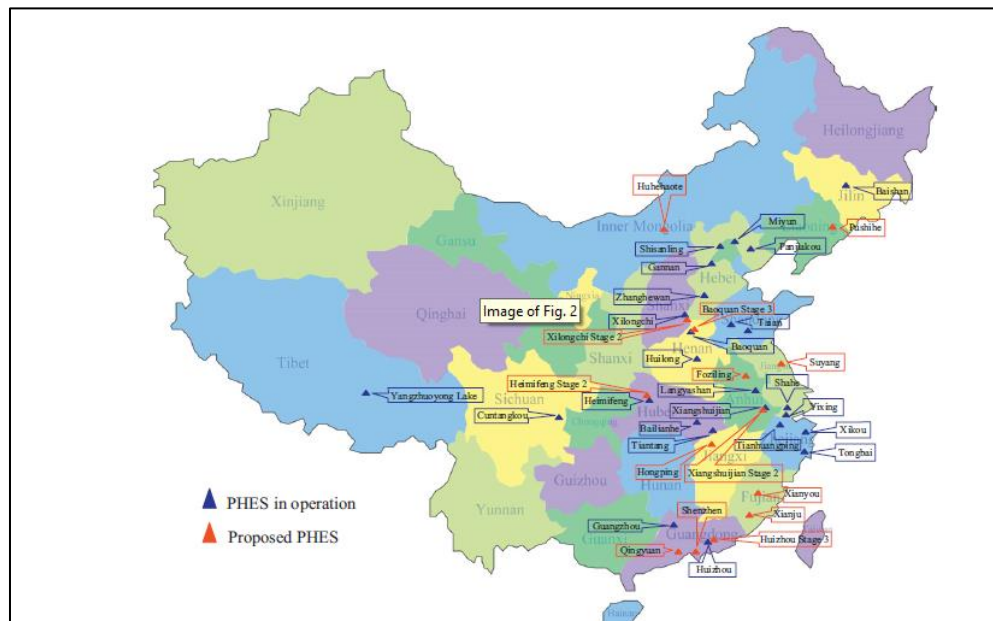


Figura 6.7 Distribuição espacial das reversíveis na China

Adicionalmente, esse estudo ainda mostra que no caso das hidrelétricas, incentivos regulatórios a níveis regionais foi um fator significativo para o desenvolvimento da indústria hidrelétrica na China.

Neste cenário, para suprir a crescente necessidade de flexibilidade do sistema, particularmente para reduzir o curtailment das fontes eólicas e otimizar as operações de carvão e usinas nucleares, a regulação atual chinesa considera as reversíveis como parte do sistema de transmissão ao invés de ser um ativo gerador.

A China formulou políticas bastante abrangentes para garantir a construção e operação de usinas reversíveis, e essas políticas incluem planejamento, trabalho preliminar, construção e operação da usina.

- Em termos de planejamento o governo chinês desenvolveu um planejamento de seleção de locais, cujos requisitos sejam baseados principalmente na rede de energia provincial ou regional, de modo a garantir uma localização razoável com racionalidade econômica e ambientalmente correta da usina reversível. De acordo com essa política, somente os locais propostos têm permissão para realizar trabalhos preliminares e aprovados para construção.
- Em termos de trabalho preliminar a China determinou quatro estágios de pesquisa e engenharia para usinas reversíveis, incluindo estudo de pré-viabilidade, estudo de viabilidade, projeto de concurso e projeto de desenhos e construção. Ainda desenvolveu requisitos técnicos de regras e regulamentos

para cada especialidade e regras para o gerenciamento da revisão, aprovação dos resultados em quatro levantamentos e estágios de engenharia, de forma a garantir a viabilidade do programa de construção de usinas reversíveis nos aspectos técnicos, ambientais, sociais e econômicos.

- Em termos de construção a China estipulou o incentivo ao investimento de capital social na construção de usinas reversíveis, incluindo operadores de redes de energia, empresas construtoras de geração de energia, e outras empresas privadas. A construção de usina reversível deve ser aprovada por autoridade provincial em energia. De acordo com os requisitos para a construção do projeto, 20% deve ser por conta do investidor e 80% empréstimos bancários. No processo de construção da usina existem procedimentos de gerenciamento de suporte que estipulam a separação de tarefas para qualidade, duração, investimento, segurança e controle de riscos.
- Em termos de operação é determinado que a usina reversível adote o preço da energia elétrica em duas partes, ou seja, preço da capacidade e preço da energia elétrica, e o princípio da programação da usina reversível.

Existem alguns modelos de gestão e de padrão de preço da energia proveniente de reversíveis Na China, esses modelos são compostos por quatro partes Ming et.al (2013):

- O padrão tarifário de uma parte (monômnia) com ma operação independente no modelo representado pelas usinas de Xikou e Xianghongdian. Notadamente, o único caminho a seguir é bombear usando energia elétrica a baixo custo e cobrar pela carga de pico. O lucro supera custos, juros e impostos.
- O padrão tarifário de duas partes, representado pela usina de armazenamento Tianhuangping, composta por um preço de capacidade. O preço da capacidade e o preço da energia são determinados pelo governo de acordo com as taxas de juros, custos, lucros, impostos e outros fatores contribuintes.
- O modelo de gerenciamento por aluguel, representado pela usina de Guangzhou, que é gerenciado de forma independente, é completamente alugado para o grid em cenários futuros, e o preço de aluguel é determinada pelo preço de capacidade, que deve cobrir juros, custos, lucros e impostos.
- O modelo de gestão completa da empresa de rede local, representada pela usina reversível de Shisanling. Neste caso, a usina despachada pela empresa de transmissão local e os custos, juros, lucros e impostos são pagos por essa empresa de transmissão.

Quanto ao futuro do mercado de usinas reversíveis na China, Kong et.al (2017) traz que existem duas ações que o país deve tomar para manter a expansão deste mercado, mas de forma mais eficiente:

- **Planejamento da capacidade:** Até 2030, a China terá construído um parque de usinas reversíveis com o sistema instalado de 110 GW, sendo que em 2050, esse valor corresponderá a 160 GW. Esse modelo segue o princípio do planejamento unificado, layout racional, exploração ordenada, aperfeiçoando o sistema, inovando mecanismo e fortalecimento da supervisão, aderente com o desenvolvimento de novas fontes de energia, segurança e estabilidade de requisitos operacionais dos sistemas de energia chineses. Isso significa que o planejador irá priorizar regiões onde o back up de transmissão é feito por meio de termelétricas, bem como em regiões de alta concentração de empreendimentos eólicos.
- **Planejamento para seleção de sites:** o planejamento obedece ao princípio de que um site deve estar próximo do centro de carga e possuir condições topográficas e geológicas superiores aos indicadores técnicos. Após o trabalho abrangente e sistemático, um grupo de sites de reversíveis com a escala apropriada e boas condições de construção são apresentados. Em um recente estudo foram recomendados e planejados 59 locais, totalizando uma capacidade instalada de 74,85 GW. Estes projetos são distribuídos principalmente nas redes elétricas do leste da China, norte da China e China Central.

Os gráficos que se seguem mostram a evolução tanto da capacidade instalada quanto da produção das fontes de energia eólica, solar e hídrica reversível, no período de 2010 a 2017.

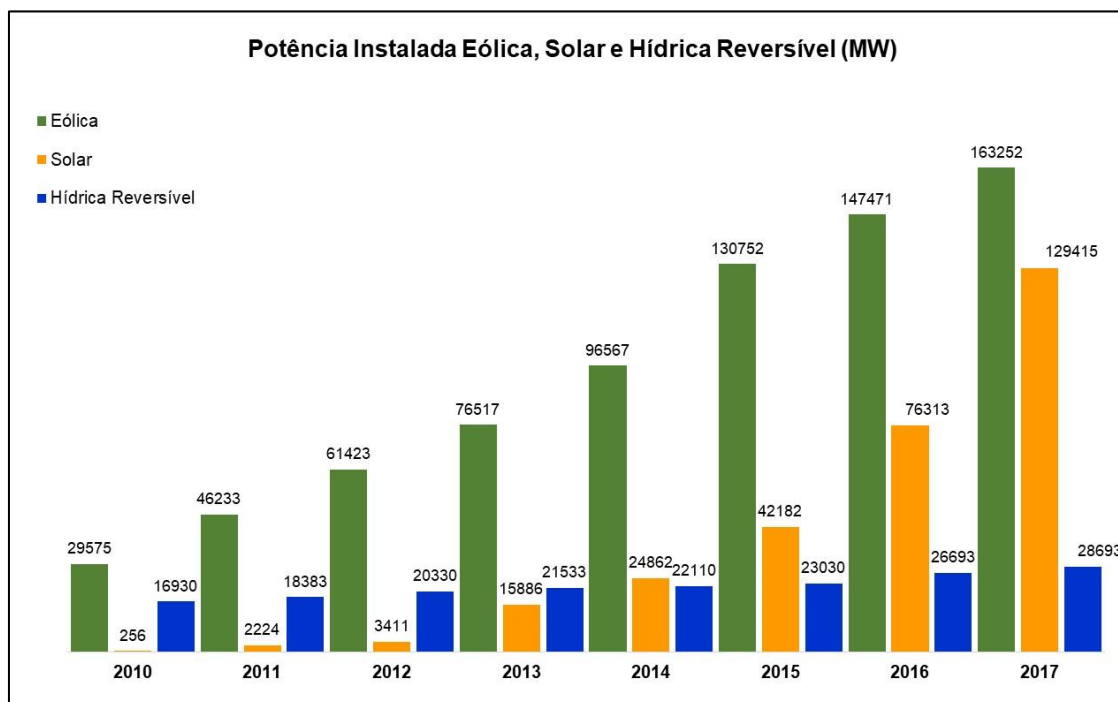


Figura 6.8 - Evolução da Potência Instalada na China - China Energy Portal (2020)

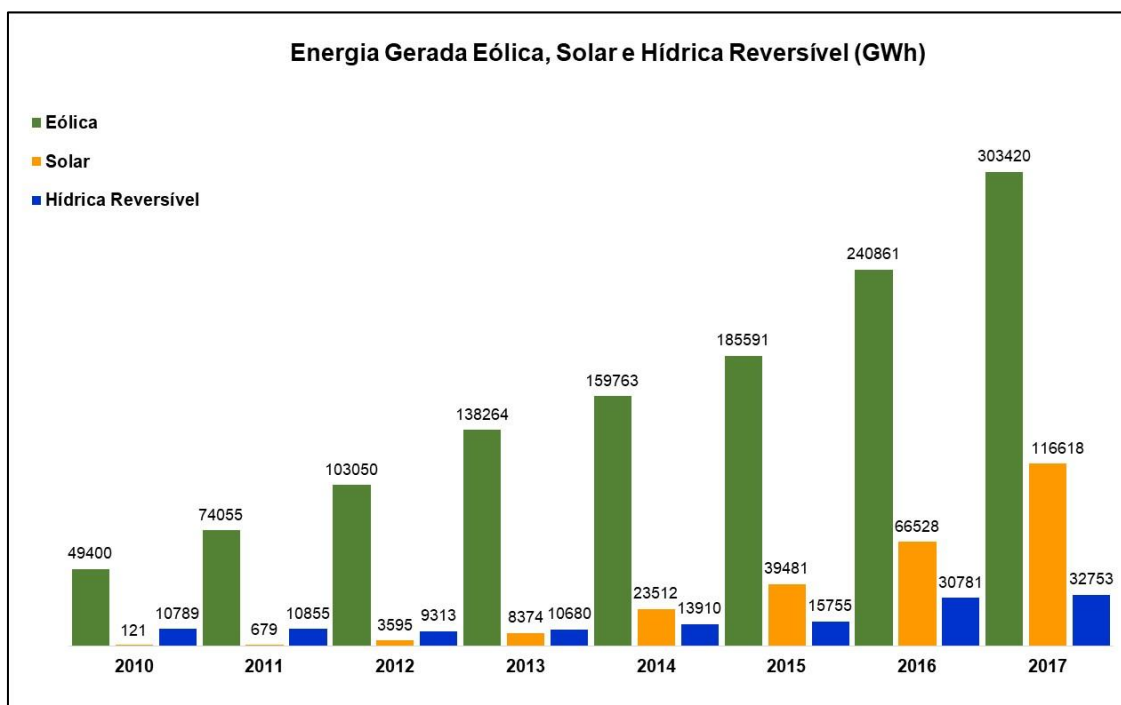


Figura 6.9 - Evolução da Produção na China China Energy Portal (2020)

6.2 Relação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis na China

O quadro 6.1 a seguir apresenta a relação de usinas hidrelétricas reversíveis na China, em operação, e o quadro 2 as usinas hidrelétricas reversíveis em construção . Verifica-se que a grande maioria (25 de um total de 31 usinas) é de ciclo fechado e que todas são de velocidade fixa.

Quadro 6.1- Relação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis em Operação na China

Nome	Circuito	Comis-siona-mento	Veloci-dade	Queda Max. (m)	Capac. Geração (MW)	Capac. Bom-beamento (MW)	Energia Estocada (GWh)
Gangnan	aberto	1968	fixa	64	11	11	-
Miyun	aberto	1973	fixa	70	22	22	0,40
Baishan	aberto	1984	fixa	105	1.800	300	90,00
Cun Tang Kou	fechado	1993	fixa	350	2	2	-
Panjiakou	aberto	1993	fixa	85	420	270	519,82
Shisanling	fechado	1995	fixa	430	800	800	5,21
Yamdruk	aberto	1996	fixa	840	113	90	0,60
Tianhuangping	fechado	1998	fixa	877	1.836	1.836	13,38
Guangzhou	fechado	2000	fixa	535	2.400	2.400	14,57
Xianghongdian	aberto	2000	fixa	64	80	80	1,66
Tiantang	fechado	2002	fixa	43	70	70	1,27
Shahe	fechado	2002	fixa	120	100	100	0,75
Tongbai	fechado	2005	fixa	244	1.200	1.200	7,13
Huilong	fechado	2005	fixa	450	120	120	1,39
Tai'na I	fechado	2006	fixa	253	1.000	1.000	6,17
Langyashan	fechado	2007	fixa	126	600	600	3,78
Yixing	fechado	2007	fixa	353	1.000	1.000	4,88
Xilongchi	fechado	2008	fixa	624	1.200	1.200	7,17
Zhanghewan	fechado	2009	fixa	305	1.000	1.000	5,98
Bailianhe	fechado	2009	fixa	195	1.200	1.200	13,94

Heimifeng	fechado	2009	fixa	295	1.200	1.200	7,71
Baoquan	fechado	2011	fixa	510	1.200	1.200	11,49
Xiangshuijian	fechado	2011	fixa	190	1.000	1.000	6,46
Huizhou	fechado	2011	fixa	532	2.448	2.448	39,72
Pushihe	fechado	2012	fixa	308	1.200	1.200	10,77
Xianyou	fechado	2013	fixa	430	1.200	1.200	8,21
Hohhot	fechado	2014	fixa	521	1.224	1.224	8,93
Qingyuan	fechado	2015	fixa	502	1.280	1.280	14,49
Hongping	fechado	2016	fixa	580	1.200	1.200	42,75
Liyang	fechado	2017	fixa	259	1.500	1.500	8,45
Shenzhen	fechado	2018	fixa	448	1.200	1.200	12,00
TOTAL					29.578		

Quadro 6.2- Relação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis em Construção na China

Nome	Circuito	Comis- siona- mento	Veloci- dade	Queda Max. (m)	Capac. Geração (MW)	Capac. Bom- beamento (MW)	Energia Estocada (GWh)
Huanggou	fechado	2019	fixa	434	1.200	1.200	11,84
Jixi	fechado	2019	fixa	599	1.800	1.800	14,73
Dunhua	fechado	2020	fixa	655	1.400	1.400	12,45
Yongtai Baiyun	fechado	2020	fixa	-	1.200	1.200	-
Fengning	fechado	2021	fixa	500	1.800	1.800	66,49
Wendeng	fechado	2021	fixa	430	1.800	1.800	11,86
Fu Kang	fechado	2021	fixa	-	1.200	1.200	-
Fujian zhou ning	fechado	2021	fixa	-	1.200	1.200	-
Shanxi Yuan	fechado	2021	fixa	425	1.200	1.200	10,51
Jinzhai	fechado	2022	fixa	322	1.200	-	8,61
Tianchi	fechado	2022	fixa	510	1.200	1.200	16,63

Weifang linqu	fechado	2022	fixa	-	1.200	1.200	-
Yimeng	fechado	2022	fixa	375	1.200	1.200	8,17
Meizhou Wuhua	fechado	2022	fixa	-	1.200	1.200	-
Yangjiang	fechado	2022	fixa	-	2.400	-	-
Zhen'an	fechado	2023	fixa	455	1.400	1.400	10,54
Jurong	fechado	2023	fixa	-	1.350	1.800	-
Qingyuan	fechado	2024	fixa	471	1.800	1.800	-
Zhejiang Chang longshan	fechado	2024	fixa	710	2.100	2.100	27,08
Xiamen	fechado	2024	fixa	545	1.400	-	10,48
Pingjiang	fechado	2024	fixa	637	1.400	1.400	10,17
Panlong	fechado	2024	fixa	428	1.200	1.200	8,60
Jiaohu	fechado	2025	fixa	-	1.200	1.200	-
Funing	fechado	2025	fixa	-	1.200	1.200	-
Anhui Yuexi	fechado	2025	fixa	390	1.200	1.200	-
Xinjiang Hami Tianshan	fechado	2025	fixa	500	1.200	1.200	8,46
Yunxiao	fechado	2025	fixa	-	1.800	1.800	-
Jinyun	fechado	2026	fixa	589	1.800	1.800	13,21
Ninghai	fechado	2026	fixa	470	1.400	1.400	11,00
Luoning	fechado	2026	fixa	604	1.400	1.400	10,51
Zhirui	fechado	2026	fixa	443	1.200	1.200	8,50
Yixian	fechado	2026	fixa	354	1.200	1.200	7,80
TOTAL					45.450		

6.3 Seleção de Usinas Hidrelétricas da China para Estudo

6.3.1 Usina Hidreletrica Reversível de Huizhou

A usina hidrelétrica reversível de Huizhou localiza-se próximo a Huizhou, na província de Guangdong, na China. Ela contém 8 turbo-bombas, totalizando uma capacidade instalada de 2.448 MW (8 x 306 MW). As primeiras unidades entraram em operação entre 2007 e 2008, e a usina foi concluída e comissionada em 15 de junho de 2011. A usina é abastecida com água por um reservatório superior, criado por duas barragens. A barragem principal tem 56 metros de altura e 156 metros de concreto compactado em rolo (CCR). A segunda barragem auxiliar tem 14 metros de altura e 133 metros de comprimento. Uma vez que a água do reservatório superior é transferida através à usina elétrica, localizada a 420 metros de profundidade, e a eletricidade produzida, a água é descarregada em um reservatório inferior. Esse reservatório inferior é formado por uma única barragem CCR de 61 m de altura.

A usina é de propriedade da Guangdong Pumped Storage Power Company Limited e gera, em média, 4.500.000 MGWh por ano. Essa usina possui a maior capacidade de energia armazenada entre seus pares no mundo.

Esse projeto é o primeiro de central elétrica de armazenamento bombeado em larga escala de regulação semanal na China. É considerado uma escolha inevitável para otimizar o fornecimento de energia de Guangdong e também como um projeto auxiliar necessário para transmissão de eletricidade do Oeste para o Leste daquele país.



Fig. 6.10 - Usina Hidrelétrica Reversível de Huizhou

Dados Técnicos da Usina Hidrelétrica Reversível de Huizhou

Capacidade: 2.448 MW	Tempo de descarga: 16 h
Turbinas: 8 x 306 MW Francis	Queda: 532 m
Reservatório Superior (V.U.): 62 hm ³	Tipo: Closed-loop
Energia Armazenável: 39.720 MWh	Comissionamento: 2011

6.3.2 Usina Hidrelétrica Reversível de Guangzhou

A usina reversível de Guangzhou está entre as mais avançadas tecnologicamente do mundo e possui capacidade instalada de 2.400MW, que inclui 8 unidades de armazenamento bombeado reversível, cuja queda bruta é de 535 m. A planta foi construída em 2 etapas. Durante o Estágio 1 (1989-1994), foram construídas unidades reversíveis de 4 x 300 MW que foram importadas da França e, no estágio 2 (1994-2000), mais unidades reversíveis de 4 x 300 MW que foram importadas da Alemanha. O complexo do projeto é constituído por reservatório inferior, sistema hidroviário, casa de força subterrânea. A água do reservatório inferior provém do Rio Liuxihe. A barragem superior é feita de enrocamento compactado com face de concreto CFRD com uma altura de 68 m, comprimento de crista de 318,52 m e largura de 7 m. O canal lateral vertedouro foi instalado na margem esquerda. A área de captação do reservatório superior é de 5,2 km², sendo o armazenamento do reservatório superior é de 24,08 hm³. A barragem inferior é feita de concreto compactado a rolo (CCR), do tipo barragem de gravidade. A parte interna da barragem é feita com concreto rolado e a superfície tem 1,5 m de espessura do RC normal. Existe uma galeria através da parte do barramento de montante da barragem inferior que liga as margens esquerda e direita. A barragem inferior tem a altura de 43,5 m, o comprimento da crista de 153,12 m e a largura de 7 m. O vertedouro da crista foi instalado no meio da barragem. A área de captação do reservatório inferior é de 13,2 km², sendo o armazenamento de 23,42 hm³.



Fig. 6.11 -Usina Hidrelétrica Reversível de Guangzhou

Dados Técnicos da Usina Hidrelétrica Reversível de Guangzhou:

- Capacidade: 2.400 MW
- Comissionamento: 2000
- Tempo de descarga: 6 h
- Turbinas: 8 x 300 MW Francis
- Queda: 535 m
- Tipo: Closed-loop
- Reservatório Superior (V.U.): 24,08 hm³
- Energia Armazenável: 14.570 MWh



Fig. 6.12 -Usina Hidrelétrica Reversível de Guangzhou

6.6.3 Usina Hidrelétrica Reversível de Tianhuangping

A Usina Reversível de Tianhuangping está localizada em Tianhuangping, Anji County, Província de Zhejiang, na China. A usina possui capacidade instalada de 1.836 MW, utilizando 6 turbo-bombas Francis em uma queda bruta de 877 m. A construção começou em 1993 e a usina foi concluída em 1998.

Barragem de Tianhuangping

Situada no riacho Daxi, a represa de Tianhuangping forma o reservatório inferior da usina. A barragem de preenchimento de rocha com face de concreto tem 72 metros de altura e 577 metros de comprimento. A barragem forma um reservatório que pode

armazenar 6,77 hm³ de água e contém um vertedouro de barragem lateral não controlado que pode descarregar 536 m³/s.

Reservatório superior

Do reservatório inferior, a água é bombeada para o reservatório superior, cortado na montanha e formado com a ajuda de quatro barragens de sela. Quando a energia está sendo gerada, a água sai do reservatório e cai através de dois condutos de 882 metros de comprimento e 7 metros de diâmetro, em direção à usina. Antes de atingir as turbinas reversíveis, a água se ramifica em seis tubos de derivação.

Os seis tubos de derivação conduzem a água às seis turbinas. Cada turbo-bomba Francis reversível tem uma capacidade instalada de 306 MW de capacidade. As turbinas e geradores estão alojados numa casa de força subterrânea medindo 198,7 metros de comprimento, 21 metros de largura e 47,7 metros de altura.



Fig. 6.13 - Usina Hidrelétrica Reversível de Guangdong

- Capacidade: 1.836 MW
- Comissionamento: 1998
- Tempo de descarga: 7 h
- Turbinas: 6 x 306 MW Francis
- Queda: 877 m
- Tipo: Closed-loop
- Reservatório Superior (V.U.): 10,08 hm³
- Energia Armazenável: 13.380 MWh

6.4 Referências

[1] Asian Power

Disponível em <https://asian-power.com/power-utility/news/china-accounted-78-worlds-new-pumped-storage-hydropower-installations>

Acessado em: 23/09/2019

[2] International Hydropower Association, 2019 Hydropower Status Report.

Disponível em <https://www.hydropower.org/country-profiles/china>

Acessado em: 23/09/2019

[3] Wang et.al “A study on the spatial distribution of the renewable energy industries in China and their driving factors” Renewable Energy 139, 2019, pag 161e175

[4] Ming, Z., Kun, Z e Daoxin, L. “Overall review of pumped-hydro energy storage in China: Status quo, operation mechanism and policy barriers “Renewable and Sustainable Energy Reviews 17, 2013, pag 35–43

[5] Ming et.al “Development of China's pumped storage plant and related policy analysis”, Energy Policy 61, 2013, pag 104–113

[6] Kong et.al “Pumped storage power stations in China: The past, the present, and the future” Renewable and Sustainable Energy Reviews 71, 2017, pag 720–731

[7] China Energy Portal

Disponível em <https://chinaenergyportal.org>

Acessado em: 21/01/20207

7. Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Japão

7.1 Breve histórico do desenvolvimento da indústria de energia elétrica no Japão

O início da eletrificação no país deu-se durante a *Era Meiji* (de 1868 a 1912), período no qual ocorreu a *Revolução Meiji*, que culminou na abertura do Japão ao comércio exterior, após séculos de isolamento com o mundo. Novos produtos, tecnologias, vestimentas e costumes estrangeiros deram entrada no continente neste período.

Em 1878, a primeira lâmpada foi acesa com energia elétrica, na inauguração de abertura do Escritório de Telégrafo Central. Em 1886, teve início as operações da *Tokyo Electric Lighting*, a primeira empresa de energia, sendo ela privada. E no ano seguinte começou a fornecer energia elétrica para o público em geral. No início o uso era essencialmente para iluminação, e gradualmente foi se tornando uma alternativa aos motores a vapor. Na época, foi adotada a tecnologia alemã com sistema operando a 50 Hz, na região de Tóquio. Mais tarde, no sistema de Osaka (metade oeste do país), o sistema adotado foi a tecnologia norte-americana, operando a 60 Hz. Houve então uma rápida expansão da eletricidade, chegando a atingir centenas de companhias de eletricidade implantadas em todo o território, no final do século.

Na primeira metade do século 20, houve a consolidação da tecnologia de transmissão de longa distância e a construção de grandes usinas térmicas e hidroelétricas. O setor elétrico começa a ter como base a geração por hidroeletricidade. Após a 2ª Guerra Mundial, devido a demanda por energia não conseguir ser atendida, o setor elétrico é reestruturado como medida de democratização da economia, resultando em 9 distribuidoras (10 a partir de 1972) de energia divididas (ou monopolizadas) por área de concessão, sendo todas privadas e verticalizadas.

As 10 companhias de eletricidade são: HEPCO - Hokkaido Electric Power Company, Tohokuden - Tohoku Electric Power Company, TEPCO - Tokyo Electric Power Company, Hokuden - Hokuriku Electric Power Company, Chuden - Chubu Electric Power Company, KEPCO - Kansai Electric Power Company, CEPCO - Chugoku Electric Power Company, SEPCO (Yonden) - Shikoku Electric Power Company, Kyuden - Kyushu Electric Power Company e a Okiden - Okinawa Electric Power Company.

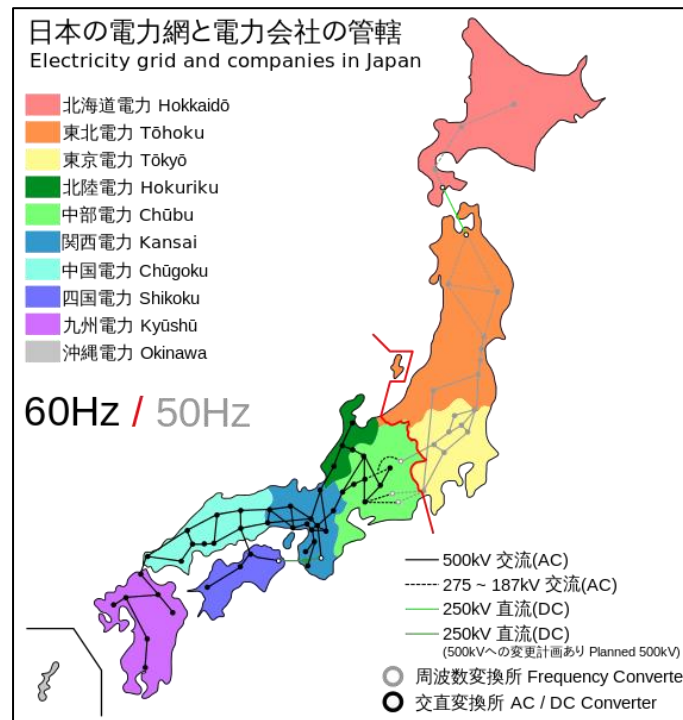


Figura 7.7 - Sistema de transmissão e companhias de eletricidade no Japão

A partir da segunda metade da década de 1960, a geração de eletricidade, que era baseada principalmente em geração hidrelétrica, passou a ser substituída pelas termoelétricas. Em 1966, houve o início de operação da primeira usina nuclear; e em 1973 mais de 60% das usinas que geravam eletricidade eram alimentadas a óleo cru. A dependência do petróleo se tornava cada vez maior no país, e com as crises de 1973 e 1979 (onde o preço nominal chegou a subir cerca de dez vezes), a questão energética se tornou um grave problema social, impulsionado também pela crescente poluição gerada pela matriz energética. E por ser uma ilha isolada, não existe a possibilidade de importação de energia elétrica dos vizinhos, como em outros países. Por esses motivos, desde então, o desenvolvimento do setor elétrico no Japão tem sido orientado por políticas de diversificação da matriz (principalmente na expansão das centrais nucleares, do uso de GNL e eficiência energética) e pela busca na obtenção do “mix ótimo de energia”. A partir do final do século 20, tem-se início a desregulamentação e inserção de competição no mercado de energia, através da liberalização do mercado e a criação do Mercado Atacadista de Energia. A integração vertical é mantida (geração, transmissão e distribuição) para garantir a segurança energética. Em 1995, com a revisão do marco regulatório, organizações como a IPP (*Independent Power Producers*) são autorizadas a comercializar no mercado atacadista. Os grandes consumidores são autorizados a participar desde 2000, e a partir de 2016, foi implantada a desregulamentação completa, permitindo a todos os consumidores optar pelo mercado livre de energia. Esta fase da reforma se completará em 2020, com a

desverticalização da transmissão e distribuição, transformando a estrutura que vinha se mantendo desde 1951. Em 2011, com o acidente na Usina Nuclear de Fukushima, inicia-se uma grande discussão sobre como manter a segurança energética, o aumento da oferta e a redução dos custos. O intercâmbio de energia entre os sistemas de 50 Hz e 60 Hz são reforçados. A fonte nuclear continua sendo importante para manter o *mix* de fontes energéticas, mas os esforços no aumento das energias renováveis se intensificam. Quase todas as usinas nucleares são desligadas, e com isso, 90% da energia elétrica vêm da queima de óleo, carvão e gás. Em 2013 foi instaurada nova política energética para reforma do setor elétrico, com execução em 3 etapas (expansão dos intercâmbios entre as regiões, abertura para todos os consumidores para entrada no mercado livre e a separação legal das empresas de transmissão e distribuição). A proposta do novo mix de energia ainda mantém o emprego da energia nuclear na base, mas com menor participação, ficando de 20% a 22%, térmica em 56% (27% GNL, 26% carvão e 3% óleo), hidráulica em 9% e demais fontes renováveis em 13%. Com isso, a geração por fontes renováveis tem crescido 29% ao ano desde 2012, enquanto a geração hidráulica não sofreu aumentos significativos. Atualmente, devido à revisão do compliance das empresas para operação das usinas nucleares, decorrente do novo marco regulatório, das 26 usinas existentes, 5 passaram nas novas regras e desses, apenas 2 voltaram à operação comercial. Esforços estão sendo feitos no sentido de restabelecerem a operação das demais usinas.

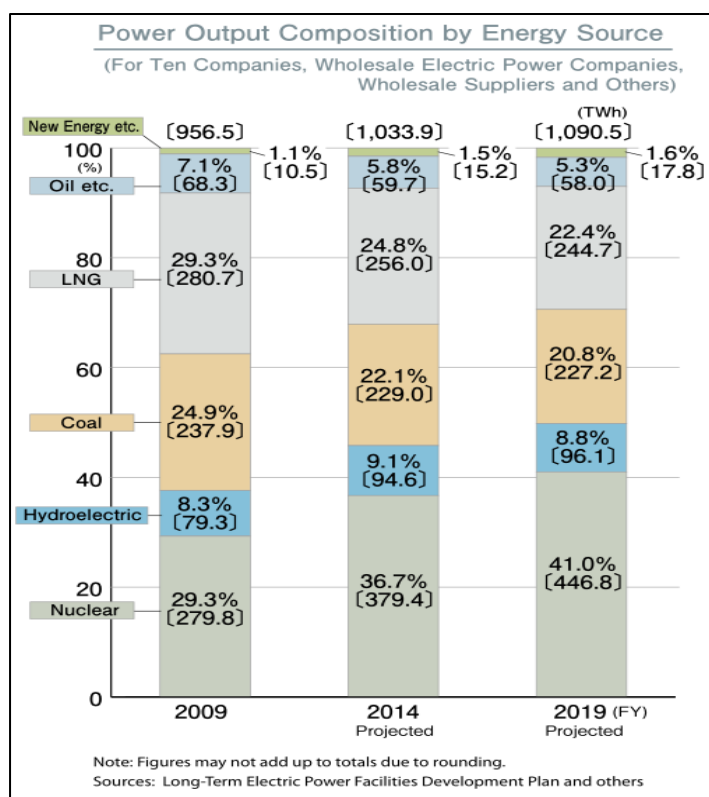


Figura 7.2 - Mix de geração de energia elétrica antes do acidente de Fukushima em 2011. Fonte: FEPC 2011, Electrical Review Japan

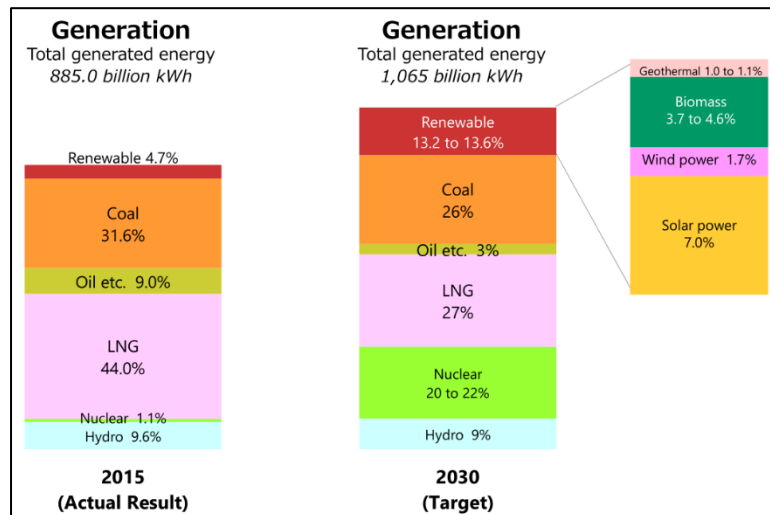


Figura 7.8 – Mix de geração de energia elétrica após o acidente de Fukushima.
Fonte: EGC 2018, Electricity System and Market in Japan

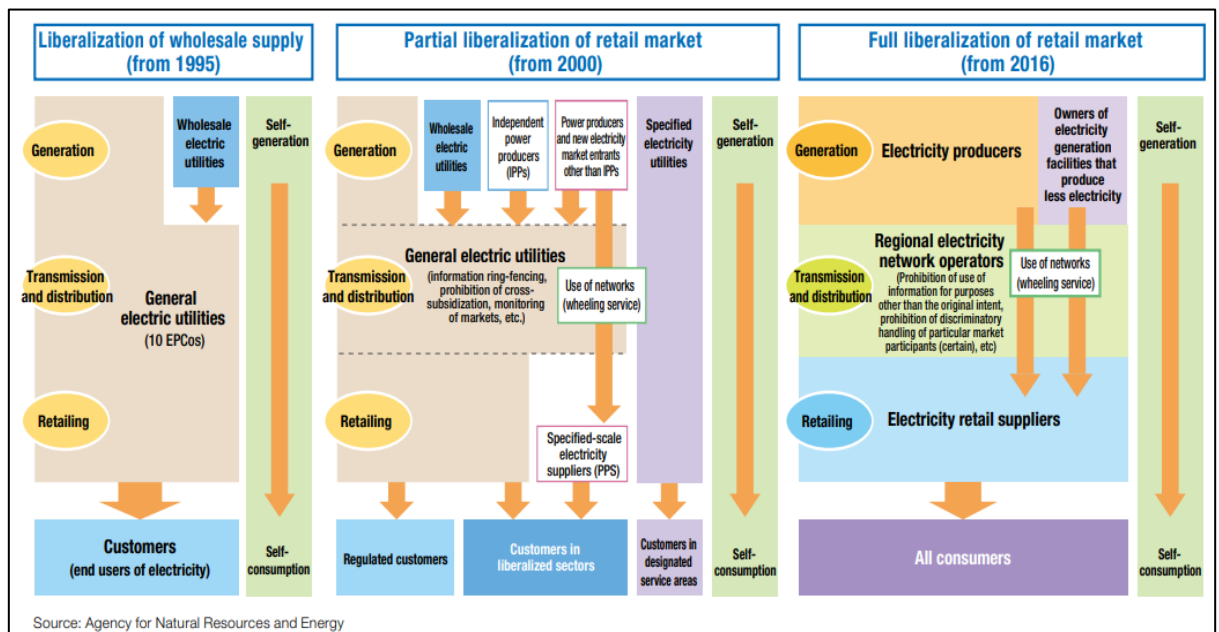


Figura 7.9 – Evolução histórica do mercado de energia

Para se ter uma ideia de comparação, em 2016, a energia elétrica representava 40% da demanda de energia total, com uma carga de 97.000 MW médios (equivale em torno de 75% da carga do SIN no Brasil) e demanda máxima de 165,2 GW, atendendo uma população de 127 milhões de habitantes dentro de um território pouco maior que o Estado de Mato Grosso do Sul.

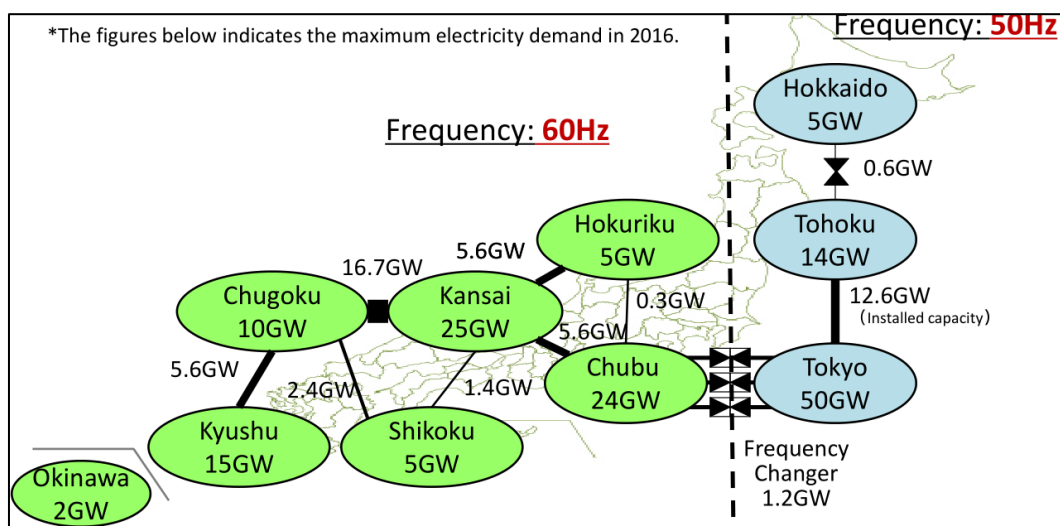


Figura 7.10 – Demanda máxima por região e potência máxima de intercâmbio.

Fonte: EGC 2018, Electricity System and Market in Japan

As interconexões entre as regiões foram construídas pelas próprias distribuidoras de energia, por isso são limitadas. As cargas mais representativas estão na região de Tokyo (TEPCO), Chubu e Kansai. A região de Hokkaido é mais adequada para geração eólica e Kyushu para geração solar, por se situar mais ao sul. As interconexões estão sendo expandidas com foco na estabilidade do sistema e incorporação de geração por fontes renováveis.

7.2 O mercado atacadista de energia

Em abril de 2005 entrou em operação a *Japan Electric Power Exchange (JEPX)* para estimular as transações na bolsa de energia do mercado atacadista, oferecendo instrumentos aprimorados para venda de energia e incentivando a formação de preços para auxiliar na avaliação de investimentos. Os principais participantes do mercado são os geradores de energia que vendem no mercado atacadista e comercializadores no varejo. Outros players como distribuidores regionais que operam usinas renováveis remuneradas por tarifa *feed-in* também participam em menor número, como membros especiais, para facilitar a compra e venda dessa energia incentivada. Em setembro de 2018, 145 empresas estavam cadastradas como membros. As seguintes transações podem ser feitas na JEPX:

- mercado spot: negociação em incrementos de 30 minutos para entrega no dia seguinte. Em 2016, aproximadamente 3% do volume total de eletricidade foi vendido neste mercado, em 2017 este número subiu para 7%, e em abril de 2018, o volume transacionado correspondeu de 15% a 20% da demanda total;
- mercado a termo: a entrega da energia é em um período futuro especificado. Ex: produtos mensais de 24 horas ou produtos diurnos semanais;

- mercado *intra-day*: este mercado é destinado para correção de desalinhamentos não esperados entre oferta e demanda, que ocorrem entre a transação no mercado spot e a entrega da energia (mínimo de 1 hora depois);

- *Bulletin board trading market*: este mercado destina-se aos pequenos produtores para comercialização de geração distribuída e “geração verde”, com participação de não-membros da JEPX.

A fim de incentivar uma maior concorrência no mercado de varejo, conforme descrito acima, o governo japonês está estudando a implantação de vários outros tipos de mercados. A intenção na criação desses novos mercados não convencionais é melhorar a liquidez dos mercados existentes. Os principais mecanismos em estudo são:

- mercado de energia de base: mercado destinado a dar chances iguais para empresas participantes e novos entrantes de comprarem energia de usinas que atendem a base da carga (termonucleares, térmicas a carvão e grandes hidrelétricas), estimulando assim o aumento da competição;

- mercado de capacidade: mercado destinado a garantir um maior grau de investimento na construção de novas usinas, e também na substituição de usinas antigas por novas;

- mercado de equilíbrio (*balancing market*): o controle de frequência e o equilíbrio da oferta e demanda é feita localmente por cada distribuidora dentro de sua área de concessão. Este mercado serve para eficientizar estas operações levando em consideração os intercâmbios entre as diferentes regiões e garantindo que os operadores contratem a capacidade necessária ao menor custo;

- mercado de negociação de valor não fóssil (*non-fossil value trading*): o mercado atacadista não faz distinção entre geração com combustíveis fósseis e não-fósseis, obscurecendo assim o valor real da geração por fontes não-fósseis. O custo do valor ambiental também deve ser levado em consideração. Espera-se que o estabelecimento deste mercado ajude o Japão a atingir suas metas de aquecimento global, promovendo o uso de um mix de geração de energia consistente com suas necessidades.

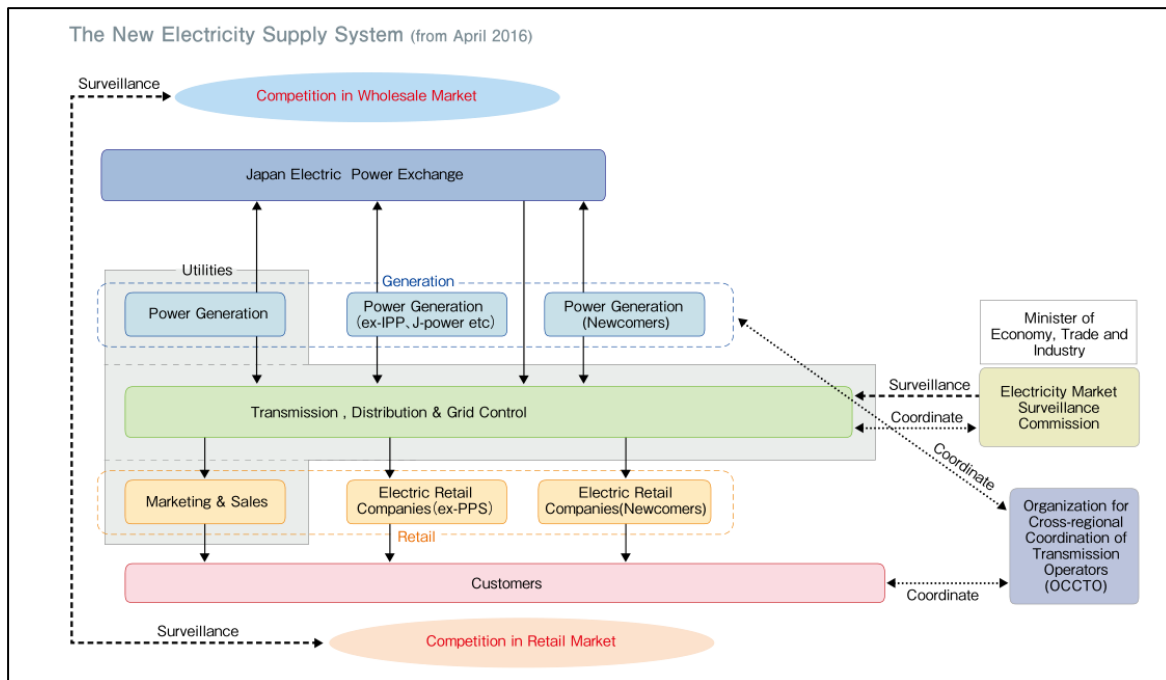


Figura 7.11 – Nova estrutura do mercado de energia elétrica

No final de junho de 2018, cerca de 11,3% dos consumidores residenciais já haviam aderido ao novo plano de suprimento de energia.

7.3 As Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Japão

7.3.1 Introdução

A energia hidrelétrica é empregada como fonte de energia na base da curva e uma fonte de energia para responder aos picos de carga. No final de março de 2017, a capacidade total instalada de usinas hidrelétricas chegou a 49.520 MW, dos quais as reversíveis representavam cerca de 56% deste número. Após as crises do petróleo, as hidrelétricas voltaram a se tornar economicamente atraentes em relação ao custo de geração das usinas termelétricas. Todos os grandes locais para construção de hidroelétricas já foram utilizados, e hoje a construção se limita a locais com pequenos aproveitamentos. O *gap* entre o consumo diurno e noturno continua crescendo, e em resposta, as companhias de eletricidade têm aumentado a utilização de usinas reversíveis para atender a demanda e otimizar a curva de geração, ou seja, o sistema se baseia principalmente nas usinas reversíveis para controlar o equilíbrio da oferta e demanda de energia elétrica.

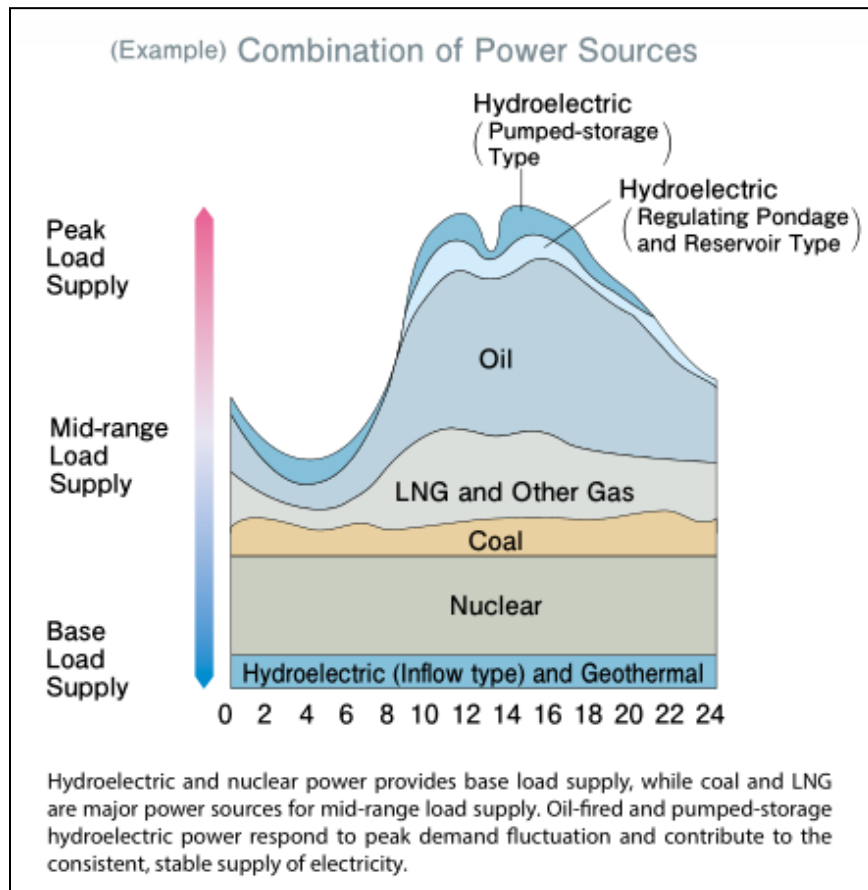


Figura 7.12 - Exemplo do mix de geração para atendimento da carga diária.

As usinas reversíveis são as últimas a serem despachadas.

Historicamente, uma usina reversível foi sempre construída em combinação com uma usina nuclear, sendo o custo de construção da UHR considerado como parte das despesas necessárias para a construção da usina nuclear. De fato, sem uma usina de armazenamento bombeado, não haveria meios para armazenar o excesso de eletricidade gerada a noite, dificultando a operação da usina nuclear. A maioria das usinas hidrelétricas reversíveis opera dentro do ciclo diário, pois o reservatório delas permite um tempo de geração máximo de 6 a 8 horas. Neste caso, a água é bombeada de madrugada quando o consumo de energia do sistema é baixo, e a energia é gerada durante o dia, quando a demanda é alta. Atualmente, com a diminuição da geração nuclear e o crescimento da geração solar, a inversão dos períodos de bombeamento/geração (bombeamento de dia e geração de madrugada) tem sido adotada em regiões onde há geração por usinas fotovoltaicas. As usinas reversíveis também desempenham um papel como carga para estabilizar o sistema (frequência e tensão) e servem também como fonte de energia para "black start" de outras usinas.

Entretanto, há questionamentos sobre a validade no emprego das usinas reversíveis. Em novembro de 2014, o Ministério da Economia, Comércio e Indústria

(METI) divulgou um estudo que apontou que, apesar do Japão ter uma das maiores capacidades instaladas de UHR do mundo, ao comparar a capacidade de geração e a geração de energia real, o fator de capacidade em 2013 foi de apenas 3%, muito baixo em comparação com Estados Unidos e Alemanha (em torno de 10%). Isso ocorre porque, embora as usinas tenham uma potência instalada alta, sua capacidade de armazenamento individual é muito pequena, devido à falta de recursos hídricos abundantes.

Na figura 7.8 a seguir é apresentada um exemplo de operação de usina reversível na área da TEPCO (*Tokyo Electric Power Company*). A TEPCO possui e opera 15 usinas com 11.703MW de capacidade, totalizando 51 máquinas, onde 4 são de velocidade variável.

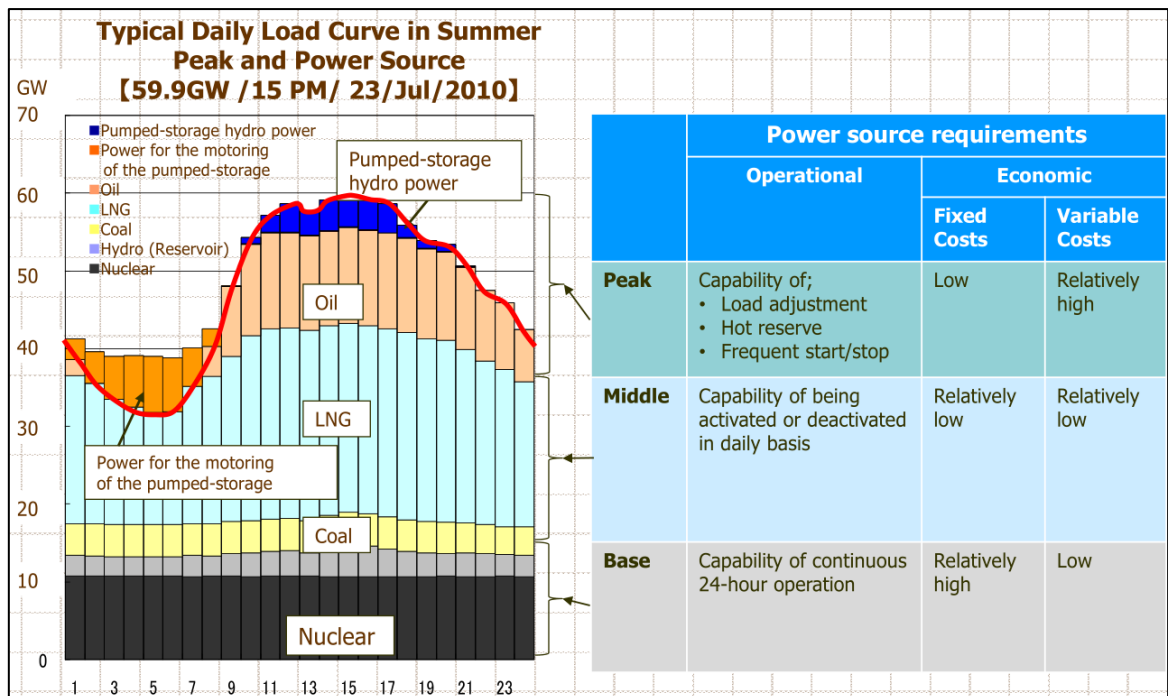


Figura 7.13 - Geração de UHR na área da TEPCO.

Fonte: TEPCO 2015, Operation of PSHP in TEPCO

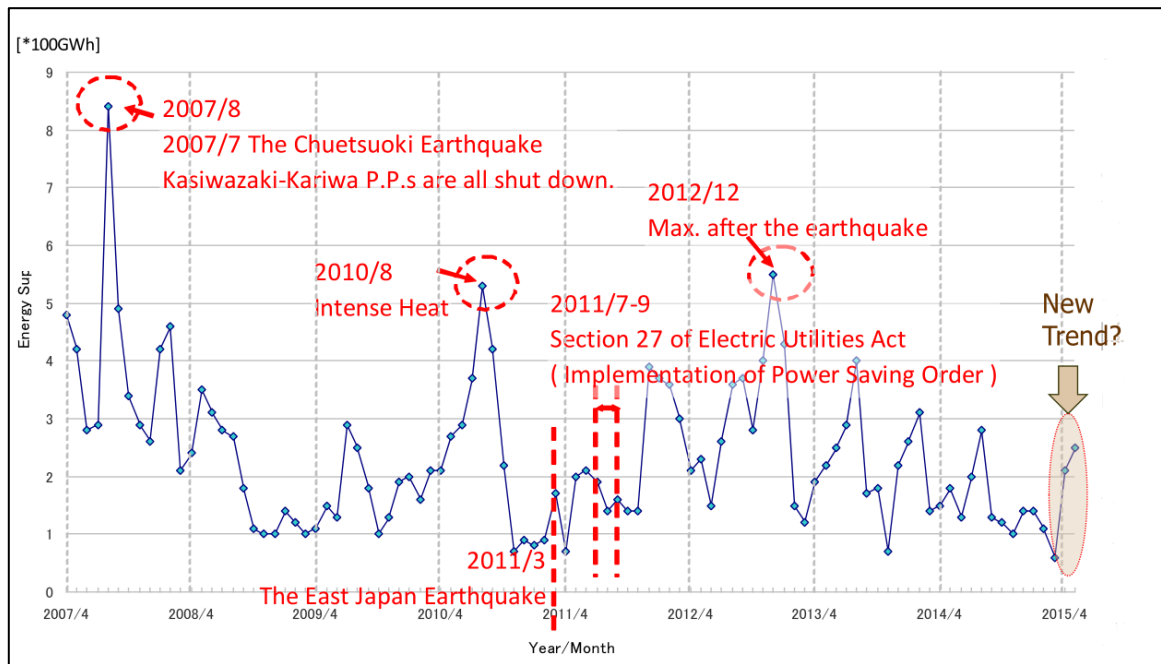


Figura 7.14 – Geração mensal das UHRs na área da TEPCO.

Fonte: TEPCO 2015, Operation of PSHP in TEPCO

O Japão é um continente sujeito a condições severas de adversidades, tais como, terremotos, furacões, tsunamis, etc. Nesses momentos, por questões de segurança, algumas usinas (principalmente as nucleares) são desligadas. No gráfico da Figura 7.14 pode-se observar as adversidades ocorridas desde 2007. Neste ano, a Usina Nuclear de Kashiwazaki-Kariwa, a maior do Japão com potência instalada de 8.212MW, foi desativada durante 21 meses devido a um terremoto que abalou a região. Para atender a demanda, todas as usinas reversíveis foram despachadas para geração com capacidade máxima. Em 2010 desta vez, foi em decorrência das altas temperaturas de um verão atípico. E a partir de 2011, com os desligamentos das usinas nucleares, o despacho das usinas reversíveis tem se mostrado mais recorrente, caracterizando uma possível nova tendência.

A seguir é apresentada uma tabela com a lista das usinas reversíveis existentes no Japão. No total são 45 usinas em funcionamento e uma em construção. Elas podem ser caracterizadas como:

- estão espalhadas por todo o território japonês e são operadas pelas distribuidoras de cada região;
- 35 são de circuito fechado e as demais de circuito aberto;
- o ano de comissionamento vem desde a década de 1960 sendo o mais recente em 2014. Os próximos estão previstos para entrarem apenas a partir de 2028;

- a maioria das máquinas são de velocidade fixa. Apenas 14 máquinas instaladas em 9 usinas são de velocidade variável;

- todas atendem à demanda de ponta com ciclo diário e servem de backup para outras usinas, principalmente a nuclear;

- quase todas as turbinas são do tipo Francis e todas fabricadas por empresas japonesas (Hitachi, Toshiba e Mitsubishi)

- todas as casas de máquinas são subterrâneas alimentadas por túneis.

7.3.2 Agrupamento das UHRs existentes, UHRs em projeto e UHRs em construção

O quadro adiante apresenta a relação de usinas hidrelétricas reversíveis no Japão.

Nome	Configuração	Comissionamento	Pump-Turbine type	Max head (m)	Capacidade de geração (MW)	Energia armazenada (GWh)	Capacidade de Reservatório superior (MM m3)	Usado para	Benefício da usina	water flow rate through turbines (m3/sec)	Turbinas
Kyogoku	closed-loop	2014	fixed speed	369	600						
Kyogoku N°2	open-loop	2015			200						
Niikappu	open-loop	1974	fixed speed	99	200	1,16	145,00	peaking load and backup	power generation, water/flood management		2 x 100MW, Deriaz turbine, MHI Japan, Generator Manufacturer: Melco Japan
Takami (Koken)	open-loop	1983 a 1993	variable speed	104	200	1,91	229,00	peaking load and backup	power generation, water		2 x 100MW, Deriaz, Deriaz adjustable, Turbine: MHI Japan, Generator: Melco Japan
Numazawa N°2	closed-loop	1981	fixed speed	215	460	3,58	44,70	peaking load and backup	power generation	250	2 x 230MW, Francis, hydraulic head=214m
Shiobara	closed-loop	1994 a 1995	fixed speed	338	900	7,00	11,90	peaking load and backup	power generation	324	2 x 335MW, HH=338m 1 x 365MW, T & G: Toshiba, HH=338
Imaichi	closed-loop	1988 a 1991	fixed speed	524	1.050	8,85	7,07	peaking load and backup	power generation	240	3 x 350MW, Francis Pumped Turbine, G: Toshiba, HH=524m

Numappara	closed-loop	1973	fixed speed	478	675	5,50	4,34	peaking load and backup	power generation, city water	172,5	3 x 225MW, HH=478m
Yagisawa	closed-loop	1965	variable speed pumping a partir de 1990	93	240	1,57	204,30	peaking load and backup	power generation	300	3 x 87MW, Francis pump turbine, 150rpm, HH=93.5m
Tanbara	closed-loop	1982	fixed speed	518	1.200			peaking load and backup	power generation	276	4 x 335MW, Francis pump turbine
Kan'nagawa	closed-loop	2005 a 2012	fixed speed	653	940	22,54	19,17	peaking load and backup	power generation	510	2 x 470MW, Francis pump turbine, Toshiba, HH=653
Kan'nagawa (em construção)	closed-loop	2005	fixed speed	653	1.880	22,54					4 x 470MW
Shin-Takasegawa	closed-loop	1979	fixed speed	229	1.280	20,27	76,20		power generation		4 x 320MW, T: MHI Japan, Francis Reversible Pump Turbine, G: Toshiba, HH=229m
Midono	closed-loop	1970	fixed speed	79	245		15,10	peaking load and backup	power generation	360	2 x 64MW, T: Fuji Japan, Francis, G: Hitachi, HH=79,8m 2 x 64MW, T: Fuji Japan, Francis pump turbine, G: Hitachi, HH=79,8m
Azumi	open-loop	1969	fixed speed	135	623		123,00	peaking load and backup	power generation	540	2 x 105,5MW, turbine & generator: Toshiba, Francis, 200rpm, HH=135,78m 4 x 103MW, turbine & generator: Toshiba, Francis Pump Turbine, 188rpm, HH=134,86m

Kazunogawa	closed-loop	1999 a 2000	variable speed	714	1.200	16,14	11,47	peaking load and backup	power generation	140	3 x 400MW, T: Hitachi, Francis Reversible Pump Turbine, HH=714m
Okukiyotsu Daiichi (N°1)	closed-loop	1978 a 1982	fixed speed	470	1.000	14,60	13,50	peaking load and backup	power generation	414	4 x 250MW, 429rpm
Okukiyotsu Daini (N°2)	closed-loop	1996	fixed speed	470	600	14,60		peaking load and backup	power generation	414	2 x 300MW
Shiroyama	closed-loop	1965 1996 a 2001 2007 a 2010	fixed speed	153	250	1,60					
Shimogo	closed-loop	1988 a 1991	fixed speed	387	1.000	16,87	18,50	peaking load and backup	power generation	314	4 x 250MW, Francis, hydraulic head=387m
Shin-Toyone	closed-loop	1972 a 1973	fixed speed	203	1.125	22,34	53,50	peaking load and backup	power generation, water/flood management	645	5 x 225MW, Francis, Toshiba, hydraulic head=203m
Okuyahagi Daiichi (Okuyahagi N°1)	closed-loop	1980 a 1981	fixed speed	161	323	0,44	11,05	peaking load and backup	power generation	234	3 x 116MW, Francis, Hitachi, hydraulic head=161.3m
Okuyahagi Daini (Okuyahagi N°2)	closed-loop	1980 a 1981	fixed speed	404	780	10,92	80,00	peaking load and backup	power generation	234	3 x 260MW, Francis, Toshiba, hydraulic head=404m

Takane Daiichi (Takane N°1)	closed-loop	1969	fixed speed	135	340		43,57	intermediate/peak load	power generation	300	4 x 85MW, Mixed pumped storage, 2x Hitachi, 2x MHI Japan
Mazegawa Daiichi (Mazegawa N°1)	closed-loop	1976	fixed speed	99	288	1,74	173,50	peaking load and backup	power generation	335	2 x 144MW, Francis mixed-flow pump turbine, Hitachi, HH=99.6m
Okumino	closed-loop	1994 a 1995	fixed speed	485	1.500	11,91	17,20	peaking load and backup	power generation	375	6 x 250MW, Francis pump turbine, HH=486m
Hatanagi Daiichi (Hatanagi N°1)	open-loop	1962	fixed speed	101	137	1,00	107,40	peaking load and backup	power generation	160	3 x 46MW, HH=101m
Kisenyama	closed-loop	1970	fixed speed	220	466	3,24	7,23	peaking load and backup	power generation	248	2 x 233MW, reversible Francis turbine pump-generators, HH=219,35
Okuyoshino	closed-loop	1978	fixed speed	505	1.206	17,37	16,92	peaking load and backup	power generation	288	6 x 201MW, Francis Pump turbines, HH=505m
Ikehara	closed-loop	1966	fixed speed	120	350	3,51	338,37	peaking load and backup	power generation, fishing	342	2 x 80,5MW, Francis Pump Turbine 2 x 110MW, Francis Pump Turbine
Okutataragi	open-loop	1974 a 1975 - 4 x 303 1998 - 2 x 360MW	variable speed	387	1.932	18,35	33,39	peaking load and backup	power generation	594	4 x 303MW 2 x 360MW HH=416m

Okochi (Okawachi)	closed-loop	1992 a 1996	variable speed	394	1.280	8,88	9,31	peaking load and backup	power generation	382	2 x 329MW, Turbine: MHI Japan, Francis vertical, generator: Melco Japan, HH=395m 2 x 380MW, Turbine & generator: Hitachi Japan, Variable speed, HH=395m
Matanogawa	closed-loop	1986 a 1987	fixed speed	489	1.200	8,93	7,94	peaking load and backup	power generation		4 x 300MW, T&G: Hitachi Japan, Francis Pumped Storage
Shin-Nariwagawa	closed-loop	1968	fixed speed	84	303		127,50		power generation, city water, fishing		1 x 303MW
Nabara	closed-loop	1976	fixed speed	294	620	4,21	6,15	peaking load and backup	power generation	254	2 x 310MW, HH=294m
Nagano	closed-loop	1968	fixed speed	97	220	1,62	353,00	peaking load and backup	power generation, water/flood management		2 x 113MW, Francis
Ikejirigawa	open-loop	1934	fixed speed	74	2						
Mio (Sanbi)	closed-loop	1963	fixed speed	137	37	0,69					
Omorigawa (Nagasawa Dam)	open-loop	1959	fixed speed	118	12	5,57					

Hongawa	open-loop	1984	fixed speed	528	615	7,34	5,80	peaking load and backup	power generation	140	2 x 308MW, Turbine: MHI Japan, Francis Pump Turbine, Generator: Melco Japan, HH=528m
Ananaigawa	open-loop	1961	fixed speed	69	14	0,04					
Kagedaira	closed-loop	1968	fixed speed	89	47						
Tenzan	closed-loop	1986	fixed speed	520	600		3,27	peaking load and backup	power generation	140	2 x 300MW, G: Hitachi Japan, HH=520m
Morotsuka	open-loop	1961	fixed speed	226	50						
Oohira	closed-loop	1975	fixed speed	490	500	4,91	5,38	peaking load and backup	power generation	124	2 x 250MW, HH=490m
Omarugawa	closed-loop	2007 a 2011	variable speed	671	1.200	10,25	6,20	peaking load and backup	power generation	222	2 x 300MW, turbine: hitachi Japan, Francis Pump turbine, HH=646m 2 x 300MW, turbine: Mitsubishi Japan, Francis Pump turbine, HH=646m

7.3.3 Seleção de UHRs no Japão e análise detalhada

Foram selecionadas as UHRs xx, yy, zz para análise mais detalhada das especificações técnicas e características do projeto. Neste relatório é apresentada o caso da Usina Hidrelétrica Reversível de Kannagawa, a seguir.

Usina Hidrelétrica Reversível de Kannagawa

Localizada na província de Gunma e operada pela TEPCO, possui ciclo de operação fechada e sua construção teve início em 1997 pela própria TEPCO. Com capacidade máxima de 2.820MW, é uma das maiores usinas reversíveis do país. Possui um baixo coeficiente L/H (L: Length of Waterway, H: Effective Head) de 9,7 diminuindo assim o custo do projeto (quanto menor o coeficiente, mais econômico o projeto). Foi o primeiro projeto a utilizar tubos de aço HT-100 (que suportam 1000 MPa de pressão de água) no *Penstock* devido a grande altura de queda de água. Toda sua estrutura fica abaixo da terra o que minimiza o impacto ambiental. A caverna com a casa de máquinas fica a 500 metros abaixo da superfície. Foi a primeira construção em larga escala a receber o ISO14001 no Japão, adotando medidas de prevenção da poluição, conservação da qualidade da água, utilização (e minimização de perdas) de materiais encontrados na região (ex: rochas) na construção da usina, cooperação com moradores locais, preservação da mata e cuidado com os peixes.

Figura 15 - Usina de Kannagawa

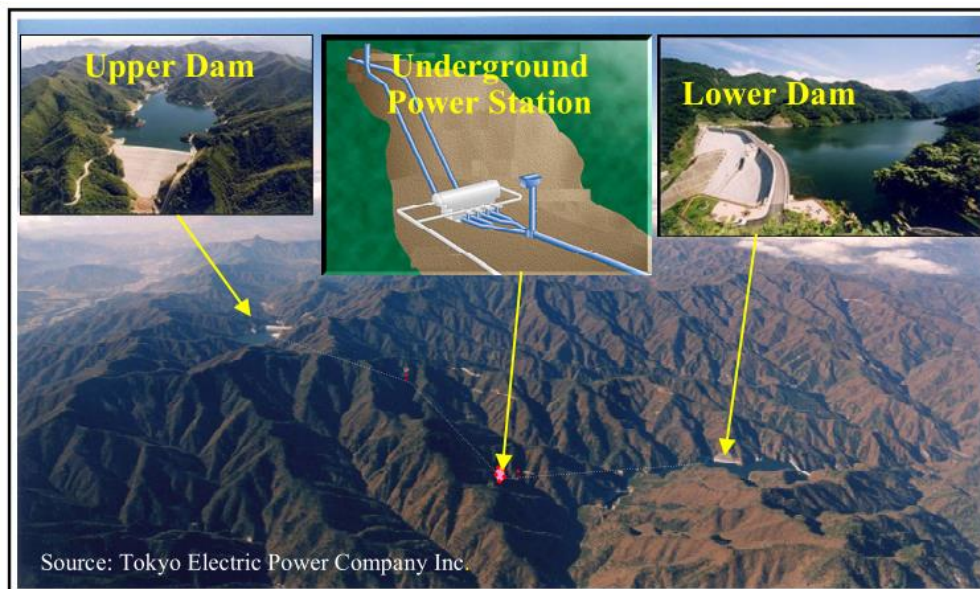


Figura 16 - corte transversal da usina

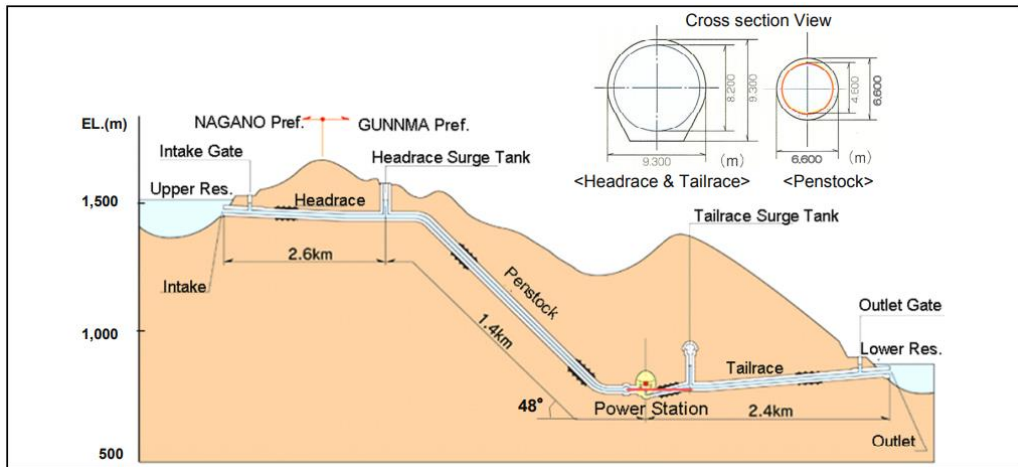


Figura 17 - Caverna com a casa de máquinas



Para diminuir o custo de construção da usina, a capacidade de cada gerador foi aumentada. Foi desenvolvida uma nova tecnologia de pás do gerador, chamada de “splitter runner”. Lâminas menores são intercaladas com as lâminas existentes na turbina, aumentando assim a eficiência em 4% (a turbina de 450MW passa a ter 470MW).

Figura 18 – esquema do “splitter runner”

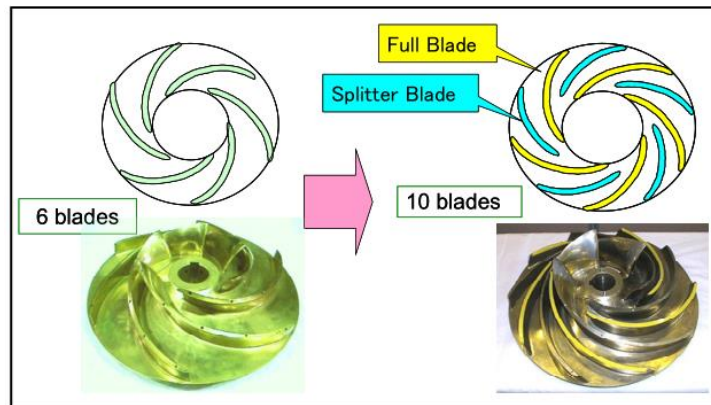


Figura 19 – foto da turbina/bomba com a nova tecnologia



Na construção desta usina foi também empregado o *TBM (Tunnel Boring Machine)* desenvolvido especialmente para cavar túneis em rocha sólida. A perfuração do *Penstock* levou apenas 6 meses.

Figura 20 – TBM (Tunnel Boring Machine) empregado na construção



7.4 Referências

- [1] JEPIC - Japan Electric Power Information Center, “The Electric Power Industry in Japan 2019,” <https://www.jepic.or.jp/pub/pdf/epijJepic2019.pdf>, Tokyo, Japan, 2019.
- [2] “電気を捨てる「発電所」揚水式発電 ～～「ベストミックス」というけれど ～～,” Setembro 2000. [Online]. Available: http://www.nuketext.org/mondaiten_yousui.html. [Acesso em 01 02 2020].
- [3] “揚水式水力発電の方式,” [Online]. Available: http://www.suiryoku.com/style/p_style.html. [Acesso em 01 02 2020].



Grupo de Estudos do Setor elétrico

Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado desde 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL - Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros - em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel - ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos - work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas - no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-06-0

SITE: gesel.ie.ufrj.br

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj

E-MAIL: gesel@gesel.ie.ufrj.br

TELEFONE: (21) 3938-5249
(21) 3577-3953

ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240