



## Relatório Técnico

# **Os Modelos Regulatórios de Usinas Hidrelétricas Reversíveis - Experiências Internacionais -**

Novembro de 2019  
Rio de Janeiro





## **Relatório Técnico**

# **Os Modelos Regulatórios de Usinas Hidrelétricas Reversíveis - Experiências Internacionais -**

Nivalde de Castro  
Roberto Brandão  
Ana Carolina Chaves  
Camila Vieira  
Pedro Vardiero  
Julian Hunt  
Thiago Campos

Novembro de 2019

ISBN: 978-65-86614-05-3

## LISTA DE GRÁFICOS

|  |    |
|--|----|
| Gráfico 1: Evolução da capacidade instalada anual e acumulada de UHR e nucleares nos EUA (1957 a 2002) .....   | 9  |
| Gráfico 2: Desenvolvimento de UHR na Europa, Japão, China, EUA e Índia (1930-2015).....  | 11 |
| Gráfico 3: Tipos de mercados e a capacidade instalada de UHR (GW) no mundo.....  | 19 |
| Gráfico 4: Participação (%) da UHR em diferentes mercados (2009 a 2017)...   | 27 |
| Gráfico 5: Custo unitário final de UHR (2010 a 2017).....  | 27 |
| Gráfico 6: Matriz elétrica chinesa em 2016 e previsões para o ano de 2040 se o ritmo de crescimento de fontes renováveis continuarem .....   | 36 |
| Gráfico 7: Geração de energia elétrica por fonte, em GWh, na Suíça (1980 a 2018) .....   | 43 |
| Gráfico 8: Geração de eletricidade na Áustria em 2018 (% de GWh).....  | 49 |
| Gráfico 9: Balanço de eletricidade em 2017 na Áustria, em GWh (os dados positivos consistem do consumo e os negativos da geração).....   | 49 |
| Gráfico 10: (a) Características das usinas hidrelétricas na Áustria. (b) Capacidade de armazenamento energético em grandes reservatórios na Áustria em 2016 e 2017 (c) Comparação entre o armazenamento de UHR na Áustria e na Alemanha..... | 52 |
| Gráfico 11: Geração hidrelétrica reversível .....  | 53 |
| Gráfico 12: (a) Fator de capacidade das UHRs na Áustria. (b) Mudança de perspectiva de UHR na Áustria. ....  | 55 |
| Gráfico 13: Operação de UHRs na Alemanha e Áustria no inverno de 2019. ....  | 58 |
| Gráfico 14: Operação de UHRs na Alemanha e Áustria no verão de 2019. ....  | 58 |
| Gráfico 15: (a) Separação do mercado alemão e austríaco de eletricidade. (b) Custo da eletricidade no mercado <i>spot</i> na Alemanha e na Áustria.....  | 59 |
| Gráfico 16: Custo de serviços ancilares em milhões de euros .....  | 61 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1: Capacidade instalada e energia armazenada em UHRs da Áustria e Noruega.....   | 10 |
| Tabela 2: Valores de referência de garantia de potência para algumas UHRs   | 25 |
| Tabela 3: UHR em operação e construção na Índia em 2019.....  | 30 |
| Tabela 4: Capacidade instalada de geração elétrica (MW).....  | 46 |
| Tabela 5: UHRs em operação na Suíça em 2019.....  | 47 |
| Tabela 6: (a) Balanço de eletricidade na Áustria de 1990 e 2017, em GWh (b) Comparação de geração hidrelétrica a fio d'água com UHRs com diferentes capacidades em 2017 na Áustria, em GWh..... | 54 |
| Tabela 7: Projetos selecionados de UHR na Áustria.....  | 47 |

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1: Localização geográfica das UHRs em operação no mundo em 2019 ..       | 18 |
| Figura 2: Localização geográfica das UHRs em construção no mundo em 2019        | 19 |
| Figura 3: UHRs em operação, construção e planejadas em Portugal em 2019 ...     | 22 |
| Figura 4: UHRs em operação, construção e planejadas na Índia em 2019 .....      | 30 |
| Figura 5: O setor elétrico no Chile dividido por quatro sistemas.....           | 32 |
| Figura 6: Localização do projeto de geração híbrida no Chile (Solar e UHR)..... | 35 |
| Figura 7: Projeto da UHR marítima do Espejo de Tarapacá - Chile.....            | 35 |
| Figura 8: Distribuição espacial de usinas hidrelétricas e UHRs na Áustria.....  | 51 |
| Figura 9 : Cobrança por serviços de rede de UHRs na Europa.....                 | 61 |

## LISTA DE QUADROS

|   |    |
|---|----|
| Quadro 1: Países com UHR e os mecanismos de mercado utilizados..... | 20 |
| Quadro 2: UHRs em operação e construção em Portugal .....           | 24 |

## SUMÁRIO

|      |  |    |
|------|--|----|
| 1.   | Introdução.....  | 6  |
| 2.   | Histórico do Desenvolvimento das UHRs.....                                 | 8  |
| 3.   | Modelos Regulatórios de UHRs.....  | 12 |
| 3.1. | Mercados Tradicionais.....   | 12 |
| 3.2. | Impactos da Liberalização na Regulação de UHR.....                         | 13 |
| 3.3. | Remuneração nos Modelos Regulatórios Liberalizados.....                    | 15 |
| 3.4. | Desafios e Possíveis Soluções.....   | 16 |
| 4.   | Experiência Internacional com UHRs.....                                    | 18 |
| 4.1. | Portugal.....  | 21 |
|      | Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de Eletricidade ..      | 21 |
|      | Função da UHR no Sistema.....  | 22 |
|      | Mecanismos de Incentivo.....   | 24 |
|      | Remuneração.....   | 26 |
| 4.2. | Índia.....   | 28 |
|      | Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de<br>Eletricidade..... | 28 |
|      | Função da UHR no Sistema.....  | 29 |
|      | Remuneração.....   | 31 |
| 4.3. | Chile.....   | 32 |
|      | Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de<br>Eletricidade..... | 32 |
|      | Status Atual e Perspectivas de Desenvolvimento.....                        | 34 |
| 4.4. | China.....   | 36 |
|      | Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de<br>Eletricidade..... | 36 |
|      | Função da UHR no Sistema.....  | 38 |
|      | Remuneração.....   | 39 |
|      | Regime de operação unificado.....  | 39 |

|  |    |
|--|----|
| Regime de operação independente .....  | 39 |
| Documento nº 71/2004: política de construção e operação de UHR .....         | 40 |
| Documento nº 1.571/2007: políticas de tarifas de eletricidade para UHR ..... | 41 |
| 4.5. Suíça .....   | 42 |
| Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de Eletricidade .....     | 42 |
| Política Energética e a Lei da Energia .....                                 | 44 |
| Preço da Energia e Estrutura da Tarifa.....                                  | 45 |
| Função da UHR no Sistema.....  | 46 |
| Remuneração .....  | 47 |
| 4.6. Áustria .....   | 48 |
| Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de Eletricidade .....     | 48 |
| Função da UHR no Sistema.....  | 50 |
| Remuneração .....  | 58 |
| 5. Considerações Finais .....  | 63 |
| Referências Bibliográficas .....   | 64 |

## 1. Introdução

As usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) são consideradas a forma mais eficaz de armazenamento de energia em grande escala do mundo. Desde a década de 1960, as UHRs vem sendo largamente empregadas como tecnologia de armazenamento de energia, sendo responsáveis por, aproximadamente, 95% do estoque total de energia dos sistemas elétricos a nível global (SMYTH, 2019). Inicialmente, os projetos surgiram associados à expansão de usinas térmicas nucleares e a carvão nos sistemas elétricos e, em períodos recentes, à crescente participação de fontes de energia alternativa intermitente, como a energia eólica e solar.

Apesar da consolidação da UHR como uma importante tecnologia de armazenamento e das diversas unidades em operação pelo mundo, a maioria destas usinas foi construída até os anos 1990, ou seja, antes das reformas liberalizantes dos mercados elétricos e condicionadas à estrutura de modelos regulatórios tradicionais.

Desta forma, países, como os Estados Unidos, dotados de elevada capacidade instalada de UHR, via de regra, não vêm realizando investimentos recentes na construção de novas usinas. Mesmo na Europa, onde alguns empreendimentos foram construídos nos últimos anos, o ritmo de introdução de novos projetos arrefeceu após as reformas liberalizantes. A construção de UHRs vem sendo liderada por um novo grupo de países, dos quais se destaca a China. Em 2018, o parque gerador elétrico chinês apresentou uma capacidade instalada total de UHR de, aproximadamente, 22 GW – a maior do mundo –, equivalente a 1,6% de sua matriz energética (CASTRO *et al.*, 2018).

Esta notável mudança de cenário, marcada pela realocação da construção de UHRs no espaço geográfico, teve como principal motivação a abertura dos mercados elétricos nos países centrais. As reformas estruturais nos mercados de energia trouxeram uma série de desafios à construção de UHRs, principalmente no que tange à viabilização de novos investimentos, uma vez que os mecanismos de remuneração pela energia colocada no mercado, bem como somada à valoração de serviços ancilares muitas vezes não é proporcional aos benefícios sistêmicos fornecidos por estes empreendimentos.

Apesar dos desafios impostos pelas transformações regulatórias, atualmente, os projetos de UHRs vêm sendo retomados por diversos países. Eles têm sido apontados como essenciais no processo de transição energética, pois são capazes de fornecer flexibilidade operativa aos sistemas elétricos, em um contexto de aumento de participação de usinas renováveis intermitentes.

No Brasil, as transformações da matriz elétrica nacional se somam à reestruturação do arcabouço regulatório, operativo e comercial vivenciado pelo setor. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), traz apontamentos sobre as dificuldades no atendimento de ponta e a necessidade de potência complementar nas próximas décadas. Frente a esta problemática, as UHRs emergem como uma tecnologia alternativa para o abastecimento da demanda horária e para a regularização do sistema.

Embora as UHRs sejam percebidas como uma alternativa viável para o sistema elétrico brasileiro, a estrutura do marco regulatório atual apresenta uma série de obstáculos à sua inserção, carecendo de definições, regras de contratação e remuneração para estes empreendimentos. Desta forma, o estudo da experiência internacional torna-se primordial para o desenvolvimento de aprimoramentos e novas propostas regulatórias, capazes de viabilizar a inserção desta tecnologia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Posto isto, o presente relatório tem como objetivo central identificar as principais estruturas regulatórias utilizadas em países que apresentam UHRs construídas em anos recentes, a fim de compreender os modelos de remuneração adotados, a forma de integração ao sistema de transmissão, as instituições envolvidas no processo de planejamento e construção e as estratégias para a expansão, a curto e longo prazos, destes empreendimentos.

Para tal, foi realizado um levantamento do parque gerador de UHRs, a nível global, identificando os países que apresentaram UHRs em operação ou planejamento a partir do século XXI. Em seguida, foi selecionado um conjunto de seis países, com particularidades de significativa relevância para o estudo regulatório de UHRs, a citar: Portugal, Índia, China, Chile, Suíça e Áustria.

Tendo em vista as características de mercado liberalizado do SEB, a pesquisa adotou como referência um recorte temporal de 2000 a 2019, pois se compreende que é justamente neste período em que se concentram os maiores desafios e limitações à inserção de UHRs nos sistemas elétricos mundiais. Desta forma, foi possível apreender o papel atual das UHRs nos sistemas elétricos e a transformação de suas funções ao longo da trajetória histórica dos sistemas elétricos no âmbito internacional.

O relatório está dividido em cinco seções, sendo a primeira esta introdução. A Seção 2 compreende o histórico de desenvolvimentos das UHR no mundo, enquanto a Seção 3 trata dos modelos regulatórios aplicados à implementação de UHRs. A Seção 4 traz os estudos de casos internacionais selecionados e, por fim, a Seção 5 apresenta as considerações finais da pesquisa.

## 2. Histórico do Desenvolvimento das UHRs

Há décadas, os mais diversos sistemas de armazenamento de energia encontrados, no mundo, vêm se mostrando fundamentais para a operação dos sistemas elétricos, à medida em que contribuem para o fornecimento de flexibilidade operativa e para a manutenção da confiabilidade do sistema.

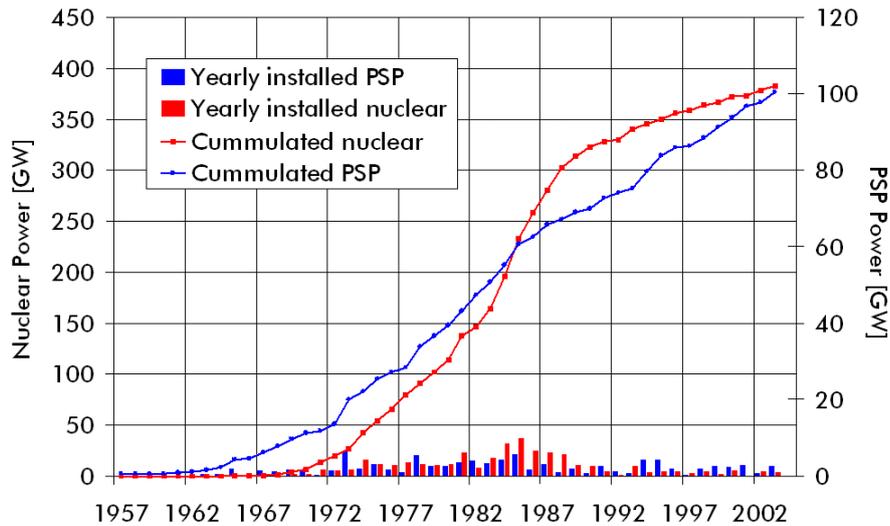
Os primeiros usos de UHRs remontam à década de 1890, na Suíça e na Itália, onde as usinas faziam uso de técnicas de bombeamento reverso para estocar água e, conseqüentemente, energia. Ao longo dos anos 1930, esta tecnologia já era largamente empregada, principalmente, na Europa, enquanto nos Estados Unidos encontrava-se apenas uma unidade com capacidade de 25 MW, no estado de Connecticut (CESP, 2014). A partir de então, entre as décadas de 1960 a 1980, as UHRs se consolidaram como tecnologia nos sistemas energéticos mundiais.

Em um primeiro momento, a utilização das UHRs esteve associada à complementação de geração de eletricidade em horários de ponta a outras fontes energéticas, como a nuclear e o carvão, caso dos Estados Unidos e do Japão. Ressalta-se que, neste período, a maior parte da geração elétrica, no mundo, era composta por combustíveis fósseis, energia nuclear e hidroeletricidade.

Desta forma, o papel das UHRs era auxiliar as fontes inflexíveis de energia, sobretudo combustíveis fósseis e nucleares, a acompanhar a carga do sistema de energia elétrica. Ao armazenar energia, em momentos de baixo consumo, e gerar, em momentos de alta demanda, era possível otimizar a operação de geração dessas fontes, proporcionando um ganho de confiabilidade. As usinas a carvão ou nucleares podiam, assim, continuar atuando na base com máxima eficiência, enquanto as UHRs operavam nas demandas de pico, momento em que a necessidade de potência era mais alta e o armazenamento, economicamente, menos atraente.

A título de exemplo, o mostra como o desenvolvimento de UHRs nos Estados Unidos acompanhou o grande crescimento de usinas nucleares no país, tornando evidente o seu papel em integrar a geração inflexível com a geração extremamente flexível que as UHR proporcionam. (NHA, s.d.)

Gráfico 1: Evolução da capacidade instalada anual e acumulada de UHR e nucleares nos EUA (1957 a 2002)



Fonte: NHA (s.d.).

Outro fator que impulsionou a construção de UHR nos EUA foram as crises do petróleo vivenciadas ao longo da década de 1970. A elevação do preço do óleo e do gás, observada neste período, em conjunção à incerteza sobre o comportamento dos preços futuros levaram as concessionárias de energia elétrica a analisar as UHRs como alternativa para o atendimento da demanda de pico, em substituição às usinas termelétricas (UTES). Considerando que o custo de operação das UHRs era muito menor, comparado às UTES, e que o custo de investimento das duas tecnologias era similar, as UHRs se tornaram alternativas relativamente mais atrativas, mesmo sem considerar todos os seus potenciais benefícios (BARBOUR *et al.*, 2016).

No entanto, no decorrer das décadas seguintes, o declínio do preço do petróleo, em conjunto com a redução dos custos de instalação de UTES de ciclo combinado a gás de partida rápida, diminuiu o interesse dos investidores na tecnologia de UHR, resultando, assim, na redução de construção destes empreendimentos, a partir dos anos 1990 (BARBOUR *et al.*, 2016).

Outro país, que investiu de forma consistente na construção de UHRs com o intuito de complementar a geração nuclear e ajudar a auxiliar na geração de ponta de usinas termelétricas, foi o Japão. Historicamente, o Japão possui uma dependência de recursos energéticos e, hoje, 95% dos combustíveis fósseis utilizados para a geração de energia são importados. Desta forma, o país optou pelo uso de usinas nucleares como principal fonte energética.

Para complementar a geração nuclear e garantir o atendimento de ponta e a flexibilidade adequada ao sistema elétrico, o Japão investiu na construção de UHRs. O baixo intercâmbio de energia entre o Japão e os outros países também contribuiu

para a expansão das UHRs, com o objetivo de aumentar a segurança energética e mitigar a dependência externa. Destaca-se, inclusive, que o Japão foi pioneiro na construção de UHRs *offshore*, tecnologia que utiliza a água do mar para ser estocada no reservatório superior (BARBOUR *et al.*, 2016).

Ainda no que diz respeito ao primeiro momento de inserção das UHR, destacam-se os países europeus, onde cerca de 80% das usinas foram instaladas entre as décadas de 1960 e 1990 (BARBOUR *et al.*, 2016). Comumente, a construção das UHRs, nestes países, esteve relacionada à forte expansão de usinas nucleares.

No entanto, apesar desta tendência, alguns países possuem um importante desenvolvimento de UHRs, independente da presença de usinas nucleares. Em países que já apresentam uma participação significativa de energia hídrica na matriz elétrica, as UHRs surgem com a funcionalidade de estocar energia em períodos de alta afluência, para posterior uso em momentos de alta demanda e baixa afluência. Destaca-se que, em geral, estas UHRs são do tipo sazonal. A título de exemplo, citam-se os casos da Áustria e da Noruega, cuja capacidade instalada e energia armazenada de algumas de suas UHRs são exibidas na Tabela 1.

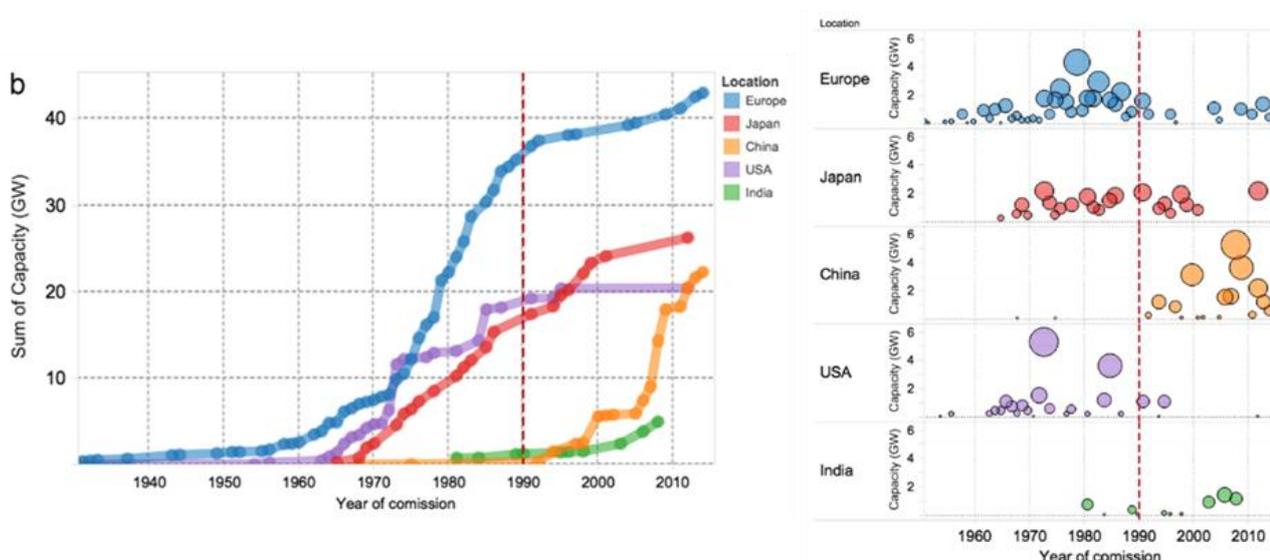
Tabela 1: Capacidade instalada e energia armazenada em UHRs da Áustria e Noruega

| País    | UHR              | Capacidade Instalada (MW) - C | Energia Armazenada (MWh) - E | E/C     |
|---------|------------------|-------------------------------|------------------------------|---------|
| Noruega | Tevla            | 50                            | 2.020                        | 40.40   |
|         | Brattingfoss     | 11                            | 34.390                       | 3126.36 |
|         | Nygaard          | 81                            | 65.820                       | 812.59  |
|         | Duge             | 200                           | 139.530                      | 697.65  |
|         | Herva            | 36                            | 140090                       | 3891.39 |
|         | Oljusjoen        | 48                            | 37940                        | 790.42  |
|         | Stølsdal         | 17                            | 220                          | 12.94   |
|         | Saurdal          | 50                            | 250200                       | 5004.00 |
|         | Jukla            | 40                            | 106240                       | 2656.00 |
|         | Aurland III      | 270                           | 9440                         | 34.96   |
| Áustria | Malta-Hauptstufe | 730                           | 1300                         | 1.78    |
|         | Kopswerk II      | 450                           | 2340                         | 5.20    |
|         | Häusling         | 360                           | 11170                        | 31.03   |
|         | Kühtai           | 289                           | 2690                         | 9.31    |
|         | Rodundwerk II    | 276                           | 1750                         | 6.34    |
|         | Lünerseewerk     | 232                           | 5150                         | 22.20   |
|         | Roßhag           | 231                           | 3860                         | 16.71   |
|         | Rodundwerk I     | 198                           | 1750                         | 8.84    |
|         | Malta-Oberstufe  | 120                           | 2900                         | 24.17   |
|         | Kaprun Limberg   | 112.8                         | 72820                        | 645.57  |
|         | Innerfragant I   | 108                           | 490                          | 4.54    |
|         | Limberg II       | 480                           | 72820                        | 151.71  |

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do IHA (2019) e Energy Storage (2019).

O Gráfico 2 mostra o aumento das UHRs em diferentes regiões do mundo (Europa, Japão, China, EUA e Índia), de 1930 até 2015. Nota-se que, no Japão, Europa e Estados Unidos, este aumento foi mais acentuado entre os anos de 1970 e 1990. Em particular, na Europa, este crescimento ocorreu devido ao grande aumento da demanda de energia, antecipando, inclusive, o já previsto avanço das fontes renováveis de energia, como as usinas eólicas.

Gráfico 2: Desenvolvimento de UHR na Europa, Japão, China, EUA e Índia (1930-2015)



Fonte: Barbour *et al.* (2016).

Conforme se depreende do Gráfico 2, em contraposição ao que se observou nos países europeus, Estados Unidos e Japão, a expansão das UHRs, na China e na Índia, se consolidou a partir dos anos 2000. Destaca-se que, em anos recentes, a inserção dos projetos de UHRs esteve frequentemente relacionada à expansão de fontes renováveis alternativas não controláveis, com o objetivo de permitir o ajuste entre a geração e a carga. Nota-se que este movimento é diferente daquele observado no mundo, ao longo das décadas anteriores, em que o crescimento ocorreu, sobretudo, como apoio às usinas nucleares.

Especificamente em relação à China, pode-se atribuir a forte expansão de UHRs ao rápido desenvolvimento econômico do país, que manteve a taxa de consumo de energia elevada, ao longo dos últimos anos. Neste contexto, as UHRs foram concebidas como uma alternativa para acompanhar as flutuações de carga e assegurar a confiabilidade do sistema elétrico.

Recentemente, tendo em vista as metas do governo chinês em reduzir as emissões de gases poluentes, o número de fontes de energia alternativas intermitentes aumentou significativamente. Neste sentido, as UHRs despontaram como uma excelente solução para acomodar a forte expansão das renováveis intermitentes. Outro fator

que impulsionou o desenvolvimento de UHRs foi a indisponibilidade de infraestrutura de transmissão de energia, com a utilização das UHRs como mecanismo de postergação da expansão da rede. Além disso, a China possui grande quantidade de UTEs, sobretudo a carvão, as quais se beneficiam com a presença das reversíveis, já que grande parte delas é menos eficiente e econômica quando operadas com carga parcial.

Pode-se concluir, assim, que o uso das UHRs ao redor do mundo não é algo inovador no sentido tecnológico, pois este mecanismo já tem sido empregado em vários países desde a década de 1930. No entanto, o contexto energético no qual esta tecnologia foi empregada, no passado, se mostra diferente das motivações provenientes da realidade atual. Posto isto, na próxima seção, serão analisados os diferentes modelos regulatórios das UHRs, em cada um destes períodos históricos.

### **3. Modelos Regulatórios de UHRs**

#### **3.1. Mercados Tradicionais**

Tendo em vista os diferentes momentos históricos da trajetória de desenvolvimento das UHRs, a nível global, é possível caracterizar a existência de dois modelos regulatórios principais que envolvem os casos de inserção destas usinas nos diferentes sistemas elétricos. De forma geral, observa-se a aplicação destes modelos em um momento anterior às reformas liberalizantes dos mercados elétricos, devido ao fato de a maior parte das UHRs ter sido construída ao longo deste período histórico.

No primeiro modelo, a UHR surge como parte dos ativos operacionais de uma empresa verticalmente integrada, remunerada frequentemente pelo custo do serviço. Na remuneração pelo custo de serviço, a tarifa de energia elétrica é dimensionada e fixada de forma a recuperar os custos operacionais e os de investimento, dentre os quais incluem-se os advindos da inserção e operação das UHRs. Sob a vigência deste modelo, estão os casos de mercados de eletricidade caracterizados pela atuação das usinas térmicas de base, complementadas pela operação de UHRs.

Neste contexto, não há um esquema de remuneração específico para as UHRs, já que elas são remuneradas como os demais projetos e investimentos da empresa verticalmente integrada. Adicionalmente, a empresa apresenta liberdade para desenhar uma solução de menor custo, de sua preferência, para abastecer o seu mercado.

Este modelo foi muito utilizado na primeira onda de inserção das UHRs no mundo, em empresas verticalizadas com estrutura de monopólio pertencentes a mercados

ainda não liberalizados ou em estado inicial de liberalização, mas com pouca ou nenhuma separação entre os segmentos de geração, transmissão distribuição e comercialização de energia elétrica (BARBOUR *et al.*, 2016).

Ainda inserida em uma abordagem tradicional, mas menos frequente que o primeiro tipo, identifica-se um segundo modelo regulatório, praticado em regimes regulatórios em estágios iniciais de liberalização. Neste modelo, as UHRs integram os ativos de uma empresa de geração (produtor independente), vendendo energia através de um contrato do tipo *Power Purchase Agreement* (PPA)<sup>1</sup>. Não há, aqui, um monopólio da geração, sendo possível uma empresa independente firmar um contrato de longo prazo com a empresa de distribuição, que lhe garanta previsibilidade de fluxos de caixa para investir em novos projetos de geração. Neste contexto, caso seja requerido que a empresa de geração forneça energia dentro de certas especificações (por exemplo, acompanhando a curva de carga), uma UHR poderia contribuir com a viabilização do volume de energia negociado no contrato.

Deste modo, as UHRs podem vir a fornecer flexibilidade ao agente gerador, complementando a estrutura operacional de seu parque gerador, composto por outras fontes de geração de base. Neste caso, uma empresa geradora que precisa entregar energia dentro de certas especificações, como as unidades de geração a carvão ou nuclear, consegue, na prática, fornecer uma curva de geração líquida adequada às necessidades do sistema.

Novamente, neste modelo, não há um esquema de remuneração específica para as UHRs, haja vista que a usina faz parte de uma estratégia de flexibilização utilizada pelo agente gerador. Exemplos contemporâneos que se encaixam neste modelo são a UHR *Espejo de Tarapacá*, ainda em planejamento no Chile, caracterizada pela geração solar integrada a uma UHR, com o objetivo de fornecer energia em regime contínuo, e alguns casos de UHRs implementadas na Índia, associadas à geração térmica a carvão.

### **3.2. Impactos da Liberalização na Regulação de UHR**

Até o final dos anos 1980, a maioria dos ativos de UHR era remunerada pelo custo de serviço. Todavia, a partir da década de 1990, teve-se início um intenso processo de liberalização dos mercados de energia a nível mundial, que impactou diretamente a

---

<sup>1</sup> Os PPAs são contratos bilaterais de longo prazo de compra e venda de energia elétrica. Na negociação, ficam acordados o preço e o volume da energia comercializada entre as partes.

estrutura regulatória e de remuneração dos ativos de geração, ao qual se incluem as UHRs (BARBOUR *et al.*, 2016).

Nos mercados europeus, as reformas se iniciaram no final da década de 1980 e se intensificaram a partir da década seguinte, com a introdução de concorrência em estruturas de mercado que eram anteriormente monopolizadas. As reformas estavam inseridas em um plano geral de liberalização de mercados e tinham como objetivo a integração dos mercados nacionais europeus, tanto por meio do aperfeiçoamento das estruturas regulatórias de comercialização, quanto pelo reforço das redes de transmissão transfronteiriças, estimulado, no longo prazo, a formação de um mercado único. Deste modo, as reformas foram sendo implementadas gradualmente, com a separação de atividades monopolísticas e competitivas, o estabelecimento do operador do sistema de transmissão independente (TSO) e a escolha por parte do consumidor de seu fornecedor (CASTRO *et al.*, 2019).

Diferentemente da Europa, nos EUA, a predominância do capital privado no setor elétrico e a ruptura da integração vertical provocada pela *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), ainda nos anos 70, com a criação dos produtores independentes fizeram com que as reformas setoriais estivessem focadas em completar a desverticalização do setor e em criar mercados atacadistas competitivos. A reforma norte-americana ocorreu de forma fragmentada, através da formação de estruturas regionais, os chamados *Independent System Operators* (ISO), a citar, o New England ISO, NYISO, PJM, MISO e CAISO, além do ERCOT, sem um plano de criação de um mercado elétrico nacional. Ademais, parte substancial dos estados americanos optou por não criar ou aderir a mercados de energia, mantendo uma estrutura setorial com monopólios verticalizados, nos moldes praticados desde os anos de 1970 (CASTRO *et al.*, 2019).

Nos mercados de energia liberalizados, a remuneração pelo custo de serviço e os mecanismos de PPAs deixaram de ser utilizados ou passaram a ter aplicações pontuais. Eventualmente, os contratos já existentes não foram reincididos, porém não foram realizados novos PPAs. Pode-se citar, por exemplo, a reforma do mercado atacadista inglês, que possuiu muitas fases e modelos, incluindo o *New Electricity Trading Arrangements* (NETA)<sup>2</sup>.

As UHRs construídas, em um contexto de sistemas elétricos liberalizados e desverticalizados, passaram a enfrentar grandes problemas de remuneração para recuperar seus custos de investimento e mesmo de operação. Isto porque a UHR deixa de ser parte de uma solução de uma empresa regulada pelo custo do serviço

---

<sup>2</sup> O NETA foi o sistema elétrico implementado em 1997, no Reino Unido, e responsável pela criação do mercado atacadista no país.

ou que vende energia, através de PPA, e passa a ser categorizada como uma unidade econômica autônoma atuante no mercado de energia. Entretanto, mesmo com tal mudança de categoria, via de regra, estas UHRs permaneceram com o mesmo proprietário, como ocorreu, por exemplo, com a *Scottish Power*, na Escócia, e com a EDF, na França.

Assim, de modo geral, a UHR passa a ser classificada como unidade geradora, competindo com os demais geradores e os consumidores em um mercado físico de energia, com uma dinâmica determinada pela oferta de preços dos agentes. Deste modo, a usina deixa de atuar em uma condição de ativo de uma empresa com tarifa regulada para assumir o papel de unidade autônoma, funcionando como um tipo de gerador nestes mercados, fato que pode acarretar alguns tipos de desafios e inconsistências, principalmente no que diz respeito à remuneração destes projetos.

### **3.3. Remuneração nos Modelos Regulatórios Liberalizados**

Segundo Zuculin *et al.* (2014) e Canale *et al.* (2015), existe uma série de dificuldades em torno do processo de remuneração de UHRs. Estas não podem ser categorizadas como um novo tipo de fonte geradora pura, haja vista que são consumidoras líquidas de energia, isto é, consomem mais energia do que são capazes de produzir, e suas funções e aplicações estão mais direcionadas ao fornecimento de serviços de armazenamento energético e de benefícios sistêmicos. Desta forma, as incertezas geradas quanto à classificação da função das UHRs trazem obstáculos para sua incorporação nos marcos regulatórios.

Atualmente, ao observar a dinâmica dos mercados liberalizados, verifica-se que a remuneração da UHR ocorre, principalmente, a partir de dois tipos de mecanismos:

- i) Operação de compra e venda de energia nos mercados diário e intradiário; e
- ii) Oferta de serviços ancilares ao operador do sistema.

Destaca-se que a primeira estratégia está diretamente relacionada à arbitragem de preços, ou seja, à compra e venda em simultâneo de produtos muito semelhantes, de forma a lucrar com a diferença de preços. Porém, as operações de arbitragem influem nos preços dos ativos, reduzindo os diferenciais de preços.

Neste mecanismo, a UHR utiliza a energia excedente proveniente de outras unidades de geração, em um momento de baixa demanda e menor preço, para armazenar água em um reservatório. Posteriormente, aproveita este recurso para gerar energia

elétrica em um momento de alta demanda e preços mais elevados, ganhando com a diferença de preço existente entre os dois períodos.

Todavia, nota-se que, se não houver falhas de mercado, não haverá oportunidades de arbitragem. Por sinal, diz-se que mercados altamente líquidos, que não tenham distorções de preços, estão arbitrados. Por isso, não faz sentido, do ponto de vista econômico, investir em ativos fixos, como as UHRs, para ganhar com arbitragem, pois estas oportunidades de ganho só persistem enquanto houver distorções na formação dos preços, o que não pode ser garantido no longo prazo.

No que diz respeito ao segundo mecanismo, em grande parte dos mercados ainda não há regras de remuneração de serviços ancilares, embora sejam reconhecidos os seus benefícios aos sistemas elétricos. Nos sistemas que apresentam mercados de serviços ancilares, as UHRs concorrem com as demais unidades geradoras tradicionais. As receitas auferidas por este tipo de serviço tendem a ser relativamente menores do que a estrutura de custos das UHRs, podendo ser insuficientes para a viabilização de novos projetos.

### ***3.4. Desafios e Possíveis Soluções***

Os principais desafios da implementação de UHRs em mercados liberalizados estão relacionados às dificuldades de remuneração dos custos de investimentos e operação. A arbitragem entre preços de ponta e fora de ponta sempre cobre os custos variáveis (compra de energia para bombeamento), mas nada garante que será suficiente para cobrir os custos fixos e remunerar o capital investido na construção da usina.

Recentemente, na Europa, assiste-se a queda nos preços médios da energia no mercado atacadista, bem como a queda dos preços da energia durante o dia, devido ao aumento da penetração da geração solar em mercados importantes. Este quadro vem se desdobrando em diversos casos de UHRs em situação financeira precárias, caso da recém inaugurada UHR de Limmern, na Suíça, entre outras (PETAL, 2017).

Apesar das dificuldades regulatórias e de remuneração encontradas nos mercados liberalizados, a implementação de UHRs continua em debate nos principais mercados elétricos internacionais. Atualmente, no movimento de transição energética promovido pelos setores elétricos a nível global, existe um consenso de que o processo de descarbonização requer o aumento da geração renovável não controlável. Para garantir a estabilidade do sistema com alta participação de fontes intermitentes, é essencial a introdução de mecanismos de armazenamento de energia em larga escala. Dentre estes, destaca-se a tecnologia das UHRs.

Deste modo, nos últimos anos, em virtude do crescimento das energias renováveis intermitentes, notadamente a energia eólica e solar, verifica-se um significativo montante de investimento na tecnologia de UHR, sobretudo na China, país que tem liderado os investimentos em renováveis a nível mundial. Para que os investimentos em UHRs de difundam, porém, em muitos países é necessária a introdução de uma regulação que permita viabilizar novos projetos deste tipo.

Além da garantia de estabilidade ao sistema, os investimentos em UHRs também são motivados por seus benefícios sistêmicos. Em geral, tais benefícios aparecem na forma de custos evitados, com a substituição de investimentos em ativos de rede, a redução de “*curtailment* de geração renovável”<sup>3</sup> e os ganhos de confiabilidade na geração de ponta.

No mercado europeu, nota-se a existência de mecanismos de suporte à implementação de UHRs nos sistemas elétricos. Neste sentido, destaca-se o caso do sistema elétrico português, que promoveu mecanismos de incentivo às UHRs, através da prorrogação das concessões de usinas através do reforço de potência e do próprio Plano Nacional de Barragens, que viabilizaram a construção de diversas UHRs no país.

Recentemente, a Comissão Europeia apresentou uma lista de Projetos de Interesse Comum (*Projects of Common Interest - PCIs*) para a promoção do crescimento e desenvolvimento da infraestrutura, dentre os quais se encontram projetos de construção e ampliação de UHRs. Os projetos são suportados, em geral, através dos *EU's Cohesion Fund*, *European Regional Development Fund (ERDF)*, *European Investment Bank (EIB)* e *European Fund for Strategic Investments (EFSI)* (EC, 2019).

Os projetos de UHRs que se candidataram ao suporte da União Europeia se encontram em diferentes estágios de maturação. Na Espanha, por exemplo, existem três projetos, incluindo duas UHRs de mais de 3 GW. Há, também, usinas planejadas para Áustria, Estônia, Lituânia, Grécia e Bulgária. Na Bélgica, apresenta-se um caso particular de UHR *offshore* de 550 MW, em uma ilha artificial, denominado “Iland”<sup>4</sup>, combinando a produção de energia eólica e fotovoltaica com o bombeamento hidráulico das reversíveis (EU, 2019).

---

<sup>3</sup> O *curtailment*, ou corte, se caracteriza como a quantidade de energia renovável gerada que não é usada pelo sistema elétrico, ficando “perdida”.

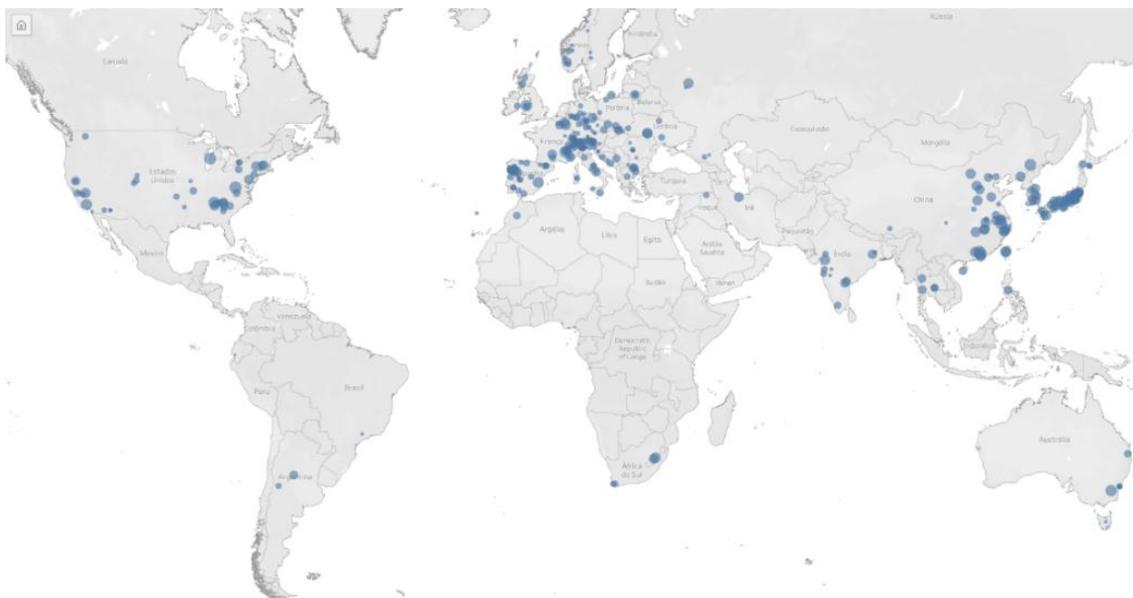
<sup>4</sup> Mais informações disponíveis em: <<https://www.iland-energystorage.be/>>.

#### 4. Experiência Internacional com UHRs

Até os anos 1990, os países europeus e os EUA lideraram o *ranking* de países com maior capacidade instalada de UHR. Todavia, nos últimos anos, a China vem se sobressaindo com um significativo número de usinas em operação e em construção.

Ao analisar a disposição das UHRs em operação no mundo, no ano de 2019 (Figura 1), percebe-se a grande participação da China, seguida do Japão, Estados Unidos, Espanha e Itália. Por outro lado, na América Latina, a UHR ainda é percebida como uma tecnologia recente e incipiente.

Figura 1: Localização geográfica das UHRs em operação no mundo em 2019



Fonte: IHA (2019).

A partir da Figura 1, percebe-se também que, na Europa, as UHRs encontram-se localizadas em regiões montanhosas, como Áustria, França, Alemanha, Itália, Espanha e Suíça, devido às características geográficas favoráveis à sua inserção.

Por outro lado, ao se analisar as usinas em construção, também para o ano de 2019 (Figura 2), este cenário se modifica consideravelmente. É possível verificar que países de grande capacidade instalada, como EUA e Japão, não apresentam usinas em construção. Os novos projetos concentram-se na China, Portugal, Áustria, Coreia do Sul e Índia. A América Latina permanece fora dessa trajetória de expansão, apresentando um único projeto em construção no Chile.

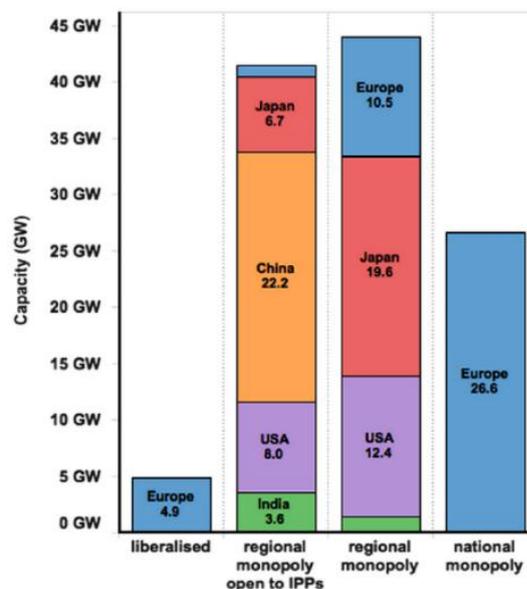
Figura 2: Localização geográfica das UHRs em construção no mundo em 2019



Fonte: IHA (2019).

A implementação das UHR no mundo ocorreu em momentos históricos distintos e sob ambientes de mercado heterogêneos. Neste aspecto, a maior parte das UHRs em operação foram construídas em períodos anteriores às reformas liberalizantes do setor elétrico. Observando o Gráfico 3, percebe-se que 95% das UHRs existentes foram construídas em condições de monopólio (nacional ou regional), enquanto que menos de 5% foram comissionadas em mercados liberalizados (BARBOUR *et al.*, 2016).

Gráfico 3: Tipos de mercados e a capacidade instalada de UHR (GW) no mundo



Fonte: Barbour *et al.* (2016).

Mesmo em anos mais recentes, ressalta-se que os investimentos em UHR têm ocorrido, principalmente, em mercados que ainda estão sob propriedade pública, como o caso da China. Todos os casos de UHRs construídas em mercados liberalizados ocorreram na Europa e, dentre estes, alguns se desdobraram em

episódios marcados por prejuízos financeiros, diante das dificuldades de remuneração e retorno dos investimentos aplicados.

Diante desta diversidade de regimes e estruturas regulatórias, Barbour *et al.* (2016) realizou um levantamento dos países que apresentam UHRs em seu parque gerador, analisando os mecanismos de mercado utilizados, atualmente, em cada um deles. O Quadro 1 apresenta uma síntese dos resultados encontrados pelo autor.

Quadro 1: Países com UHR e os mecanismos de mercado utilizados

| País                | Tipo de Mercado   | UHR pertence à transmissão       | Mecanismos de Mercado   |
|---------------------|---|----------------------------------|---|
| <b>Grã-Bretanha</b> | Mercado liberalizado e completamente desverticalizado (G, T, D e C).  | Não                              | Mercados diário, intradiário e de serviços ancilares. Pertencem a grandes <i>utilities</i> (Engie, Scottish Power), que as utilizam para <i>trading</i> interno.  |
| <b>EUA</b>          | Existem mercados liberalizados e parcialmente liberalizados. Há desde desverticalização contábil até nenhuma desverticalização. | Não (nos mercados liberalizados) | Mercados diário de tempo real e serviços ancilares. Em mercados regulados, há remuneração por custo de serviço, porém não há uma remuneração específica para UHR.                                       |
| <b>Alemanha</b>     | Mercado liberalizado. Há desverticalização legal.   | Não                              | Competição nos mercados diário, intradiário e de serviços ancilares. São usadas para <i>trading</i> interno em <i>utilities</i> .   |
| <b>China</b>        | Parcialmente liberalizado; desverticalização legal.   | Sim                              | Tarifas aprovadas para projetos individuais baseadas em custos médios ou em sistema de “ <i>cost-plus</i> ” (inclui tarifa de capacidade, tarifa T&D, tarifa em duas partes, preço baseado em geração). |
| <b>Japão</b>        | Parcialmente liberalizado; desverticalização contábil.  | Sim                              | Remuneração por custo de serviço e participação de mercado.   |
| <b>Índia</b>        | Mercado competitivo; separação legal.   | Sim                              | Competição no mercado de eletricidade; PPAs de longo prazo para oferta de ponta.  |
| <b>Suíça</b>        | Parcialmente liberalizado; separação legal.   | Sim                              | Pode explorar preço de mercado de países vizinhos; competição no mercado de eletricidade; pode ser propriedade de distribuidora.  |

Fonte: Elaboração própria, com base em Barbour *et al.* (2016).

Deste modo, é possível observar que não existe um padrão internacional sobre o enquadramento regulatório, as políticas de incentivo de investimento e as estratégias operacionais ótimas para as UHRs em mercados liberalizados. Na maioria dos países, sequer existem regras e normatizações específicas para estas usinas, estando incluídas nas diretrizes dos ativos de geração hidrelétricos.

A fim de compreender a estrutura regulatória dos mercados com UHRs comissionadas e anunciadas em período recente, o presente estudo selecionou um conjunto de seis países para análise: Portugal, Índia, Chile, China, Suíça e Áustria. Neste aspecto, entende-se que o prévio conhecimento de experiências internacionais na incorporação de UHRs permitirá a identificação dos principais entraves para a entrada desta tecnologia no Brasil, além de contribuir para a formulação de aprimoramentos regulatórios específicos para esta modalidade de usina hidrelétrica.

#### **4.1. Portugal**

##### ***Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de Eletricidade***

A matriz elétrica portuguesa apresenta uma capacidade instalada composta, majoritariamente, por energia hídrica (31%), seguida da participação da energia eólica (24%), térmica a carvão (23%) e térmica a gás natural (13%) (FREITAS, 2015). Destaca-se que, em 2017, as energias renováveis representaram 42% da produção total de eletricidade do país.

Quanto à organização do mercado de eletricidade, o Setor Elétrico Português (SEP) pode ser caracterizado como liberalizado e desverticalizado. A reforma liberalizante do SEP ocorreu de forma gradual no período de 1995 a 2006, tendo culminado com a Lei Base da Eletricidade (Decreto-lei nº 172/2006).

A instituição responsável pela regulação é a Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE), enquanto a operação do sistema elétrico está a cargo das Redes Energéticas Nacionais (REN), detentora do sistema de transmissão, denominado Rede Nacional de Transmissão (RNT), integrado à rede espanhola. A distribuição da energia elétrica é realizada pela Rede Nacional de Distribuição (RND), da qual a EDP Distribuição possui quase a totalidade das redes (GESEL, 2014).

A matriz elétrica portuguesa apresenta um elevado grau de dependência externa de energia primária, quando comparada aos demais países europeus, principalmente no que se refere aos combustíveis fósseis. Em busca de mitigar esta dependência, desde o ano 2000, Portugal concentrou investimentos nos recursos energéticos disponíveis em seu território, caso dos recursos hídricos e eólicos, através da política energética “Estratégia Nacional de Energia”.

Neste sentido, o país passou a integrar, cada vez mais, fontes renováveis alternativas de energia à sua matriz elétrica, dais quais se destacam os investimentos em energia eólica e, mais recentemente, energia solar. Adicionalmente, a Diretiva nº 28/2009, da

Comissão Europeia, também contribuiu para o aumento da capacidade de geração das energias renováveis no SEP.

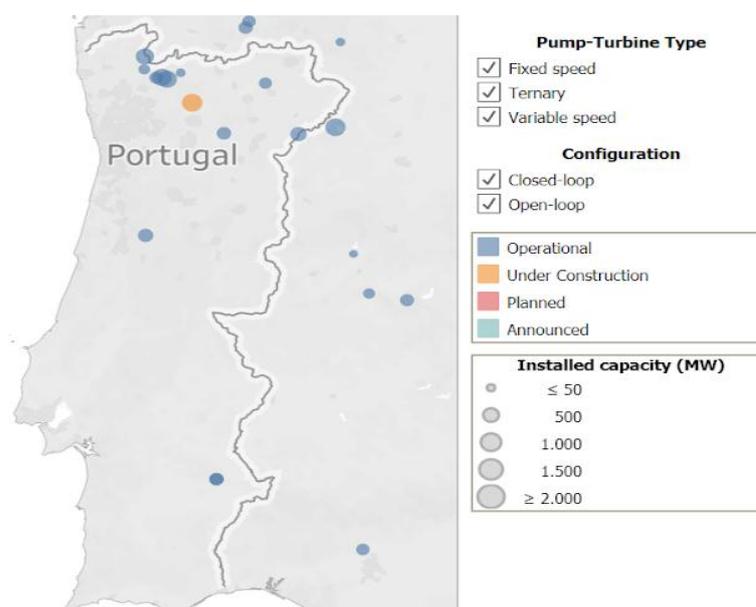
Diante deste contexto, a partir de meados da década de 2000, a expansão dos parques eólicos surgiu como uma das motivações primordiais à inserção das UHRs no SEP, haja vista a complementariedade existente entre as duas fontes. Para tal, o país criou um conjunto de medidas que incentivaram a expansão das UHRs, como a prorrogação das concessões e a Plano Nacional de Barragens.

No que diz respeito à regulação e gestão de recursos hídricos, em 2000, foi publicada a Diretiva nº 60/CE, do Parlamento Europeu, principal política da União Europeia relacionada à proteção das águas. Em 2005, este instrumento foi transposto pela Lei Nacional do Quadro da Água, a Lei nº 58/2005. A partir deste arcabouço normativo, a captação de águas públicas para a produção de energia hidroelétrica é realizada com observância ao disposto no Plano Nacional da Água, nos planos de gestão de bacia hidrográfica e nos planos específicos de gestão de água na vertente energética.

### *Função da UHR no Sistema*

Em Portugal, a maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos reversíveis situa-se na Região Norte do país, na Bacia Hidrográfica do Douro, tal como a maioria das barragens tradicionais com reservatórios de acumulação ou fio d'água existentes. Desta forma, a Bacia do Douro é responsável por mais de 50% da produção hídrica de Portugal (FREITAS, 2015). Este caráter locacional pode ser observado na Figura 3, onde estão representadas as UHRs em operação, em construção, planejadas e anunciadas, segundo a capacidade instalada em MW, para o ano de 2019.

Figura 3: UHRs em operação, construção e planejadas em Portugal em 2019



Fonte: IHA (2019).

Destaca-se que os diversos rios que abastecem as bacias hidrográficas de Portugal apresentam nascente na Espanha, ou seja, o país não tem controle da afluência destes recursos hídricos. Neste aspecto, o desejo pelo aumento da autonomia e gestão destes recursos foi um dos primeiros impulsos do SEP para os investimentos na construção de UHRs.

Diante deste contexto, durante a década de 1960, iniciou-se a implementação de UHRs no território português. Em 1964, foi construída a primeira UHR, a usina de Alto Rabagão, com 72 MW e reservatório de regularização. A partir de então, diversas UHRs foram implementadas pelo país e, em outras situações, usinas tradicionais foram convertidas em UHRs (FREITAS, 2015).

Nas últimas décadas, a construção de UHRs esteve associada à gestão da intermitência das fontes alternativas renováveis, em geral atuando de forma complementar à produção eólica. Destaca-se que grande parte destas usinas foi construída sob a vigência do Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). Lançado em 2007, o programa teve como objetivo reduzir a dependência energética e as emissões de gases potencializadores do efeito estufa. Desta forma, a medida definiu metas de aumento da potência hidrelétrica instalada, incentivando a realização de novos aproveitamentos hídricos.

Naquela ocasião, foram analisados 25 projetos já inventariados nas Bacias Hidrográficas do Douro, Tejo, Vouga e Montego, dos quais foram selecionados 10 para implementação, a citar: Foz Tua, Fridão, Padroseiros, Gouvães, Daivões, Alto Tâmega, Almourol, Pinhosão, Girabolhos e Alvito. Tendo em vista o caráter agressivo das metas propostas para o aumento da capacidade instalada da matriz, o SEP enfrentou uma série de dificuldades para cumprir este compromisso.

O desafio constava em construir um grande volume de projetos em um curto período de tempo. Apesar dos esforços do governo, nem todas as UHR previstas foram implementadas, devido tanto à reprovação das avaliações de impactos ambientais (ex.: Padroselos), quanto à falta de empresas interessadas em realizar os investimentos necessários (ex.: Almourol e Pinhosão).

Em 2015, entrou em operação a UHR de Baixo Sabor (145 MW) e, em 2017, a UHR de Frades II ou Venda Nova III (781 MW), a maior UHR em capacidade instalada do país. Em 2016, o PNBEPH passou por uma reavaliação, na qual se constatou que, apesar dos desafios, o programa foi capaz de ampliar, significativamente, a capacidade instalada de usinas hidrelétricas tradicionais e UHRs no país.

Atualmente, está em andamento o Projeto Tâmega, composto por três aproveitamentos de UHRs: Alto Tâmega, Gouvães e Daivões. O projeto das usinas,

com previsão de conclusão para 2023, está sob responsabilidade da Iberdrola e conta com financiamento do Banco Europeu de Investimento (BEI). O Quadro 2 traz uma lista das UHRs em operação e construção em Portugal (IHA, 2019).

Quadro 2: UHRs em operação e construção em Portugal

| UHR em operação                             | UHR em construção   |
|---|---------------------|
| 1) Alto Rabagão (1964) - 68 MW              | 1) Gouvões - 900 MW |
| 2) Aguieira (1981) - 336 MW                 |                     |
| 3) Vilarinho das Furnas II (1987) - 125 MW  |                     |
| 4) Torrão (1988) - 140 MW                   |                     |
| 5) Alqueva (2003) - 520 MW                  |                     |
| 6) Venda Nova II (2005) - 192 MW            |                     |
| 7) Alqueva II (2012) - 520 MW               |                     |
| 8) Salamonde II (2016) - 211 MW             |                     |
| 9) Baixo Sabor e Feiticeiro (2016) - 145 MW |                     |
| 10) Venda Nova III (2017) - 778 MW          |                     |
| 11) Foz Tua (2017) - 259 MW                 |                     |

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do IHA (2019).

Nos últimos anos, o SEP vem atravessando um momento de estagnação no consumo de energia elétrica, o que não é uma tendência local, podendo ser observada nos demais países europeus. Desta forma, verifica-se, em Portugal, um excesso de potência instalada de UHR, ultrapassando o dobro da potência que seria necessária para o atendimento da demanda atual (FREITAS, 2015).

### *Mecanismos de Incentivo*

Em Portugal, existem dois tipos de incentivo de investimento para UHRs. No primeiro caso, a partir da publicação da Legislação Complementar (Decreto-Lei nº 226-A/2007), passou a ser permitida a prorrogação das concessões através da realização de investimentos de aumento de potência. Este fato estimulou diretamente a construção de UHRs por meio da incorporação de sistemas de bombagem às usinas existentes. A equação, a seguir, apresenta o cálculo para a prorrogação dos empreendimentos.

$$Pro = (N - t) \times \Delta Pot / Pot$$

Onde:

- *Pro* é a prorrogação (anos);
- *N* é o número total de anos da concessão original de utilização do domínio hídrico;
- *t* é o número de anos remanescentes até o final da concessão original de utilização do domínio hídrico;

- $Pot$  é a potência elétrica da central antes do reforço de potência; e
- $\Delta Pot$  é a potência elétrica adicional devido o reforço de potência.

O segundo caso refere-se aos incentivos destinados à construção de novas usinas pela Portaria nº 251/2012. Este incentivo vigora durante os 10 primeiros anos de operação, havendo penalizações nas decisões de adiamento dos investimentos e um prêmio pela antecipação. No entanto, os reforços de potência com bombagem recebem apenas a metade dos incentivos concedidos e os reforços de potências em usinas que já possuem bombagem não possuem incentivo.

A Tabela 2 apresenta alguns valores de referência para a garantia de potência. Desta forma, em um ano de regime hidrológico médio, estima-se que as receitas de garantia de potência sejam cerca de 15% a 21% do total das receitas, calculadas através da equação:

$$II = II(\text{índice ref}) \times Pil \times icp \times ivd$$

Onde:

- $II$  é o montante anual do incentivo ao investimento, a determinar em cada ano civil relativamente a um certo grupo gerador;
- $II$  (índice ref) é o valor anual de referência do incentivo ao investimento, determinado pela portaria;
- $Pil$  é o valor da potência instalada líquida do grupo gerador que consta na respectiva licença de exploração; e
- $Icp$  é o índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração do grupo gerador em causa.

Tabela 2: Valores de referência de garantia de potência para algumas UHRs

| UHR            | Potência Instalada Líquida (MW) | Valor de Referência da Garantia de Potência (€/kW) | Entrada em Serviço                                      | Montante Anual (M€) |
|----------------|---------------------------------|--|---|---------------------|
| Alqueva II     | 256                             | 11,0   | dezembro 2012   | 2,8                 |
| Baixo Sabor    | 186                             | 23,1   | janeiro 2015 (jusante),<br>fevereiro 2016<br>(montante) | 4,3                 |
| Ribeiradio     | 75                              | 23,1   | maio 2015   | 1,7                 |
| Venda Nova III | 779                             | 11,0   | janeiro 2017  | 8,6                 |
| Salamonde II   | 223                             | 11,6   | janeiro 2016  | 2,6                 |
| Foz Tua        | 266                             | 13,0   | abril 2017  | 3,5                 |
| Fridão         | 238                             | 11,0   | outubro 2027  | 2,6                 |

Fonte: EDP (2019).

## *Remuneração*

Portugal faz parte do Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL), composto pela cooperação entre o mercado português e o mercado espanhol de energia. A comercialização da energia pode ocorrer no mercado atacadista através do mercado a prazo do MIBEL (contratos padronizados de semana, mês, trimestre, etc.), do mercado à vista, do mercado de contratos bilaterais e do mercado de serviços ancilares. Além destes mercados, a comercialização também ocorre no mercado varejista (GESEL, 2014).

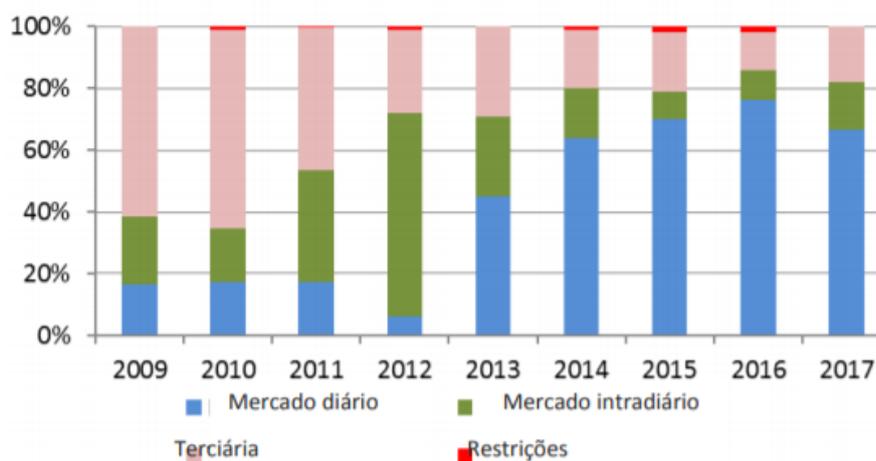
Em Portugal, a remuneração da UHR deriva, em grande medida, da arbitragem de preços do mercado diário e intradiário (Gráfico 4 e Gráfico 5). No mercado diário, a água é bombeada durante os períodos de preços baixos de eletricidade (geralmente durante a noite e nos fins de semana) e turbinada durante os períodos de preços altos (geralmente em horários de ponta). Já nos mercados intradiários, há oportunidades adicionais, frequentemente associadas a variações de preços decorrentes de flutuações na geração de fontes renováveis.

As UHRs também auferem receitas no mercado de serviços ancilares e uma possibilidade é a realização de ofertas ao REN (operador do sistema) no mercado de teleregulação (regulação de frequência secundária, na terminologia brasileira). Neste caso, o REN pode aumentar ou diminuir, em tempo real, a geração ou o bombeamento de UHRs que estão programadas a operar, a fim de fazer o ajuste fino em tempo real entre geração e carga. O mecanismo de teleregulação decide, automaticamente, ajustar a geração ou o bombeamento das usinas que realizarem ofertas de preço mais baratas para ter a sua geração modulada. A outra possibilidade é o mercado de reserva de regulação, em que equipamentos que não estão programados a gerar são remunerados para assegurar que entrarão em operação quando forem solicitados.

Recentemente, as UHRs portuguesas têm optado por atuar em ciclos de operação mais extensos, em que se estoca energia por longos períodos, quando as condições são favoráveis, para gerar posteriormente, em períodos de baixa demanda. Todavia, apesar das estratégias de arbitragem de preço, nas condições presentes do mercado, a rentabilidade das UHRs mostra-se marginal nos empreendimentos existentes e negativa na maior parte dos empreendimentos novos (FREITAS, 2015).

No Gráfico 4, percebe-se o aumento da participação das UHRs no mercado diário, em detrimento da participação no mercado intradiário e nas atividades terciárias, principalmente a partir do ano de 2013.

Gráfico 4: Participação (%) da UHR em diferentes mercados (2009 a 2017)



Fonte: EDP (2019).

Além da arbitragem de preços, as UHRs têm lucrado com a prestação de serviços ao sistema, através do fornecimento de flexibilidade ao REN e como mecanismo para evitar a redução da produção de uma determinada central geradora. No Gráfico 5, percebe-se que os custos dos serviços de sistema das UHRs são menores do que os custos no mercado diário (EDP, 2019).

Gráfico 5: Custo unitário final de UHR (2010 a 2017)



Fonte: EDP (2019).

Em 2016, as receitas com os serviços ancilares corresponderam a cerca de 13% do total das receitas das UHRs e, no ano de 2017, este valor foi de 12,4%. Desta forma, nos anos de 2016 e 2017, as receitas com serviços ancilares corresponderam, em média, a cerca de 12,8% do total das receitas deste tipo de usina, evidenciando a sua relevante participação atual (EDP, 2019).

## 4.2. Índia

### *Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de Eletricidade*

Atualmente, o mercado de eletricidade indiano, mais conhecido como o *Wholesale Electricity Market in India* (WEMI), encontra-se parcialmente liberalizado. A Comissão Central de Regulamentação da Eletricidade (CERC) é a responsável pela promoção da concorrência no atacado e pela regulação do sistema de transmissão (acesso aberto).

O governo central e os governos estaduais possuem a maior parte do segmento de geração de eletricidade, embora a participação do setor privado esteja aumentando consideravelmente. No geral, existem três mecanismos de comercialização de energia no WEMI, quais sejam, contratos bilaterais de longo prazo, contratos bilaterais de curto prazo e intercâmbios de oportunidade. Dentre estes mecanismos, a negociação por contratos de longo prazo é majoritária, alcançando cerca de 90% de todas as transações registradas no país (BARBOUR *et al.*, 2016).

Nos últimos anos, o aumento da produção de energia elétrica apresenta-se como fator essencial para a manutenção do acelerado crescimento econômico registrado no país. Para acompanhar este desenvolvimento e atender sua demanda elétrica, a Índia optou por políticas energéticas direcionadas ao aumento da inserção de energias renováveis na matriz elétrica. No entanto, o crescimento de renováveis intermitentes implica diretamente na necessidade de aumento da capacidade de atendimento de picos de demanda (BUCKLEY e SHAH, 2019).

O setor elétrico indiano sofre, frequentemente, de episódios de apagão, principalmente nos períodos de pico de demanda. Dentre estes casos, destaca-se o ocorrido em 2012, com duração de dois dias, na região Norte do país, evidenciando a fragilidade operativa do sistema (GESEL, 2014).

Diante do risco de déficit de potência e atendimento de ponta, a Índia começou a investir, massivamente, no aumento da flexibilidade e armazenamento do sistema, através da implementação da tecnologia de UHRs. Em paralelo, o governo indiano vem promovendo alterações regulatórias no setor, de forma a permitir e incentivar a implementação deste tipo de projeto.

Recentemente, a política regulatória energética ressaltou o potencial de uso das UHRs como forma de armazenamento de energia em projetos híbridos. Em 2019, o governo propôs a aplicação de mudanças normativas no quadro regulatório do setor, com a finalidade de incentivar o atendimento dos períodos de pico através da adequação do sinal do preço da eletricidade.

### *Função da UHR no Sistema*

Devido ao risco de déficit no atendimento de pico de demanda, há uma pressão para se adequar o sinal de preços da eletricidade. Na maioria dos estados, a capacidade de atendimento da demanda de ponta está cerca de 10% a 15% aquém dos valores registrados para o pico de demanda. O congestionamento da transmissão, especialmente entre as regiões Leste-Norte e Leste-Oeste, também contribui com este quadro.

Frente a este contexto, pode-se dizer que a construção de UHRs na Índia foi motivada, essencialmente, pela necessidade de garantia de abastecimento da demanda de ponta. A intenção era que as UHRs armazenassem energia em horários fora de ponta, para gerar nos horários de ponta (BARBOUR *et al.*, 2016).

Todavia, as UHRs não foram capazes de alcançar este objetivo, devido aos restritos, ou mesmo inexistentes, períodos de demanda fora de ponta. Neste sentido, os períodos fora de ponta são, em geral, insuficientes para que os bombeamentos das UHRs ocorram como planejado. Desta forma, muitas UHRs estão operando com o tempo de bombeamento muito abaixo do almejado no planejamento destes projetos (BARBOUR *et al.*, 2016).

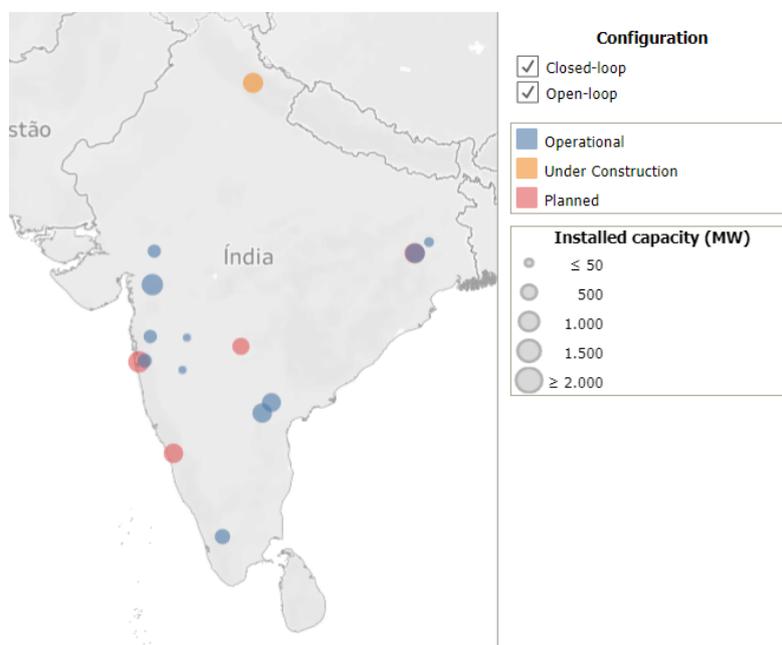
Em 1981, a Índia construiu sua primeira usina reversível, a UHR de Nagarjunasagar, com 770 MW. Entre 1981 e 1998, foram anunciadas para a entrada no parque gerador indiano mais 742 MW de capacidade instalada de UHR e mais 3.450 MW, entre 2003 e 2008, inseridas no escopo do 9º e 10º Plano Quinquenal do Mercado Atacadista de Eletricidade Indiano. Destaca-se que, para os próximos anos, a Índia planeja a entrada de mais 120 GW de capacidade instalada, a maior parte oriunda de carvão mineral, medida que pode, inclusive, motivar a inserção de novas UHRs (BARBOUR *et al.*, 2016).

Em 2014, a Índia estabeleceu a meta de gerar 275 GW de energias renováveis até 2027, com metas anuais de cerca de 30 a 40 GW. Para tal, o país vem modernizando seu sistema elétrico, estabelecendo preços diários, expandindo as redes de transmissão, aumentando o armazenamento de energia e flexibilizando o sistema por meio de UHRs.

Atualmente, encontram-se em operação cerca de 2,6 GW de UHRs, aproximadamente 3 GW, em construção, e mais 9 GW, em planejamento. A maior parte das UHRs em operação e planejadas está localizada na região Leste e Sul do país (Figura 4 e Tabela 3). A título de exemplo, cita-se a construção, na região Norte, da UHR Tehri (1 GW), localizada em Uttarakhand e gerida pela *Tehri Hydro*

*Development Corporation India*, uma *joint venture* entre o governo federal e o governo estadual de Uttar Pradesh.

Figura 4: UHRs em operação, construção e planejadas na Índia em 2019



Fonte: IHA (2019).

Tabela 3: UHR em operação e construção na Índia em 2019

| UHRs                    | Capacidade Instalada (MW) | Status                  |
|-------------------------|---------------------------|-------------------------|
| Kadamparai              | 400                       | Operação                |
| Bhira                   | 150                       | Operação                |
| Srisaïlam               | 900                       | Operação                |
| Ghatgar                 | 250                       | Operação                |
| Purlia                  | 900                       | Operação                |
| Poïthan (Jayakwadi Dam) | 120                       | Operação                |
| Sardar Sarovar          | 1200                      | Parcialmente construída |
| Tehr                    | 1000                      | Parcialmente construída |
| Kadana St.I & II        | 240                       | Parcialmente construída |
| Nagarjuna Sagar         | 705                       | Parcialmente construída |

Fonte: Buckley e Shah (2019).

Todavia, verifica-se um expressivo atraso na implementação das UHRs anunciadas, em virtude dos grandes custos socioambientais e da ausência de um sinal de preço e políticas regulatórias adequadas. Uma particularidade do caso indiano é que os projetos de UHRs de ciclo aberto (*open loop*)<sup>5</sup> apresentam obstáculos e conflitos para sua inserção, devido à disputa do uso dos recursos hídricos para irrigação, haja vista a baixa disponibilidade de água na região (BARBOUR *et al.*, 2016; BUCKLEY e SHAH, 2019).

Em 2017, a *Central Electricity Authority* (CEA) lançou um documento apontando a necessidade de operacionalizar as UHRs construídas e ainda não comissionadas. Várias usinas hidrelétricas tradicionais foram convertidas e modernizadas com sistemas de bombeamento, porém algumas ainda não se encontram em atuação, como a UHR de Nagarjuna Sagar, e outras estão com a conclusão atrasada, caso da UHR de Sardar Sarovar. A entidade relatou, também, a necessidade do estabelecimento de uma tarifa de pico para incentivar estes projetos (BUCKLEY e SHAH, 2019).

### **Remuneração**

No que se refere à remuneração, de acordo com a Lei da Eletricidade de 2003, o gerador de energia renovável pode realizar um PPA com as concessionárias centrais, estatais e privadas, de distribuição, terceiros ou consumidores cativos. Estes contratos bilaterais são adquiridos através de um processo de licitação competitiva, com exceção de alguns projetos. Já no caso das unidades geradoras hidrelétricas com tarifa regulada, esta é determinada pela *Central Electricity Regulatory Commission* (CERC) ou *State Electricity Regulatory Commissions* (SERC), com base no *cost-plus*, permitindo um retorno fixo sobre os ativos de geração (LEXOLOGY, 2019).

Portanto, via de regra, as UHRs celebram PPAs de longo prazo com as empresas estatais indianas, as quais fornecem eletricidade em períodos fora ponta, recebendo eletricidade proveniente das UHRs em horários de ponta. Além disso, para mitigar o risco de compra, certos esquemas elaborados pelo *Ministry of New and Renewable Energy* (MNRE) estabeleceram a *National Thermal Power Corporation* (NTPC) Limited e a *Solar Energy Corporation of India Limited* (SECI) como contrapartes dos contratos de compra de energia (LEXOLOGY, 2019).

---

<sup>5</sup> As UHRs de ciclo aberto (*open loop*) se caracterizam pela combinação de uma estação de bombeamento a uma hidrelétrica tradicional. Ao menos um dos reservatórios é construído em um rio com caudal expressivo, de forma que esta usina turbinava tanto água proveniente da vazão natural do rio, como proveniente do reservatório da usina reversível.

### 4.3. Chile

#### *Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de Eletricidade*

O Chile é um país que possui oferta limitada de recursos energéticos e depende da importação de hidrocarbonetos para atender grande parte de suas necessidades, característica que se reflete na sua matriz elétrica. Segundo a CNE (2018), a capacidade instalada de geração elétrica chilena, em 2018, era composta por 53% de térmica, 26% de hídrica convencional e 21% de fontes de renováveis não convencionais, que englobam energia solar, eólica, geotérmica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

No Chile, existem quatro sistemas elétricos, apresentados na Figura 5: i) o Sistema Interconectado do Norte Grande (SING); ii) o Sistema Interconectado Central (SIC); iii) o Sistema Aysén; e iv) o Sistema Magallanes. (NAVARRO *et al.*, 2016) Recentemente, em 2017, o SIC e SING foram conectados, formando o Sistema Interligado Nacional do Chile, destacando que, os dois juntos, somam a maior faixa territorial do país (REVISTA EI, 2017).

Figura 5: O setor elétrico no Chile dividido por quatro sistemas



Fonte: Navarro *et al.* (2016).

Em 2017, o SING e o SIC, juntos, eram responsáveis por 99,2% do total da capacidade instalada de energia, portanto fornecem eletricidade à maior parte da população do país. Já os sistemas de Aysén e Magallanes apresentaram, juntos, em 2017, 0,8% da capacidade instalada do país, sendo a maior parte desta energia comercializada no mercado regulado (CNE, 2018).

No ano de 2017, considerando os quatro sistemas elétricos, a geração de energia elétrica do Chile foi de 74,6 TWh. Segundo a CNE (2017), os sistemas que tiveram a maior geração de eletricidade, neste ano, foram o SING e o SIC, representando 25,8% e 73,5% da geração, respectivamente (CNE, 2018).

O mercado elétrico chileno é composto pelas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, desenvolvidas por empresas controladas em sua totalidade por capital privado, enquanto o Estado exerce as funções de regulação, fiscalização e planejamento indicativo de investimentos em transmissão (GESEL, 2014).

Na atividade de geração, todas as empresas geradoras participam de um mercado competitivo, cujos preços buscam refletir o custo marginal de produção. Na atividade de transmissão, a normativa permite a existência de vários operadores em regime de concessões, não existindo uma única empresa encarregada da operação da rede de transmissão (GESEL, 2014).

A regulação do setor determina que a rede de transmissão seja de acesso liberado para todos os geradores, sendo as empresas proprietárias das linhas as responsáveis por manter e ampliar a rede segundo a demanda existente. Nota-se que a coordenação entre a geração e o uso da rede é realizada pelos operadores de cada um dos sistemas elétricos existentes no Chile (GESEL, 2014).

No segmento de distribuição, caracterizado pelo monopólio natural, as empresas operam sob o regime de concessão de serviço público de distribuição, com as tarifas e a qualidade do serviço de fornecimento aos clientes regulados pelo poder público. Por fim, os consumidores são classificados segundo a demanda que possuem. Pertence à categoria de clientes regulados todos aqueles que possuem uma potência conectada menor que 2 MW e os clientes livres são aqueles que apresentam uma potência conectada maior que esse valor (GESEL, 2014).

A comercialização de energia elétrica no Chile ocorre através do mercado atacadista, dividido em o mercado *spot* ou de curto prazo e o mercado de contratos. O mercado *spot* é o mercado físico em que participam somente os geradores, negociando a energia resultante da diferença entre a geração real e a contratada. Os excedentes e os déficits dos geradores, de acordo com seus respectivos contratos firmados, são saldados neste mercado, cuja energia é comercializada ao custo marginal, calculado

pelos Centros de Despacho Econômico de Carga (CDEC)<sup>6</sup> de cada um dos quatro sistemas elétricos do Chile. Desta forma, há transferências de energia e potência entre os geradores (GESEL, 2014).

No mercado de contratos, participam os geradores, as distribuidoras e os clientes livres. Neste mercado, existem dois tipos de contratos: aqueles assinados entre os geradores e as distribuidoras (para os clientes regulados) e aqueles assinados entre os geradores e os clientes livres. Neste caso, os consumidores classificados como livres devem assinar contratos com os geradores ou as distribuidoras para o fornecimento de sua demanda. Destaca-se que, como estes contratos não são regulados, o preço é acordado entre as partes (GESEL, 2014).

### *Status Atual e Perspectivas de Desenvolvimento*

Até o momento, o Chile não possui UHRs ou uma regulação específica para operar este tipo de tecnologia. No entanto, existe um projeto em andamento, denominado *Espejo de Tarapacá*, que consiste em um parque gerador híbrido, composto por uma planta solar de 600 MW e uma UHR marítima de 300 MW de potência, conjunto que asseguraria uma geração constante durante 24 horas do dia, de forma econômica e sustentável (MUFG BANK, 2019).

O início das obras está programado para 2020, com a conclusão prevista para 2025. Esta usina será construída como parte de uma solução de geração solar e o projeto pretende obter um contrato do tipo PPA para vender energia solar com perfil de geração de base, viabilizado, justamente, pela introdução de uma UHR de ciclo fechado. O projeto está em fase final de desenvolvimento e conta com o apoio financeiro do *The Green Climate Fund*, que ajudará a catalisar investimentos privados e promoverá a análise de políticas regulatórias que propiciem uma remuneração apropriada (MUFG BANK, 2019).

A Figura 6 apresenta a localização geográfica deste projeto no Chile. O parque solar será construído no deserto do Atacama, na região Norte do país, onde os níveis de irradiações solares estão entre os melhores do mundo, já a UHR será localizada no litoral Norte. As duas usinas serão ligadas por uma linha de transmissão de 65 km de extensão, interconectadas pela subestação Lagunas (MUFG BANK, 2019).

---

<sup>6</sup> CDEC são órgãos que não têm personalidade jurídica, regulados pelo Decreto Supremo nº 327/1997. Existe um CDEC para cada um dos quatro sistemas elétricos existentes no Chile e seus diretórios são formados por geradoras, transmissoras, distribuidoras e representantes dos clientes do mercado livre.

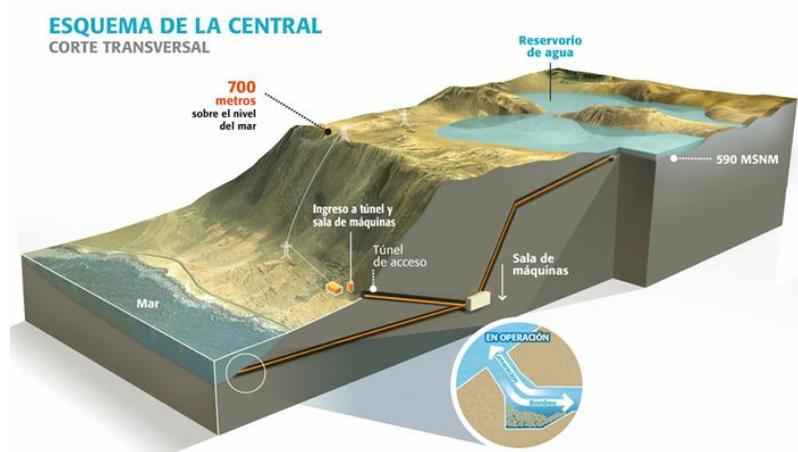
Figura 6: Localização do projeto de geração híbrida no Chile (Solar e UHR)



Fonte: Mufg Bank (2019).

Destaca-se que este projeto é considerado a UHR de menor custo de instalação, até o momento, no mundo, pois se trata de uma UHR marítima, utilizando o oceano como um de seus “reservatórios”. Além disso, o reservatório superior está localizado em uma depressão do terreno (como a região é desértica, a depressão não forma um lago natural), de forma que não há a necessidade de construção de barragens para o armazenamento de água. A Figura 7 ilustra como será a construção e as características do projeto (MUFG BANK, 2019).

Figura 7: Projeto da UHR marítima do Espejo de Tarapacá – Chile.



Fonte: Mufg Bank (2019).

Para que seus investimentos sejam economicamente viáveis, acredita-se que dois contratos de venda de energia de longo prazo deveriam ser estabelecidos. O primeiro seria um PPA de venda de energia, durante 24 horas e 7 dias da semana (24/7). Já o segundo constituiria um acordo em que a UHR seria incorporada como um ativo da rede de transmissão e receberia pagamentos por bombeamento e geração, conforme solicitações do operador da rede. No entanto, o operador da rede chilena ainda não concordou em considerar a UHR como ativo da rede de transmissão. O projeto também deixa claro que ambos os contratos seriam contemplados através de leilão de energia (MUFG BANK, 2019).

#### 4.4. China

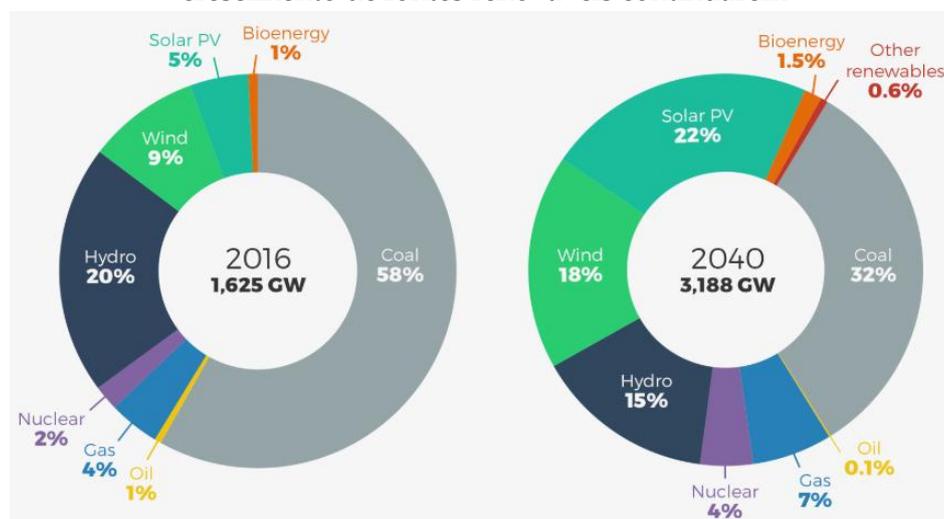
##### *Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de Eletricidade*

Segundo a *Energy Information Administration* (EIA), a capacidade instalada de energia na China chegou a 1.780 GW, em 2017. A maior parte desta energia consiste em geração térmica, aproximadamente 60%. No entanto, a taxa de crescimento de fontes renováveis no país é a maior do mundo. Seu avanço é tão significativo que corresponde a cerca de 1/5 de todo o crescimento da capacidade instalada de energia do mundo, durante a última década (CHINA POWER SYSTEM TRANSFORMATION, s.d.).

A matriz chinesa, no ano de 2016, era composta por 63% de geração térmica, 20% hídrica, 9% eólica, 2% nuclear, solar 5% e 1% de bioenergia. De acordo com o IEA, se o ritmo de crescimento das fontes renováveis continuar, nas mesmas proporções que nos últimos anos, é possível que, em 2040, as estas renováveis superem as provenientes de combustíveis fósseis, como pode ser analisado no

Gráfico 6 (IEA, 2017).

Gráfico 6: Matriz elétrica chinesa em 2016 e previsões para o ano de 2040 se o ritmo de crescimento de fontes renováveis continuarem



Fonte: IEA (2017).

Na China, o setor elétrico é controlado por companhias estatais através de *holdings*, embora reformas recentes tenham aberto o setor a investimentos estrangeiros e de agentes privados no segmento de geração de energia elétrica. A reestruturação da indústria energética, porém, não foi acompanhada pela introdução de mercados competitivos ou de preços liberalizados, não existindo uma competição para comercializar energia aos consumidores. Neste sentido, as empresas de rede atuam como compradoras únicas de toda a energia gerada e como fornecedoras diretas de carga aos usuários finais (GESEL, 2014).

A transmissão e a distribuição de energia elétrica são controladas pelo governo por serem monopólios naturais, não havendo a separação entre as atividades de rede entre transmissão e distribuição. Duas companhias são proprietárias e operadoras dos ativos de transmissão e distribuição: *State Grid Company* e *Southern Power Grid Company*, as quais, juntas, administram as sete redes nacionais (GESEL, 2014).

Na China, as entidades criadas para garantir um bom funcionamento do setor elétrico são:

- a) *Conselho de Estado*, órgão executivo supremo da República Popular da China. O primeiro-ministro é considerado o líder do Conselho e um chefe de governo, nomeado pelo presidente. O Conselho de Estado foi o responsável por conduzir as reformas do setor elétrico no país. Considera-se a autoridade máxima do setor de energia, mas também em outras áreas, pois controla todos os ministérios da República, academias, agências e outra entidades públicas (THE STATE COUNCIL OF THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA, [s.d.]).
- b) *National Energy Commission* (NEC), criada em 2010 para estipular estratégias energéticas, deliberar sobre questões relativas à segurança do setor e coordenar assuntos de importância para o desenvolvimento da energia na China (SERC, 2012).
- c) *National Development and Reform Commission* (NDRC), departamento do Conselho de Estado criado em 2003 para regular as tarifas dos consumidores finais de eletricidade e os preços pagos aos agentes do setor elétrico em todas as cadeias. Assim, a NDRC ainda determina o preço que as companhias de carvão devem receber dos geradores. Atua não somente no setor elétrico, mas em outras áreas energéticas, como o petróleo (EIA, 2014).
- d) *State-Owned Assets Supervision and Administration Commission* (SASAC), órgão criado em 2003, com o objetivo de supervisionar e prezar pelo bom funcionamento dos ativos pertencentes ao Estado chinês, incluindo os de eletricidade (SERC, 2012).
- e) *State Electricity Regulatory Commission* (SERC), criada em 2003 e era a autoridade regulatória para questões técnicas do setor elétrico (operativas não-econômicas). Em 2013, foi incorporada pela NEA para evitar funções sobrepostas na reforma energética e na aprovação de projetos energéticos (ANDERSON, 2013).

f) *National Energy Administration (NEA)*, estabelecida em 2008 como um órgão de desenvolvimento de políticas, leis, regulação e monitoramento do setor elétrico. Com a fusão da NEA com a SERC em 2013, a entidade é a atual reguladora. Cabe a ela não somente a regulação operativa, mas também o desenvolvimento de pesquisa, planejamentos e supervisões em energias primárias e secundárias (SERC, 2012; SWEDISH AGENCY FOR ANALYSIS GROWTH POLICY, 2014).

g) *State Grid Corporation of China (SGCC)*, criada em 2002 como uma empresa pública especializada em redes de transmissão e distribuição, assumindo os ativos do ex-monopólio verticalizado. É a proprietária e operadora da rede em 26 províncias do território chinês, comercializando eletricidade com os consumidores finais (STATE GRID, 2015).

h) *China Southern Power Grid (CSG)*, também estabelecida em 2002, atua em cinco províncias do sul da China como operadora e proprietária dos ativos de transmissão e distribuição, servindo uma população de 230 milhões de pessoas (CHINA SOUTHERN POWER GRID, 2015).

i) *China Electricity Council*, fundado em 1988, é uma organização que reúne empresas energéticas e instituições do setor elétrico na China. Funciona, atualmente, como uma ponte entre o governo e empresas energéticas, reportando ao governo os pedidos de seus membros, como no caso de proteção legal (CHINA ELECTRICITY COUNCIL, [s.d.]).

### ***Função da UHR no Sistema***

Embora as primeiras UHRs, na China, tenham sido finalizadas ao longo das décadas de 1960 e 1970, o desenvolvimento desta tecnologia no país só começou a acelerar após 1990. Nesse período, observou-se um rápido desenvolvimento econômico na China, acarretando um forte aumento da demanda por energia elétrica. Diante deste cenário, as usinas termelétricas passaram a enfrentar sérios problemas de atendimento à demanda de ponta. Como consequência, as regiões com grande desenvolvimento começaram a construir UHRs, de forma a suprir a demanda de pico do sistema. Este crescimento, porém, foi descoordenado e promovido por governos locais, que pretendiam solucionar o problema de atendimento à demanda de ponta nestas regiões, dominadas por usinas a carvão (BARBOUR *et al.*, 2016).

Além disso, o rápido aumento da geração de energia, não acompanhado com a expansão do sistema de transmissão, resultou em um excesso de carregamento nas linhas elétricas do país. Deste modo, as UHRs atuam, ainda, como uma excelente ferramenta para a rede de transmissão, postergando investimentos nesta área (BARBOUR *et al.*, 2016).

Mais recentemente, devido ao elevado crescimento de fontes alternativas de energia na China, as UHRs têm tido, também, o papel de fazer a interação com fontes não

controláveis (eólica e solar), oferecendo serviços ancilares à rede, como arbitragem de energia, controle de frequência e controle de inércia do sistema.

O desenvolvimento das UHRs na China fez com que vários mecanismos de estruturação, operação e preços fossem esquematizados. Os mais comuns foram os mecanismos de operação unificada e o regime operacional independente, sob o qual três modelos podem ser identificados (ZHANG *et al.*, 2015), detalhados nas seções a seguir.

### **Remuneração**

#### ***Regime de Operação Unificado***

No regime de operação unificado, as UHRs são propriedades da rede e não constituem uma entidade legal individual. Nota-se que este regime é aplicado para a maioria das UHRs construídas antes de 2004, cuja vantagem é evitar conflitos de interesse entre as UHRs e a rede, proporcionando uma maior segurança e estabilidade para o sistema (ZHANG; ANDREWS-SPEED; PERERA, 2015).

#### ***Regime de Operação Independente***

No regime de operação independente, as UHRs são entidades legais e possuem três modos de operação: operação própria, operação comissionada e arrendamento negociado, as quais serão detalhadas na sequência (ZHANG; ANDREWS-SPEED; PERERA, 2015).

a) **Operação própria.** Neste modelo, o operador é proprietário da usina, que obtém sua receita através de uma tarifa de geração do tipo *feed-in*<sup>7</sup> (*Feed-In Tariff - FIT*), definida pelo governo. Por outro lado, a UHR paga uma tarifa de bombeamento da água que também é determinada pelo governo. Desta forma, as usinas são expostas a políticas tarifárias governamentais (ZHANG *et al.*, 2015).

b) **Operação Comissionada.** Neste modelo, o proprietário da UHR não faz a operação da usina, cuja responsabilidade é da empresa operadora da rede. Destaca-se que apenas uma pequena parcela de UHRs utiliza este modelo, cujo exemplo é a UHR Tianhuangping, em que o proprietário fez um contrato concedendo à rede a permissão para operar a UHR. A receita da UHR é obtida através de uma tarifa de duas partes, uma referente à capacidade e a outra à geração, sendo que a tarifa de capacidade (também chamada de taxa de

---

<sup>7</sup> Na tarifa *feed-in*, existe um preço específico para cada tipo de geração renovável, desde 2005. Para estabelecer o preço, são considerados a localização geográfica e o desempenho técnico e econômico do produtor.

comissão) é estabelecida por meio de negociação entre o proprietário da usina e a rede (ZHANG *et al.*, 2015).

c) **Arrendamento Negociado.** Neste modelo, a propriedade da UHR e o seu operador também são separados. A receita é obtida através da negociação de uma tarifa de arrendamento (tarifa de capacidade), entre a rede e o proprietário da usina. Este modelo possui duas vantagens, quais sejam, o proprietário da UHR pode receber uma receita estável e a rede pode otimizar a operação da usina. No entanto, também possui desvantagens, uma vez que o preço de arrendamento é fixo e, assim, a usina não tem a oportunidade de auferir receitas através de atuação no mercado competitivo. Um exemplo de usina que utilizou este mecanismo é a UHR Guangzhou, atualmente a maior UHR da China, com capacidade instalada de 2.400 MW. O modelo se mostrou bem-sucedido entre todos os agentes do contrato, tanto a rede, como ao proprietário da planta (ZHANG *et al.*, 2015).

Em 2002, o governo chinês começou uma reestruturação radical no sistema elétrico. Uma componente crucial desta reforma foi a divisão da *State Power Corporation of China* em duas empresas regionais de transmissão e distribuição, denominadas *State Grid Company (SGCC)* e *Southern China Power Grid (SCPG)*, e cinco grandes empresas de geração, quais sejam, *Huaneng Power Group*, *Datang Corporation*, *Huadian Corporation*, *Guodian Corporation* e *Power Investment Corporation*.

A reforma estrutural do setor elétrico chinês mudou o contexto de construção, operação e tarifação das UHRs. Como consequência, o governo publicou outras políticas que estão estabelecidas nos Documentos nº 71/2004 e 1.571/2007, exploradas nas subseções a seguir.

#### ***Documento nº 71/2004: política de construção e operação de UHR***

Depois da reforma de 2002, os projetos de investimentos em UHRs se tornaram muito atraentes aos investidores, causando um grande aumento na competição por recursos hídricos relevantes. Como consequência, o número de projetos de implantação desta tecnologia de armazenamento estava ultrapassando a real necessidade de expansão do sistema, ameaçando um desenvolvimento desordenado. No intuito de organizar o desenvolvimento das UHRs, o governo promulgou o Documento nº 71/2007 para assegurar a confiabilidade da rede. Em resumo, esse documento estabelece que: (ZHANG *et al.*, 2015)

- As UHRs devem servir, sobretudo, à rede e ser construídas e operadas pela rede para assegurar suas necessidades;
- Os custos de construção e de operação das UHRs devem ser adicionados aos custos de operação da rede, sendo estes aprovados pelo governo; e
- As UHRs construídas pelas empresas de geração devem se subordinar ao Plano Geral de Desenvolvimento de Eletricidade e participar da competição no mercado de eletricidade como usinas de energia elétrica independentes.

***Documento nº 1.571/2007: políticas de tarifas de eletricidade para UHR***

O Documento nº 1.571/2007 foi promulgado para estabelecer políticas tarifárias para as UHRs aprovadas antes do documento de 2004 ser estabelecido, mas que ainda iriam ser comissionadas. Através do documento, ficou decretado que estas UHRs iriam adotar o mecanismo de tarifa de arrendamento negociado e seus custos deveriam ser integrados nos custos de operação da rede.

Esses dois documentos levaram ao desenvolvimento de dois novos regimes tarifários: o regime integrado de transmissão e distribuição (T/D) e o regime de concessão, em que o preço deveria ser aprovado pelo governo em vez de ser estabelecido por negociação (ZHANG *et al.*, 2015).

d) **Modelo de tarifa integrada de transmissão e distribuição (T/D)**. De acordo com o Documento nº 1.571/2007, a UHR aprovada subsequente à promulgação do Documento nº 71/2004 deveria ser construída e operada pela rede e não teria direito à FIT. Os custos de construção e operação destas usinas deveriam ser integrados nos custos operação da rede. Então, na verdade, as UHRs seriam tratadas como ativos da rede e, teoricamente, estes custos seriam recuperados pelas tarifas de distribuição e transmissão de energia que são pagas por todos os consumidores de energia elétrica. No entanto, não existe uma tarifa de transmissão e distribuição bem definida, atualmente, na China. Esta é simplesmente dada pela diferença entre a tarifa para consumidores de eletricidade e a FIT, ambas determinadas pelo governo. Então, mesmo que as UHRs sejam construídas pela rede, os seus custos podem não ser integralmente recuperados pela tarifa T/D.

e) **Modelo de arrendamento aprovado pelo governo**. Este modelo é, basicamente, o mesmo utilizado no mecanismo de arrendamento negociado. No entanto, de acordo com o Documento nº 1.571/2007, as UHRs que estavam sob este regime deveriam buscar aprovação, do governo, pela tarifa de arrendamento, negociada entre a rede e o proprietário da usina.

Destaca-se, no entanto, que esses modelos não foram bem-sucedidos na China. Como a tarifa é estabelecida pelo governo, não sobra espaço para aumentar a receita destas usinas. Além disso, as receitas das UHRs tendem a diminuir quando o custo de operação aumenta, fazendo com que os investidores percam interesse em investir em novos projetos desta tecnologia. Por isso, novas políticas foram adotadas para regular as tarifas de construção e operação das UHRs, destacando-se, aqui, dois novos documentos emitidos em 2014 (ZHANG *et al.*, 2015), quais sejam, o Documento nº 1.763/2014, que revisa a tarifa de eletricidade para UHRs, e o Documento nº 2.482/2014, sobre mais políticas de desenvolvimento de UHRs.

Em linhas gerais, estes documentos tentaram encorajar a introdução de mecanismos de mercado para assegurar que os investidores não teriam prejuízos com a construção destes projetos, com o intuito de tornar os investimentos mais atrativos. Por exemplo, incluiu-se uma tarifa de duas partes FIT<sup>8</sup>, a qual, em tese, deveria ser suficiente para remunerar o papel dos serviços ancilares promovidos pelas UHRs. Ainda nestes documentos, identificou-se que novas políticas para UHRs eram urgentes.

Como conclusão, o governo chinês estimulou a construção e a operação das UHRs pela rede e o seu custo de operação é integrado no custo de operação total da rede. Desta forma, as UHRs, na China, têm servido especialmente como ferramentas operacionais da rede e suas particularidades econômicas têm sido pouco consideradas.

#### 4.5. Suíça

##### *Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de Eletricidade*

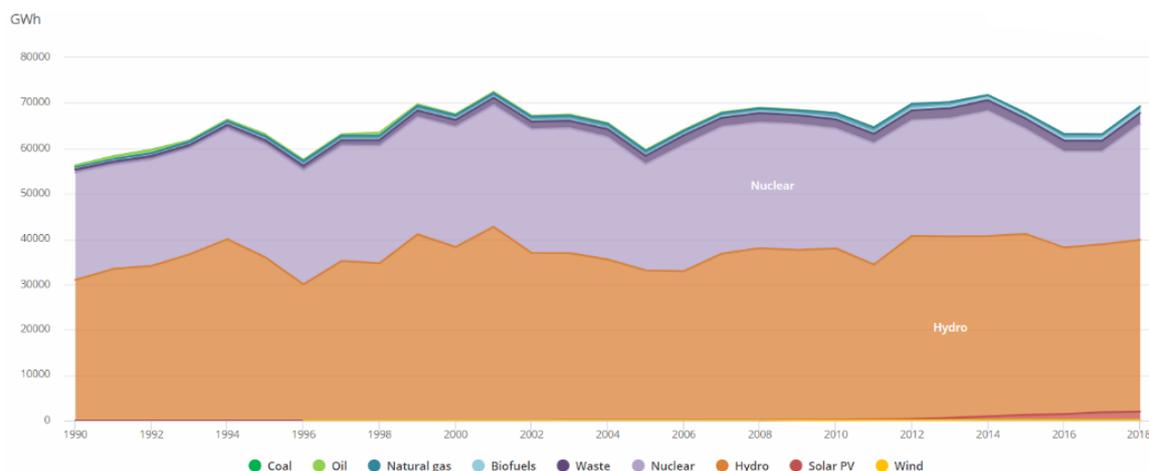
Atualmente, a principal fonte de geração na Suíça é a energia hidrelétrica, que representa 59% da produção de energia elétrica total do país. Além da geração hidrelétrica, a matriz elétrica apresenta forte participação de energia nuclear (32,8%) e, em menor escala, de energia térmica convencional (3,1%) e outras fontes de energia renovável (solar, eólica, resíduos sólidos) (5,1%), conforme apresentado no Gráfico 7, abaixo (GLI, 2019). Em função da composição da matriz, o país tem a menor emissão de carbono dentre todos os países membros da Agência Internacional de Energia (IEA, 2019).

---

<sup>8</sup> A FIT deve ser aprovada em concordância com o princípio da razoabilidade de custos e do retorno permitido. Enquanto a parte referente ao custo inclui os custos de construção e operação, o retorno permitido deve ser aprovado com base na taxa de retorno livre de risco (taxa de longo prazo do Tesouro) mais uma taxa de retorno de risco de 1% a 3%.

A capacidade instalada do país é suficiente para atender à demanda total de eletricidade em um ano, de forma que a Suíça tem sido um exportador líquido na maioria dos anos. O país normalmente exporta eletricidade no verão e importa no inverno, quando os reservatórios estão com pouca energia. O saldo líquido das exportações diminuiu nos últimos anos e espera-se que esta tendência continue com a eliminação gradual da energia nuclear.

Gráfico 7: Geração de energia elétrica por fonte, em GWh, na Suíça (1980 a 2018)



Fonte: IEA (2019).

Como parte do Departamento Federal do Meio Ambiente, dos Transportes, da Energia e da Comunicação do Conselho Federal Suíço, o Escritório Federal da Energia (*Swiss Federal Office of Energy*) é o responsável pelo setor energético do país. Em outras palavras, a entidade atua como o ministério da energia, de modo a ser responsável por criar e manter as condições necessárias para a segurança do fornecimento de energia, à prova de crise, de base ampla e de caráter econômico e sustentável (BFE, 2019).

Já o Elcom é a entidade reguladora independente, responsável por monitorar a conformidade com a Lei Federal de Eletricidade da Suíça e a Lei Federal de Energia da Suíça, proferindo decisões sempre que necessário. O órgão monitora os preços, as regras e a segurança do fornecimento, além de regular as questões relacionadas à transmissão e à comercialização internacional de eletricidade (ELCOM, 2019).

Até 2016, o fornecimento de eletricidade aos usuários finais era garantido por, aproximadamente, 700 empresas. Além disso, o país possui uma organização dos operadores de rede elétrica, a *Swisselectric*, cujos membros incluem Axpo Group (Axpo Power AG, Axpo Trading AG, CKW) e Alpiq (Alpiq AG, Alpiq Suisse SA).

No campo da transmissão, o operador é a *Swissgrid*. Destaca-se que, por estar situada no coração da Europa, a Suíça tem um papel importante como país de trânsito e eixo central europeu, tendo em vista que as exportações de eletricidade da Alemanha para a Itália passam pela Suíça e o mesmo acontece no eixo Leste-Oeste.

## *Política Energética e a Lei da Energia*

Desde 2011, após o incidente nuclear de Fukushima, o Conselho Federal e o Parlamento optaram por abandonar progressivamente a produção de energia nuclear na Suíça. Como a energia nuclear fornece cerca de 30% da produção total de eletricidade, esta decisão significa uma reestruturação completa da matriz energética do país, cujo processo é chamado de “Estratégia Energética 2050”.

A Estratégia Energética 2050 visa substituir a produção de eletricidade nuclear por fontes de energia renováveis. Um pacote inicial de medidas objetiva reduzir o consumo, aumentar a eficiência energética e promover energias renováveis, como hidrelétrica, solar, eólica, geotérmica e a biomassa. Juntamente com esta estratégia, o Conselho Federal desenvolveu a Estratégia de Rede Elétrica, que busca garantir que a rede de transmissão seja desenvolvida em tempo hábil para o suprimento de energia (BFE, 2019).

Deste modo, a Lei Federal da Energia foi completamente revisada, com as alterações entrando em vigor em janeiro de 2018. A Nova Lei da Energia concedeu apoio temporário às usinas hidrelétricas de grande escala existentes, tendo em vista a pressão financeira à qual estavam sujeitas.

Até 2018, o principal instrumento utilizado para a promoção de fontes renováveis de energia no país é a tarifa *feed-in*. Esta tarifa<sup>9</sup> está disponível à geração hidrelétrica com capacidade de até 10 MW, geração solar, geração eólica, geração geotérmica e geração proveniente de biomassa e resíduos biológicos. A partir da Nova Lei da Energia, este sistema foi substituído pela tarifa *feed-in premium*, em que os produtores qualificados são obrigados a comercializar sua eletricidade.

A diferença entre o preço de mercado e os custos de produção ainda é compensada, no entanto os produtores se tornam responsáveis por vender sua eletricidade diretamente no mercado. Nota-se que é do interesse dos geradores vender a eletricidade pelo maior preço possível, o que lhes oferece um incentivo a gerar energia quando a relação entre oferta e demanda é favorável. Este sistema apresenta duração limitada de até cinco anos após a entrada em vigor da nova lei (até 2022). Destaca-se que a Nova Lei da Energia também eleva a sobretaxa da rede, aumentando significativamente os recursos financeiros para a promoção de energias renováveis (GLI, 2019).

---

<sup>9</sup> A tarifa é paga diretamente aos produtores como remuneração fixa, de forma a cobrir a diferença entre o custo de produção e o preço de mercado e é financiada através de uma sobretaxa de rede imposta aos consumidores de eletricidade.

## *Preço da Energia e Estrutura da Tarifa*

O preço da tarifa de energia varia consideravelmente na Suíça, especialmente devido ao afastamento entre os custos de produção das usinas frente ao preço de compra no mercado e às variações de acordo com o tipo de geração (fontes renováveis recebem subsídios).

Até 2016, cerca de 90% da eletricidade negociada no atacado era comercializada no mercado de balcão (*over-the-counter*), normalmente abaixo do preço de referência, uma vez que esta energia é sujeita a obrigações de serviço público. Os preços de varejo, por sua vez, variam fortemente de acordo com a área de suprimento. Para consumidores residenciais, os preços médios entre distritos chegam a variações de mais de 50%, principalmente porque alguns municípios de montanha se beneficiam da energia hidrelétrica local de baixo custo. Para a indústria, as diferenças de preço são menores, uma vez que aqui há acesso ao mercado livre, mas ainda representam dezenas de pontos percentuais.

A Lei Federal de Fornecimento de Eletricidade, publicada em 2007, regula as bases para um fornecimento confiável e sustentável de eletricidade e visa a abertura do mercado. Desde 2009, os grandes consumidores têm acesso gratuito ao mercado de livre, ao contrário das pequenas empresas e dos consumidores residências.

Em 2019, uma proposta para liberalização geral do mercado foi apresentada no Parlamento, com as seguintes características:

- Extensão do acesso ao mercado para os pequenos consumidores, o que também é uma condição necessária para a conclusão do acordo bilateral com a União Europeia, cujas negociações foram iniciadas ainda em 2007, o que permitiria a participação da Suíça no mercado comum do grupo; e
- Criação de uma reserva de energia (possivelmente via UHR), que ficaria a cargo da Swissgrid, para garantir a segurança da oferta.

Apesar das críticas à proposta quanto a uma possível falta de comprometimento com os objetivos da Estratégia 2050, o governo segue na direção de aprová-la (SWISSINFO, 2019).

No que diz respeito à gestão dos recursos hídricos, os geradores hidrelétricos têm de pagar pelo uso da água nos estados e municípios em que atuam, sendo que a concessão de projetos hidrelétricos normalmente dura 80 anos.

Recentemente, uma proposta de redução temporária de *royalties* da água não recebeu apoio majoritário na fase de consulta. Além disso, taxas e impostos foram aumentados ou recentemente introduzidos através de legislação federal, o que aumenta a carga financeira para os geradores hídricos. Por fim, alguns estados e municípios se recusam a renovar as concessões de água e pretendem assumir a produção de hidroeletricidade de empresas privados.

Para proteger seus geradores hídricos dos baixos preços da eletricidade na Europa, a Suíça pode adotar medidas comerciais, como um imposto de importação sobre a eletricidade produzida a partir de fontes de energia fóssil. Além disso, a Suíça pode, ainda, questionar a coerência de certos subsídios da União Europeia para fontes de energia renováveis com acordos comerciais internacionais, invocando a provisão de auxílio estatal sob o Acordo de Livre Comércio Suíça-UE (art. 23) ou enviando uma reclamação à Organização Mundial do Comércio (OMC) contra a União Europeia por violação do Acordo sobre Subsídios e Medidas Compensatórias. No entanto, estas opções dependem de viabilidade política e oportunidade (GLI, 2019).

### *Função da UHR no Sistema*

Originalmente, entendia-se que o papel principal das UHRs na Suíça era o de aproveitar o potencial hídrico abundante e conceder flexibilidade ao sistema, caracterizado pela alta presença de geração nuclear, com perfil de geração de base. Destaca-se que o país não apresenta qualquer potencial para exploração de combustíveis fósseis, de modo que a geração térmica convencional é completamente dependente de importação, o que corrobora para a instalação de fontes alternativas.

A partir de 2011, por outro lado, destaca-se o aumento da geração renovável intermitente, em detrimento do emprego da geração nuclear, no âmbito da Estratégia Energética 2050. Neste contexto, as UHRs ganham um novo papel, o de oferecer confiabilidade e flexibilidade ao sistema frente à imprevisibilidade de curto prazo das fontes intermitentes.

Em 2016, dos 14.806 MW de capacidade instalada em geração hídrica, cerca de 2.589 MW estavam associados a usinas reversíveis, o que representa mais de 12% de toda a capacidade instalada do país naquele ano, segundo dados da IEA, apresentados na Tabela 4.

Tabela 4: Capacidade instalada de geração elétrica (MW)

| Energy source          | 2000          | 2005          | 2010          | 2011          | 2012          | 2013          | 2014          | 2015          | 2016          |
|------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Nuclear                | 3 200         | 3 220         | 3 253         | 3 278         | 3 278         | 3 278         | 3 308         | 3 333         | 3 333         |
| Hydro                  | 13 239        | 13 355        | 13 723        | 13 769        | 13 802        | 13 817        | 13 743        | 13 815        | 14 806        |
| of which pumped hydro* | 1 756         | 1 699         | 1 839         | 1 839         | 1 839         | 1 839         | 1 839         | 1 852         | 2 589         |
| Solar PVs              | 16            | 28            | 125           | 223           | 437           | 756           | 1 061         | 1 394         | 1 664         |
| Wind                   | 3             | 12            | 42            | 46            | 49            | 60            | 60            | 60            | 75            |
| Combustible fuels      | 804           | 825           | 944           | 918           | 1 018         | 1 021         | 993           | 1 016         | 961           |
| <b>Total capacity</b>  | <b>17 262</b> | <b>17 440</b> | <b>18 087</b> | <b>18 234</b> | <b>18 584</b> | <b>18 932</b> | <b>19 165</b> | <b>19 618</b> | <b>20 839</b> |

\* Includes mixed plants and pure pumped storage plants.

Fonte: IEA (2018).

Segundo dados do *Energy Storage Exchange*, de propriedade do governo norte-americano, estão em operação, pelo menos, 17 UHRs com alto fator de capacidade na Suíça, conforme consta na Tabela 5, abaixo (DOE, 2019).

Tabela 5: UHRs em operação na Suíça em 2019

| <b>Usina</b>  | <b>Localização</b>          | <b>Tecnologia</b> | <b>Capacidade</b> |
|---|-----------------------------|-------------------|-------------------|
| Ova Spin Pumped Hydro Storage Power Station                             | Zernez, Grisons             | Open-loop         | 47 MW             |
| Lago Bianco Pumped Hydro Storage Power Station                          | Poschiavo, Grisons          | Open-loop         | 1.000 MW          |
| Ferrera Pumped Hydro Storage Power Plant                                | Ragn de Ferrera, Graubünden | Open-loop         | 185 MW            |
| Tierfehd (Nestil) Pumped Hydro Storage                                  | Tierfehd, 8783 Glarus Süd   | Open-loop         | 141 MW            |
| Etzelwerk Pumped Hydro Storage Power Station                            | Sihlsee, Einsiedeln         | Open-loop         | 135 MW            |
| Robiei Pumped Hydro Storage Power Station                               | Bignasco, Ticino            | Open-loop         | 160 MW            |
| Linth-Limmern Pumped Storage Scheme                                     | Lake Timmern, Glarus        | Open-loop         | 480 MW            |
| Linthal 2015 (Linth-Limmern Expansion) Pumped Hydro Storage Power Plant | Linthal, Glarus             | Open-loop         | 1.000 MW          |
| Nant de Drance Pumped Hydro Storage Power                               | Martigny, Valais            | Open-loop         | 900 MW            |
| Mapragg Pumped Hydro Storage Power Plant                                | Stausee Mapragg, Pfäfers    | Open-loop         | 370 MW            |
| Handeck 3 Pumped Hydro Storage Power Station                            | Guttannen, Bern             | Open-loop         | 55 MW             |
| Grimsel 2 Pumped Hydro Storage Power Station                            | Guttannen, Bern             | Open-loop         | 350 MW            |
| Grimsel 3 Pumped Hydro Storage Power Station                            | Guttannen, Bern             | Open-loop         | 600 MW            |
| Gougra Pumped Hydro Storage Power Station                               | Sierre, Valais              | Open-loop         | 164 MW            |
| Hongrin-Leman Pumped Hydro Storage Power Station                        | Veytaux, Vaud               | Open-loop         | 240 MW            |
| Emosson Pumped Hydro Storage Power Station                              | Martigny, Valais            | Open-loop         | 360 MW            |
| Veytaux (FMHL+) Pumped Hydro Storage Power Plant                        | Veytaux, Montreux           | Open-loop         | 240 MW            |

Fonte: Energy Storage Exchange (2019).

Realizando uma análise individualizada, percebe-se que, em geral, estas usinas são de propriedade de empresas do setor de geração e atuam, a princípio, de modo independente no sistema (não associadas a outros empreendimentos), muitas vezes sendo de resultado de parcerias entre diferentes empresas no caso de empreendimentos maiores, como a usina Nant de Drance, de propriedade de Alpiq (39%), SBB (36%), IWB (15%) e FMV (10%).

### **Remuneração**

A Suíça encontra-se localizada na fronteira entre Alemanha, França e Itália, com alto nível de interconexão com estes países. Por esta razão, as UHRs no país podem explorar a arbitragem no comércio de energia entre vários mercados. Em particular, a geração nuclear da França pode fornecer energia barata, enquanto o mercado da Itália normalmente alcança preços mais altos, onde a energia pode ser vendida com lucro.

Em 2010, a demanda interna foi de, aproximadamente, 60 TWh, enquanto as importações e exportações foram de 66.6 TWh. Em média, o preço de exportação foi 36,6% superior ao preço de importação e, por isso, a opinião pública local adotou o termo “Baterias Verdes da Europa” para se referir às UHRs nacionais (BARBOUR *et al.*, 2016). Neste sentido, a alta margem obtida entre os preços de importação e exportação sugeriam que novos investimentos em UHRs poderiam se viabilizar por arbitragem de preços com os mercados vizinhos.

No período mais recente, entretanto, o país vem sentido os efeitos desfavoráveis de mudanças na dinâmica de preços da eletricidade na Europa. Houve uma redução dos preços de eletricidade fruto, especialmente com a disseminação da geração eólica e solar subsidiada na Alemanha (CLERCG, 2014; BARBOUR *et al.* 2016). Apesar de controverso, visto que o aumento de fontes renováveis intermitentes incentiva o aumento de mecanismos de armazenamento de energia para compensar a imprevisibilidade da carga a curto prazo, na prática o que ocorre é que a energia da fontes eólica e solar pode ser vendida mais barata devido ao subsídio que recebe, diminuindo, assim, os preços de eletricidade no atacado e aumentando, simultaneamente, os custos de eletricidade para o consumidor final. Além disso, principalmente em dias ensolarados, a geração solar pode diminuir, significativamente, o número de horas diurnas com preços altos, reduzindo o número de horas durante as quais é favorável a geração a partir de UHRs.

Como resultado desta mudança de cenário quanto aos preços da energia elétrica no atacado no mercado europeu, planos para grandes reversíveis na Suíça em estágios iniciais da construção foram descontinuados e usinas já construídas foram desativadas por não poderem operar de maneira lucrativa, apesar de oferecerem benefícios amplamente reconhecidos ao sistema (CLERCG, 2014; AXPO, 2015). Destaca-se, aqui, o caso da Axpo, empresa que, em 2016, lançou como prejuízo (*impairment*) 540 milhões de francos suíços de investimentos realizados na recém construída UHR de Linth-Limmern (MILLER, 2016), a qual, nas atuais condições de mercado, não será capaz de rentabilizar o capital empregado em sua construção.

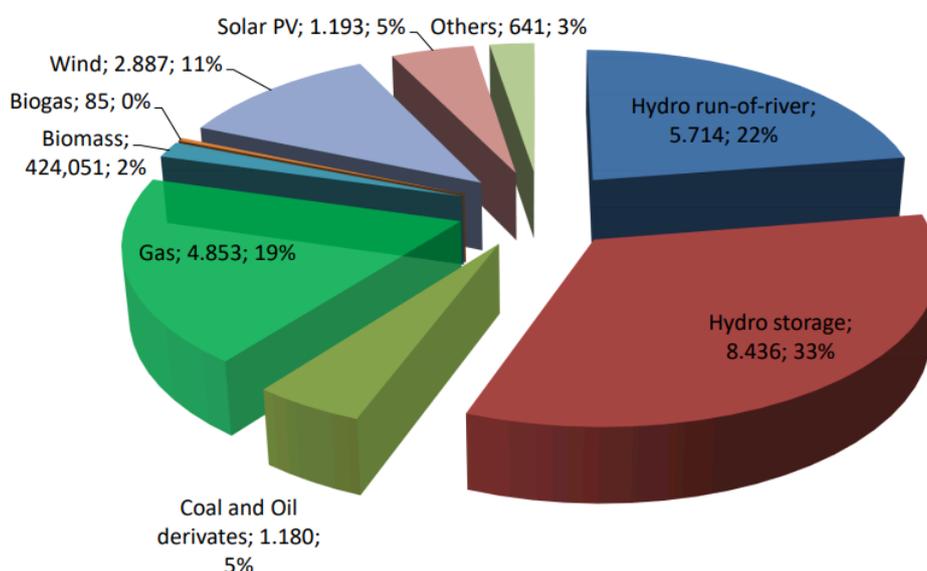
## **4.6. *Áustria***

### ***Matriz Elétrica e Estrutura Regulatória do Mercado de Eletricidade***

Desde 1945, a Áustria é um país com alta concentração de geração hidrelétrica (incluindo usinas hidrelétricas reversíveis) com participação variando de 70% a 80% (E-CONTROL, 2018). Esta alta participação da hidroeletricidade deve-se, particularmente, à sua localização - nos Alpes - e à grande experiência na área, contando com fortes empresas, como a Andritz, produtora de equipamentos de geração hidrelétrica, e a Verbund, geradora. O restante da geração nacional é suprida por usinas térmicas a gás e a carvão (E-CONTROL, 2018).

Além disso, a Áustria importa grandes quantidades de eletricidade, por exemplo, de usinas nucleares da Alemanha, França e Suíça, e armazena parte da energia com usinas reversíveis para posterior geração. O Gráfico 8 apresenta a geração de eletricidade, por fonte, em 2018.

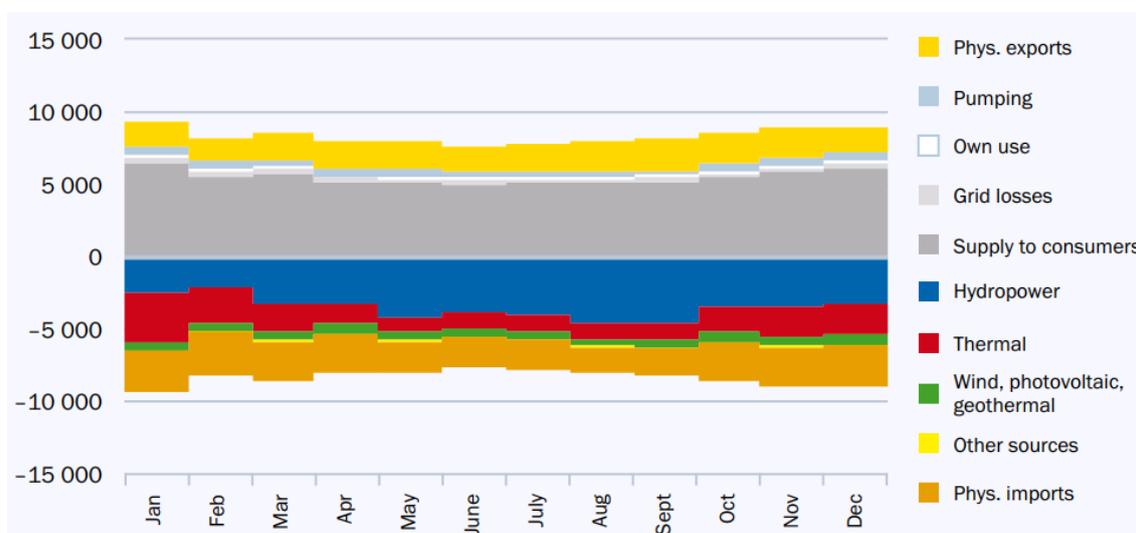
Gráfico 8: Geração de eletricidade na Áustria em 2018 (% de GWh)



Fonte: Gómez (2019).

A distribuição mensal de consumo e geração em 2017 é apresentada no Gráfico 9, abaixo. Observa-se que a geração hidrelétrica é mais elevada durante o verão, tendo em vista o descongelamento do gelo acumulado durante o inverno, que flui para as usinas do país, permitindo uma maior geração. Já a geração térmica é utilizada para complementar a geração hidrelétrica durante o inverno, quando esta é menor.

Gráfico 9: Balanço de eletricidade em 2017 na Áustria, em GWh (os dados positivos consistem do consumo e os negativos da geração)



Fonte: E-Control (2018).

Grande parte da eletricidade contabilizada como importação e exportação consiste do fato da Áustria funcionar como um intermediário na transação de compra e venda de eletricidade no mercado europeu, principalmente na venda do excedente de geração elétrica da Alemanha para outros países, como Hungria, Suíça, Itália e Eslovênia. No entanto, destaca-se que a importação de eletricidade, durante o inverno, é maior do que a exportação, já que a Áustria é deficitária de geração elétrica nesta estação do ano (GÓMEZ, 2019).

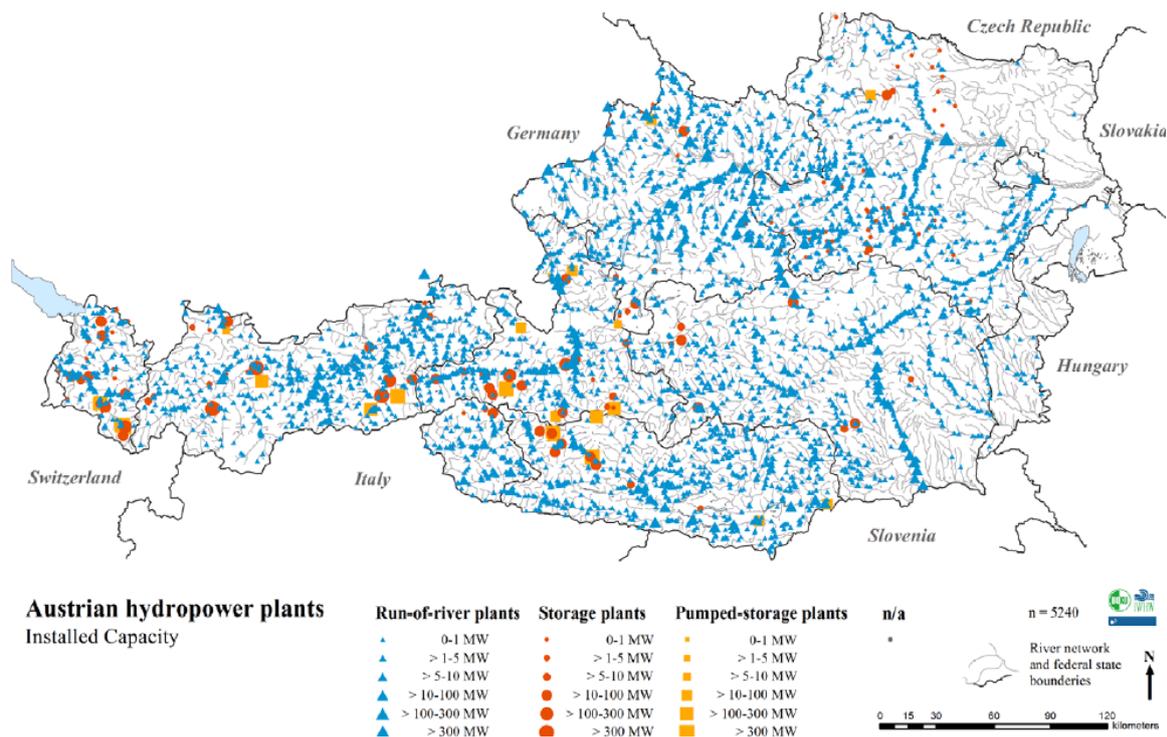
O Mercado de Eletricidade Austríaco é operado pela *Energy Exchange Austria* (EXAA), em colaboração com EEX (Alemanha), Nord Pool (países nórdicos) e outras agências comercializadoras europeias de menor importância. O mercado inclui ambientes de negociação OTC (*over-the-counter*) bilateral, em que a comercialização de eletricidade é feita diretamente entre o gerador e o consumidor. Também há uma bolsa de energia física, o mercado *spot*, com o leilão do mercado diário e negociações no mercado intradiário de eletricidade, em que os geradores e compradores competem abertamente, com o objetivo de atingir o menor custo de eletricidade para suprir a demanda de curto prazo.

Este mercado é importante para garantir o suprimento de eletricidade para consumidores que não estejam cobertos com outros contratos, porém tende a possuir um preço de eletricidade maior. Finalmente, há negociações de derivativos em bolsa, através das quais agentes compram e vendem energia por meio de contratos com um dia de antecedência ou até 9 anos no futuro.

### ***Função da UHR no Sistema***

A Figura 8 apresenta as usinas hidrelétricas a fio d'água e com reservatório e as UHRs na Áustria. As usinas a fio d'água são distribuídas pela maior parte do país e as usinas com reservatório e de bombeamento são limitadas a locais montanhosos, onde há reservatórios com alta variação de queda e a concentração demográfica é baixa. Além disso, nota-se que existem poucas usinas com reservatório em comparação com usinas a fio d'água.

Figura 8: Distribuição espacial de usinas hidrelétricas e UHRs na Áustria

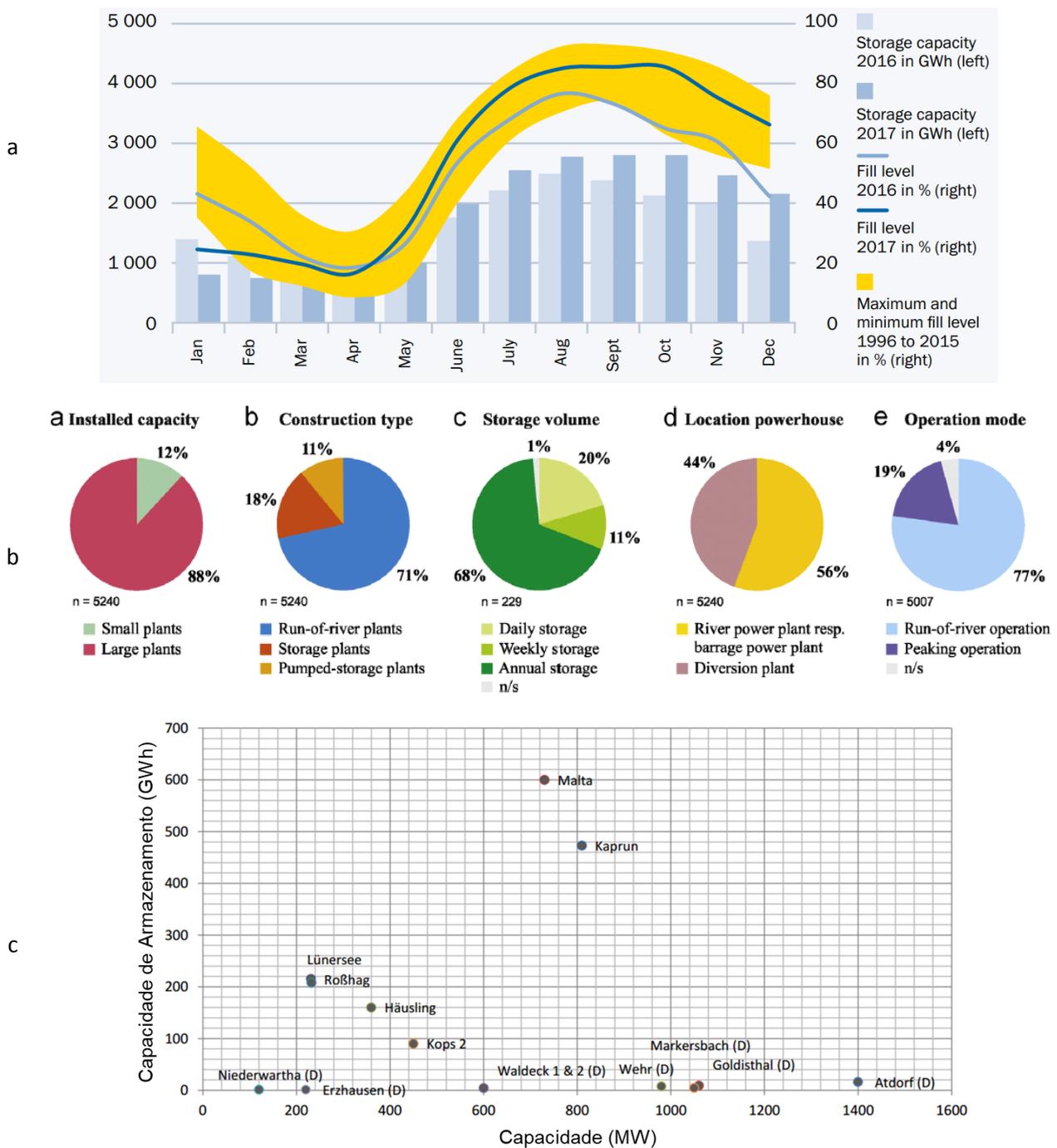


Fonte: Wagner *et al.*(2015).

As UHRs austríacas possuem reservatórios grandes com alta capacidade de armazenamento anual. Destaca-se que é feita uma distinção entre usinas hidrelétricas com reservatório e as UHRs. Ambos os tipos permitem o armazenamento de energia, mas apenas as UHRs são capazes de absorver energia na forma de eletricidade (operação de bombeamento) para retornar com geração mais tarde (operação da turbina).

Em agosto de 2018, 112 usinas de armazenamento com capacidade instalada total de 8,4 GW estavam em operação no país. A capacidade máxima de armazenamento de todas as usinas com reservatório austríacas está, atualmente, em 3 TWh, conforme mostra o Gráfico 10a. Já o Gráfico 10b apresenta mais detalhes sobre as usinas hidrelétricas e UHRs. Destaca-se que as UHRs são a forma mais importante de armazenamento de eletricidade na Áustria, por outro lado, na Alemanha, as UHRs possuem uma capacidade de armazenamento limitado para o armazenamento diário, de acordo com o exibido no Gráfico 10c.

Gráfico 10: (a) Características das usinas hidrelétricas na Áustria. (b) Capacidade de armazenamento energético em grandes reservatórios na Áustria em 2016 e 2017. (c) Comparação entre o armazenamento de UHR na Áustria e na Alemanha

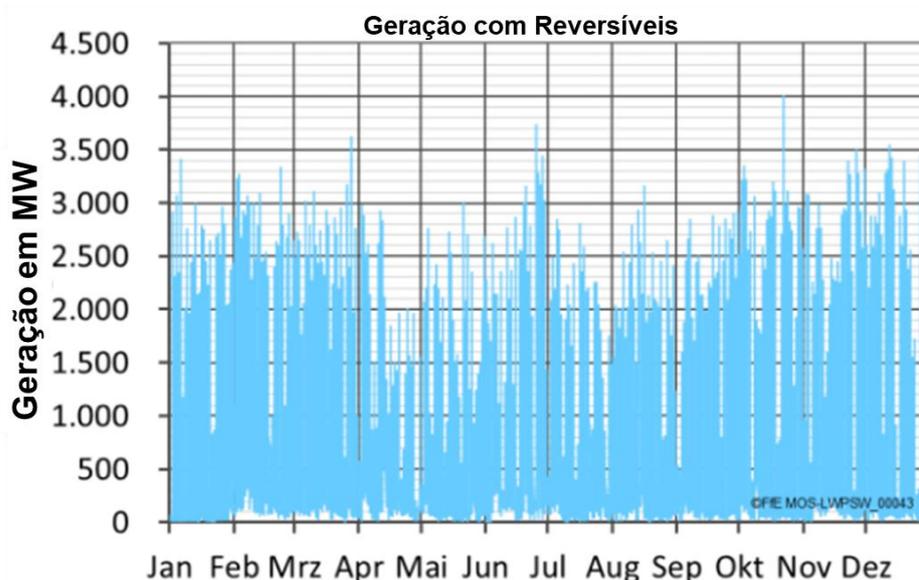


Fonte: a) Wagner *et al.* (2015); b) E-Control (2018); c) Totschnig (2015).

A operação das usinas hidrelétricas, na Áustria, varia consideravelmente dependendo de cada tipo de planta. As usinas a fio d'água geram mais eletricidade durante o verão e têm uma geração constante, com pouca variação durante o dia ou semana. A geração hidrelétrica de usinas com reservatório varia consideravelmente

em ciclos diários e semanais, gerando mais eletricidade durante o verão. Já a geração de UHRs varia totalmente, com ciclos diários e semanais (Gráfico 11), sendo que a maior operação acontece durante o inverno, devido à maior demanda por eletricidade.

Gráfico 11: Geração hidrelétrica reversível



Fonte: Hecker *et al.* (2015).

As UHRs austríacas são construídas com o intuito de gerar hidroeletricidade com a vazão afluyente que chega nos reservatórios, principalmente resultante do degelo das montanhas, e armazenar água que flui nos rios abaixo, armazenando energia em ciclos diários, semanais e sazonais. As UHRs são instaladas nas cabeceiras dos rios para também regular a sua vazão e aumentar a geração das usinas a fio d'água em cascata.

Comparando o bombeamento de 5,545 GWh, em 2017, (Tabela 6a) com a geração de 13,211 GWh (Tabela 6b), no mesmo ano, aproximadamente 40% da geração de UHRs é resultado do bombeamento de água do reservatório inferior e 60% advém da água afluyente ao reservatório superior das usinas, principalmente em decorrência do degelo no topo da montanha durante o verão.

Assim, as UHRs austríacas são usinas hidrelétricas híbridas com reversíveis (*pump-back storage*), usinas construídas com turbinas reversíveis, o que possibilita que sejam utilizadas para gerar hidroeletricidade ou, como alternativa, para armazenamento energético. Esse é um dos motivos pelo qual a quantidade de bombeamento durante o verão é baixa, já que o reservatório é preenchido com a água resultante do degelo nas montanhas.

Tabela 6: (a) Balanço de eletricidade na Áustria de 1990 a 2017, em GWh (b) Comparação de geração hidrelétrica a fio d'água com UHRs com diferentes capacidades em 2017 na Áustria, em GWh

|             | Supply to consumers | Own use      | Grid losses  | Domestic consumption | Electricity for pumping | Physical exports | Use and exports = generation and imports |
|-------------|---------------------|--------------|--------------|----------------------|-------------------------|------------------|--|
| 1990        | 43 995              | 1 563        | 2 971        | <b>48 529</b>        | 1 425                   | 7 298            | <b>57 252</b>                            |
| 1995        | 47 722              | 1 556        | 3 328        | <b>52 606</b>        | 1 511                   | 9 757            | <b>63 874</b>                            |
| 2000        | 53 751              | 1 566        | 3 195        | <b>58 512</b>        | 1 990                   | 15 216           | <b>75 718</b>                            |
| 2005        | 60 465              | 2 051        | 3 567        | <b>66 083</b>        | 3 276                   | 17 732           | <b>87 091</b>                            |
| 2010        | 63 308              | 2 089        | 3 534        | <b>68 931</b>        | 4 576                   | 17 472           | <b>90 979</b>                            |
| 2015        | 64 494              | 1 980        | 3 443        | <b>69 917</b>        | 4 907                   | 19 328           | <b>94 151</b>                            |
| 2016        | 65 373              | 2 025        | 3 342        | <b>70 740</b>        | 4 339                   | 19 207           | <b>94 286</b>                            |
| <b>2017</b> | <b>66 274</b>       | <b>2 090</b> | <b>3 459</b> | <b>71 824</b>        | <b>5 545</b>            | <b>22 817</b>    | <b>100 185</b>                           |

| Gross generation mix in 2017 |                    |             |               |             |              |
|------------------------------|--------------------|-------------|---------------|-------------|--------------|
| Energy source                |                    |             | GWh           | Share in %  |              |
| Hydropower                   | Run of river       | up to 10 MW | 5 243         | 7.4         | 12.5         |
|                              |                    | over 10 MW  | 23 634        | 33.4        | 56.2         |
|                              | Pumped storage     | up to 10 MW | 546           | 0.8         | 1.3          |
|                              |                    | over 10 MW  | 12 665        | 17.9        | 30.1         |
|                              | <b>Total hydro</b> |             | <b>42 088</b> | <b>59.4</b> | <b>100.0</b> |

Fonte: a) E-Control (2018); b) E-Control (2018).

O governo federal austríaco estabeleceu a meta, até o ano 2030, de gerar 100% da eletricidade a partir de fontes de energia renováveis. Destaca-se, neste sentido, que estas fontes de energia precisam de uma infraestrutura de armazenamento energético substancial (ORNETZEDER, 2019). Com o objetivo de descarbonizar amplamente todo o setor elétrico, o maior desafio no futuro certamente estará na área de armazenamento de longo prazo (sazonal e plurianual).

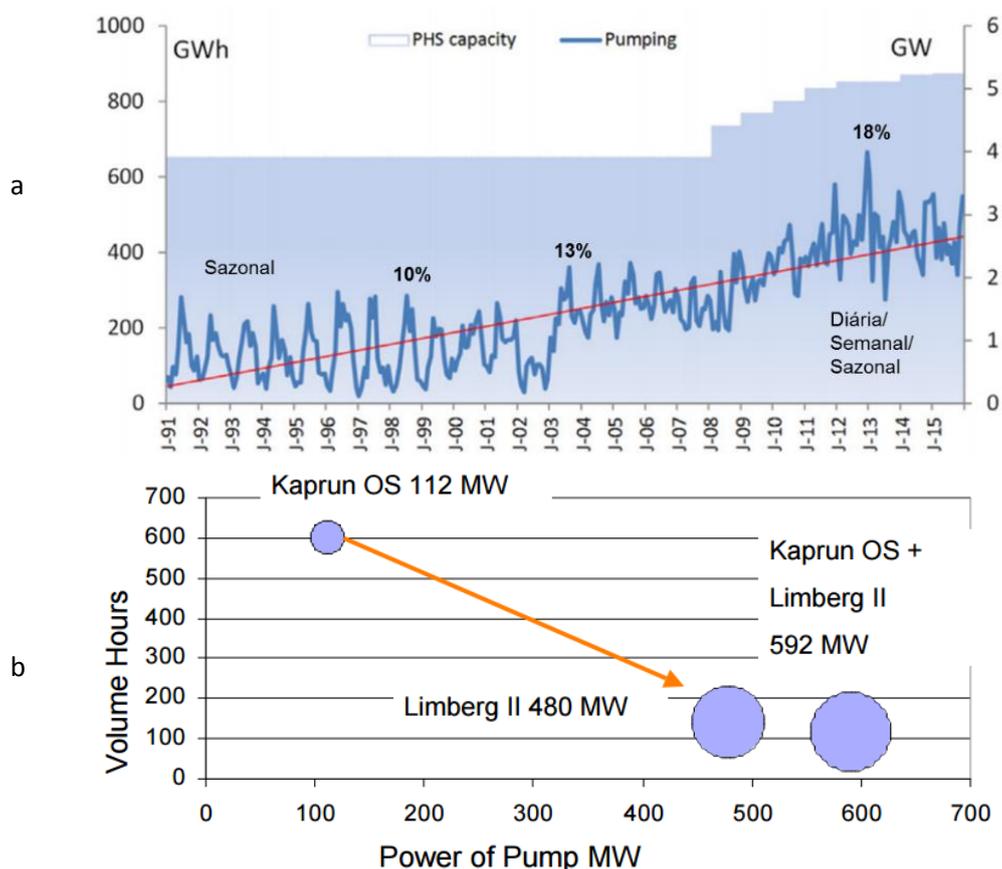
Na perspectiva atual, apenas as instalações de UHRs e armazenamento químico (hidrogênio, metano sintético) são consideradas tecnologias viáveis. Nota-se que o tópico é de grande importância não apenas para a política energética e climática, mas também para a política industrial. Neste sentido, o armazenamento de eletricidade é o foco de programas de pesquisa nacionais e internacionais.

Como mencionado anteriormente, as UHRs na Áustria geram aproximadamente 40% da sua eletricidade a partir do armazenamento de energia e 60% a partir da vazão afluente à montante do reservatório superior. Desta forma, a viabilidade de UHRs no país é, de certa forma, garantida com a geração hidrelétrica, mas é complementada com as turbinas reversíveis no armazenamento de energia para a rede austríaca e europeia.

O Gráfico 12a apresenta a operação das UHRs na Áustria, de 1991 a 2015. Os números dentro no gráfico representam o fator de capacidade de geração máxima das UHRs durante o período. Em 1991, o fator de capacidade das UHRs era baixo, pois tinham

o objetivo principal de gerar eletricidade para suprir a ponta durante o dia. Além disso, nota-se que elas operam com um ciclo fortemente sazonal, devido à maior vazão durante o verão, e uma maior geração hidrelétrica.

Gráfico 12: (a) Fator de capacidade das UHRs na Áustria. (b) Mudança de perspectiva de UHR na Áustria



Fonte: a) Kougias e Szabó (2017); b) Brauner (2009).

A partir de 2003, com o aumento da geração elétrica de fontes renováveis (eólica e solar), as UHRs tiveram um aumento expressivo em seu fator de capacidade. Nos últimos 10 anos, houve uma tendência de aumento de potência das UHRs existentes para garantir uma inserção mais apropriada das fontes renováveis na rede, conforme mostra o Gráfico 12b. Apesar de o aumento de capacidade não necessitar da construção de novos reservatórios, não contribuiu com o aumento da capacidade de armazenamento energético.

Nota-se que o crescimento do fator de capacidade das UHRs atingiu o seu valor máximo em 2012, devido ao aumento da geração solar, particularmente, na Alemanha. Esta fonte, de certa forma, reduziu a necessidade de UHRs, pois gera eletricidade justamente durante um período do dia em que a demanda costuma ser alta. Neste sentido, a baixa de preços durante o dia em decorrência da maior participação da geração solar reduziu a atratividade das UHRs. A Tabela 7, a seguir, apresenta os detalhes sobre as principais UHRs em operação na Áustria.

Tabela 7: Projetos selecionados de UHR na Áustria.

| Nome                   | Potência (MW) | Fator de Capacidade | Queda (m) | Vazão (m³/s) | Ano de Operação | Local     | Operador                | Descrição do Operador   |
|------------------------|---------------|---------------------|-----------|--------------|-----------------|-----------|-------------------------|---|
| Malta-Hauptstufe       | 730           | 11%                 | 1106      | 80           | 1979            | Kärnten   | VERBUND                 | 51% do Governo da Áustria. Geração, Distribuição e Transmissão ( <i>Austrian Power Grid - APG</i> ) |
| Kopswerk II            | 450           | -                   | 800       |              | 2008            | Voralberg | Voralberger Illwerke AG | 95.5% do Estado de Voralberg. Geração.  |
| Häusling               | 360           | 6%                  | 696       | 65           | 1988            | Tirol     | VERBUND Hydro Power AG  | 51% do Governo da Áustria. Geração, Distribuição e Transmissão ( <i>Austrian Power Grid - APG</i> ) |
| Kühtai                 | 289           | 4%                  | 319-440   | 80           | 1981            | Tirol     | Tiroler Wasserkraft AG  | 100% do Estado do Tirol. Geração, Transmissão e Distribuição.                                       |
| Rodundwerk II          | 276           | 20%                 | 354       | 87           | 1976            | Voralberg | Voralberger Illwerke AG | 95.5% do Estado de Voralberg. Geração.  |
| Lünerseewerk           | 232           | 18%                 | 974       | 27.6         | 1958            | Voralberg | Voralberger Illwerke AG | 95.5% do Estado de Voralberg. Geração.  |
| Roßhag                 | 231           | 15%                 | 630       | 52           | 1972            | Tirol     | VERBUND Hydro Power AG  | 51% do Governo da Áustria. Geração, Distribuição e Transmissão ( <i>Austrian Power Grid - APG</i> ) |
| Rodundwerk I           | 198           | 19%                 | 780       | 36           | 1952            | Voralberg | Voralberger Illwerke AG | 95.5% do Estado de Voralberg. Geração.  |
| Malta-Oberstufe        | 120           | 7%                  | 198       | 70           | 1992            | Kärnten   | VERBUND Hydro Power AG  | 51% do Governo da Áustria. Geração, Distribuição e Transmissão ( <i>Austrian Power Grid - APG</i> ) |
| Kaprun Limberg         | 112.8         | 17%                 | 365       | 36           | 1955            | Salzburg  | VERBUND Hydro Power AG  | 51% do Governo da Áustria. Geração, Distribuição e Transmissão ( <i>Austrian Power Grid - APG</i> ) |
| Innerfragant I         | 108           | 9%                  | 1185      | 10.1         | -               | Kärnten   | KELAG                   | Privada. Geração, Transmissão e Distribuição.   |
| Reißeck Jahresspeicher | 67.5          | 12%                 | 1773      | 4.5          | 1961            | Kärnten   | VERBUND Hydro Power AG  | 51% do Governo da Áustria. Geração, Distribuição e Transmissão ( <i>Austrian Power Grid - APG</i> ) |

As Usinas Kaprun e Malta são as UHRs austríacas com o maior fator de capacidade e armazenamento, considerando que a sua capacidade de armazenamento anual e geração hidrelétrica decorrem do degelo das montanhas. Parte desta água é utilizada para gerar eletricidade e a outra parte é armazenada para uso posterior, particularmente durante o inverno.

A UHR Kaprun consiste de dois sistemas de UHRs em série, onde o reservatório inferior está localizado próximo ao rio, a uma cota de 781 metros, o reservatório intermediário é conectado ao reservatório inferior e ao superior, a uma cota de 1.672 metros, e o reservatório superior fica a uma cota de 2.036 metros. Diversos canais foram construídos para aumentar a área de captação da usina do degelo das montanhas próximas.

Como esta UHR possui dois reservatórios de grande porte conectados ao rio, é possível que os reservatórios intermediário e superior de grande porte tenham uma flexibilidade operacional alta, permitindo o armazenamento de altos volumes de energia em ciclos semanais, mensais e sazonais. Destaca-se que as UHRs na Áustria são conhecidas por terem grandes variabilidades de queda, o que permite que o nível do reservatório varie consideravelmente, chegando a variações superiores a 160 metros, como é o caso de Kaprun.

Desde o ano 2000, a operação anual das UHRs na Áustria tem variado consideravelmente, dependendo da sua capacidade de geração e da capacidade de geração alemã. Em 2019, a operação das UHRs durante o inverno, apresentada no

Gráfico 14, mostra que as usinas hidrelétricas atuaram de forma usual, com o armazenamento de energia durante a noite e a geração elétrica acontecendo durante o dia.

Porém, com o aumento da geração solar durante o dia, no verão, demonstrado no

Gráfico 14, o bombeamento, que ocorria normalmente durante a noite, passou a acontecer, também, durante os momentos de maior geração solar. Ou seja, hoje, as UHRs na Áustria e na Alemanha operam com dois ciclos de bombeamento por dia, de aproximadamente de 2 horas. O primeiro ciclo armazena energia durante a madrugada e gera eletricidade durante a manhã, enquanto que o segundo armazena energia durante a tarde e gera eletricidade no final do dia.<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> Este padrão de necessidade de armazenamento de energia em dias de sol, com dois ciclos de armazenamento por dia, aumenta a viabilidade de armazenamentos a partir de baterias, já que elas têm um baixo custo de potência (\$/MW), mas um alto custo de armazenamento (\$/MWh). Permanece o fato, porém, de que em dias muito curtos de inverno e em dias nublados em todo o

Gráfico 13: Operação de UHRs na Alemanha e Áustria no inverno de 2019

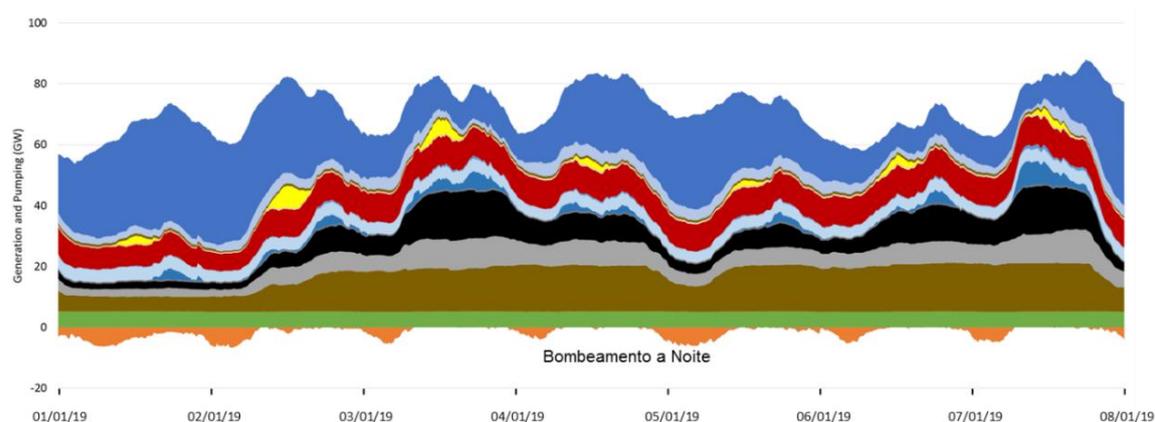
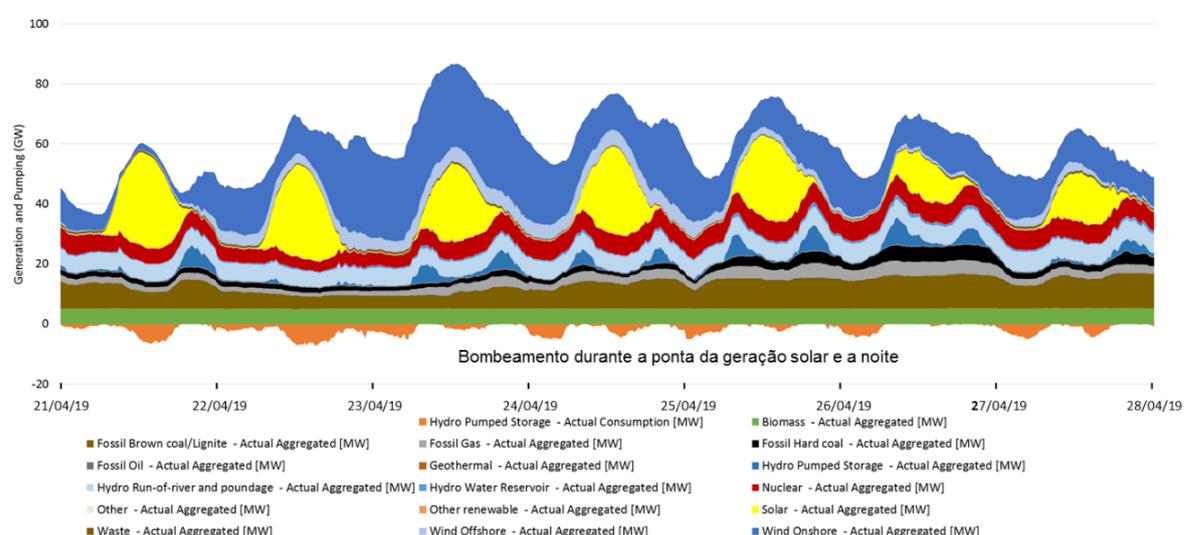


Gráfico 14: Operação de UHRs na Alemanha e Áustria no verão de 2019



Fonte: ENTSOE (2019).

O futuro das UHRs na Áustria depende muito do desenvolvimento do setor elétrico europeu e austríaco. Um estudo detalhado de diversos cenários do setor elétrico para o período 2019-2028 foi desenvolvido pela *Austrian Power Grid* (AUSTRIAN POWER GRID, 2018), evidenciando diferentes capacidades de UHRs na Áustria, até 2028, em função de outras variáveis.

### Remuneração

As UHRs na Áustria são remuneradas por uma combinação entre PPAs de empresas de grande porte, com o objetivo de criar um portfólio de geração e, assim, garantir a demanda de energia das distribuidoras e consumidores, e os

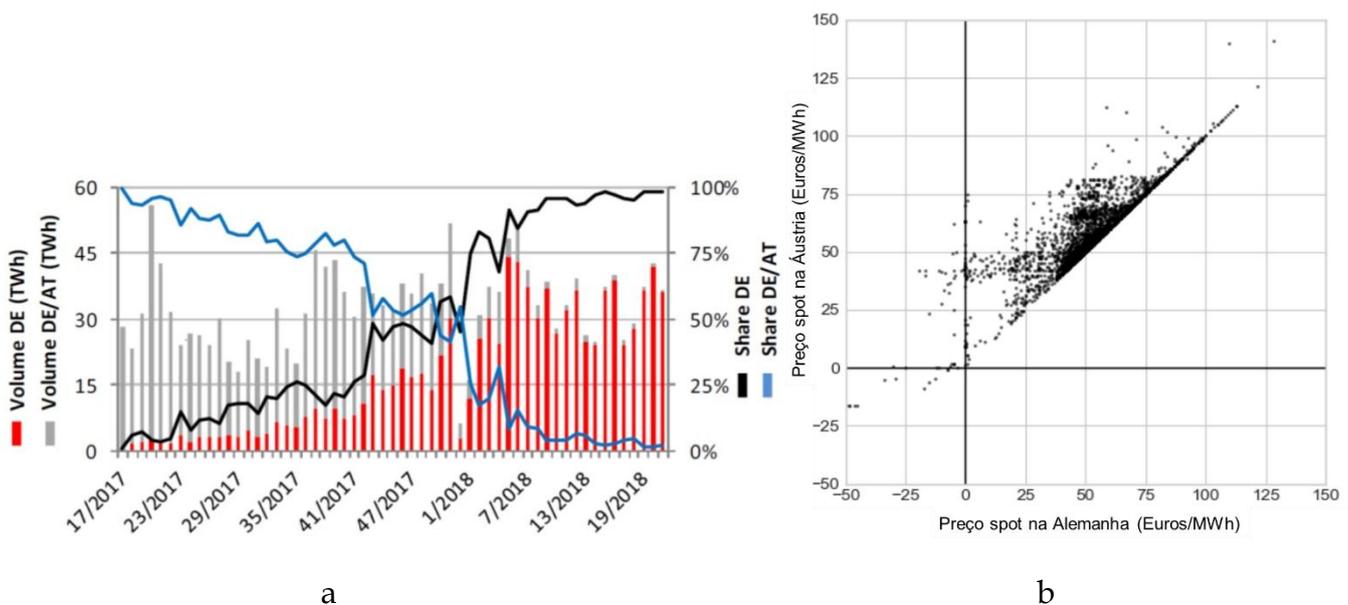
ano, não há a disponibilidade de excedentes de geração solar a preço baixo, o que limita, novamente, o uso de baterias e favorece as modalidades de armazenamento com maior capacidade.

mercados europeus futuro e *spot*. O custo da eletricidade nos mercados futuro e *spot* depende da demanda e da capacidade disponível para a geração de eletricidade. Neste sentido, o custo da eletricidade no *spot* varia de acordo com a planta mais cara que é preciso ser acionada para suprir a demanda. Algumas tecnologias, como térmicas a gás de ciclo aberto e UHRs construídas na Europa, são pagas pelo mercado *spot*. Assim, estes empreendimentos esperam que o custo de geração no mercado *spot* seja alto o suficiente para bancar os custos de operação e de investimento.

O mercado *spot* de eletricidade da Áustria era integrado com o mercado alemão até outubro de 2018. A partir de então, os mercados dos dois países foram divididos em duas zonas de preços. Historicamente, há intensa comercialização de eletricidade entre a Alemanha e a Áustria, motivada em grande medida pelo armazenamento de eletricidade em UHRs austríacas e pela exportação de eletricidade gerada na Alemanha para outros países europeus.

O Gráfico 15a apresenta a divisão do mercado da Áustria com o mercado de energia alemão, onde antes da semana 18/2017 a eletricidade na Áustria e na Alemanha eram comercializados sob o mesmo índice (DE/AT) e, a partir da semana 18/2017, aconteceu a mudança do índice DE/AT para o DE e AT, separadamente (destaca-se que o índice AT não está representado no Gráfico 15a).

Gráfico 15: (a) Separação do mercado alemão e austríaco de eletricidade. (b) Custo da eletricidade no mercado *spot* na Alemanha e na Áustria



Fonte: a) Greenwood e Riediger (2018); b) Hirtl *et al.* (2019).

A partir da divisão dos mercados alemão e austríaco, o custo de eletricidade na Áustria se tornou, em média, 8% mais alto do que o preço da eletricidade na Alemanha (AUSTRIAN ENERGY AGENCY, 2019) e o Gráfico 15b apresenta uma comparação entre os preços de eletricidade nos dois países.

Observa-se que o custo da eletricidade no mercado austríaco ficou acima do preço no mercado alemão em todos os dias de operação. No primeiro ano da separação das zonas de preços da eletricidade, nota-se um menor número de preços negativos na Áustria, porque a separação das zonas de preços a torna menos capaz de participar das horas de vento ou com incidência solar favoráveis da Alemanha (AUSTRIAN ENERGY AGENCY, 2019). Destaca-se que o aumento da capacidade de geração na Áustria e a redução no custo de eletricidade tiveram um considerável impacto negativo na operação das UHRs.

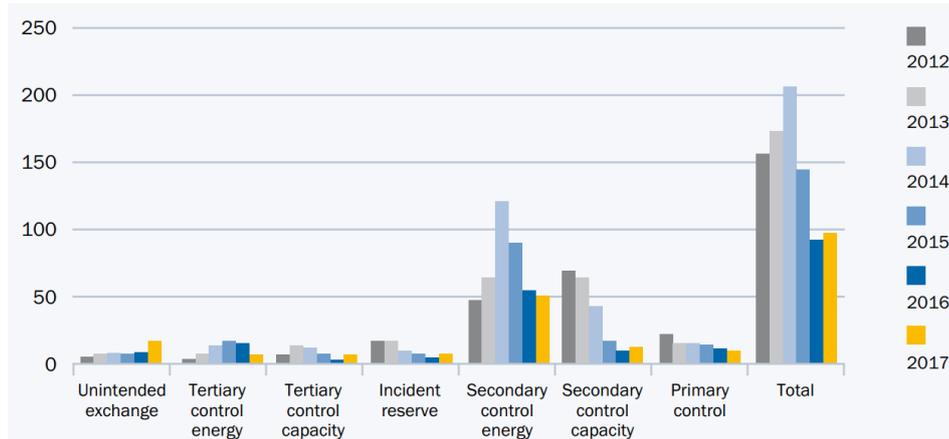
Entretanto, existe uma tendência atual em direção a um aumento no volume de transações físicas nos mercados de prazo mais curto, isto é, nos mercados intradiário e de tempo real, devido ao crescimento no volume de geração de energias renováveis intermitentes. Neste sentido, os serviços fornecidos pelas plantas de armazenamento devem aumentar e, conseqüentemente, a viabilidade econômica desta tecnologia. No entanto, a viabilidade das UHRs depende muito da variabilidade no custo da eletricidade e da necessidade de armazenar eletricidade para períodos diferentes no dia ou no ano.

Estudos sobre o sistema elétrico alemão mostraram que, atualmente, não há necessidade aguda de armazenamento adicional de energia, particularmente devido à grande capacidade de geração a gás e a carvão ociosa, resultante do rápido aumento de geração eólica e solar, e à redução no ritmo de crescimento da demanda por eletricidade no país (FÜRSTENWERTH *et al.*, 2014).

Algumas regulações envolvendo serviços ancilares que implicaram em impacto na operação e na construção de UHRs na Áustria são apresentadas no Gráfico 16. A existência de imposto para a emissão de CO<sub>2</sub>, que aumentou consideravelmente em 2017 e 2018, eleva o custo da geração térmica a gás, maior competidor das UHRs devido à sua alta flexibilidade de geração.

Destaca-se que outro mercado em que as UHRs têm grande competitividade é no fornecimento de serviços ancilares. Neste sentido, o Gráfico 16 apresenta os investimentos realizados em serviços ancilares na Áustria, de 2012 até 2017, considerando que a maior parte destes custos é absorvido pelas UHR.

Gráfico 16: Custo de serviços ancilares em milhões de euros



Fonte: a) E-Control (2018); b) E-Control (2018).

Outro aspecto que tem grande impacto na viabilidade de UHRs na Áustria é estas usinas serem cobradas duas vezes pela sua operação, conforme demonstra a **Erro! Autoreferência de indicador não válida..** Elas são remuneradas pelos serviços de rede e pela geração de energia. Um dos motivos para esta regulação é o fato de as UHRs representarem uma grande parte da geração elétrica do país, variando de 15% a 20% de toda a energia gerada.

Figura 9 : Cobrança por serviços de rede de UHRs na Europa



Fonte: Kathan *et al.* (2012).

Nota-se que, atualmente, muitos projetos de UHRs que seriam necessários para fazer *backup* de falhas de geração eólica e solar, na Alemanha e na Áustria, não estão valendo a pena. Neste sentido, a transformação do sistema energético de fóssil em renovável possui, até agora, um perdedor: a UHR. Por um longo período, as UHRs eram muito lucrativas, porque a diferença de preço entre a eletricidade noturna barata e a eletricidade cara de pico, chamada *spread*, era de cerca de € 40/MWh. Isto permitiu aos operadores pagar empréstimos, cobrir

custos operacionais e obter lucros importantes. Entretanto, este cenário se alterou completamente, uma vez que a expansão de usinas de energia solar e eólica fez com que o pico de consumo ao meio-dia agora seja atendido, principalmente, por energias renováveis, o que reduz os preços (STROBL, 2019).

Por outro lado, as UHRs ainda são necessárias no inverno e nos dias chuvosos do verão, mas o número de dias em que elas podem ganhar dinheiro diminuiu significativamente. O *spread*, em 2019, foi de €10-15/MWh. Além disso, ao contrário de outros países, a Áustria é cobrada duas vezes pela transmissão, uma vez para armazenar energia (onde a UHR é o receptor da eletricidade), e outra para gerar eletricidade (onde a UHR gera eletricidade), sendo o ônus na ordem de €5-6/MWh.

Destaca-se que a lucratividade das empresas detentoras de UHRs ocorre em virtude de (i) possuírem um amplo portfólio de geração, com diversas tecnologias, e não ficarem expostas aos mercados futuro e *spot*; (ii) as UHRs terem fatores de capacidade altos, o que aumenta a eficiência das usinas e reduz custos de operação; (iii) as UHRs não só armazenarem energia, mas também funcionarem como usinas hidrelétricas convencionais, em virtude das vazões afluentes locais; e (iv) a Áustria ter um sistema de transmissão robusto, o que aumenta as possibilidades de uso dos serviços de armazenamento, contemplando, inclusive, exportações e importações de volumes apreciáveis de energia.

Porém, o investimento isolado em uma UHR pura dificilmente renderia resultados positivos no atual momento, mesmo considerando a topografia favorável do país, com grandes desníveis em regiões despovoadas de montanha. Essa é também a razão pela qual muitos projetos permaneceram no papel.

O mercado de eletricidade austríaco está esperando uma nova lei de energia, a qual deve substituir a lei anterior sobre eletricidade verde. Uma exclusão das tarifas de rede seria um primeiro e bom passo e um preço mínimo para o carbono a nível europeu também ajudaria a operação de UHRs na Áustria. Nota-se que uma das poucas UHRs que em breve entrará em operação é a Vorarlberger, construída pela *Illwerke* e a UHR Dießbach (€ 30 milhões) que estava programando sua operação para 2019.

## Considerações Finais

O presente relatório apresentou como objetivo central analisar a experiência internacional quanto aos aspectos regulatórios e normativos das usinas hidrelétricas reversíveis, a nível mundial. A partir de extensa revisão bibliográfica, é possível perceber que a maior parte das UHRs foi construída em períodos anteriores às reformas liberalizantes ou em países que ainda não liberalizaram plenamente seus mercados de energia.

Posto isto, diante dos modelos liberalizados dos mercados de eletricidade atuais, a sustentabilidade das UHRs mostra-se problemática. Recentemente, este fato pode ser ratificado através da análise dos diversos casos de prejuízo de UHRs europeias, em que os agentes geradores com receitas oriundas, unicamente, do mercado de energia apresentam rentabilidade comprometida, devido à baixa dos preços decorrente do aumento da geração renovável, notadamente a energia eólica e solar.

Desse modo, pode-se concluir que o enquadramento regulatório da UHR como agente de geração e o modelo de remuneração baseado, fundamentalmente, na arbitragem de preços não justificam os investimentos nesta tecnologia. Torna-se necessária, assim, a adoção de novos desenhos de mercados e mecanismos de remuneração adequados para a inserção deste tipo de usina nos mercados elétricos internacionais.

Nesta perspectiva, uma análise preliminar identifica no enquadramento das UHRs como serviço de rede um caminho promissor para a expansão desta tecnologia. Outra alternativa surge a partir da remuneração das UHRs, em função dos custos evitados e dos benefícios sistêmicos proporcionados pela sua inserção nos sistemas elétricos.

## Referências Bibliográficas

ANDERSON, K. G. China's NEA Gains New Regulatory Powers, 2013.

AUSTRIAN ENERGY AGENCY. One Year Electricity Price Zone Separation: Prices 8% Higher than in Germany. APA OTS 2019. Disponível em: [https://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20191002\\_OTS0115/ein-jahr-strompreiszonentrennung-preise-um-8-hoehere-als-in-deutschland](https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20191002_OTS0115/ein-jahr-strompreiszonentrennung-preise-um-8-hoehere-als-in-deutschland).

AUSTRIAN POWER GRID. Netzentwicklungsplan 2018. Vienna: 2018.

AXPO HOLDING AG. Annual Report. 2015 | 16. Switzerland. Disponível em: <[https://www.axpo.com/content/dam/axpo2/Documents/Switzerland/LandingPages/BMK16/GB\\_Axpo\\_Holding\\_15\\_16\\_EN-2016-12.pdf](https://www.axpo.com/content/dam/axpo2/Documents/Switzerland/LandingPages/BMK16/GB_Axpo_Holding_15_16_EN-2016-12.pdf)> Acesso em: 18 de nov. de 2019.

BARBOUR, E.; WILSON, I. A. G.; RADCLIFFE, J.; DING, Y.; LI, Y. A Review of Pumped Hydro Energy Storage Development in a Significant International Electricity Market. Renewable and Sustainable Energy Reviews.v.61, p. 421-432, 2016.

BARROSO, L. Limites de Preços do Mercado de Curto Prazo. ANEEL Int. Work., 2019.

BFE. Disponível em: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/swiss-federal-office-of-energy/swiss-federal-office-of-energy.html>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

BRAUNER, G. Energy Strategy in Austria until 2050. Vienna: 2009.

BUCKLEY, T.; SHAH, K. Pumped Hydro Storage in India Getting the Right Plans in Place to Achieve a Lower Cost, Low-carbon Electricity Market. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. Março de 2019.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil e no Mundo: Aplicação e Perspectivas. Instituto de Pesquisas Hidráulicas. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil. Revista Eletrônica em Gestão Educação e Tecnologia Ambiental, 2015.

CESP. A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Setor Elétrico Brasileiro. Relatório Final do Projeto de P&D. 2014.

CHINA ELECTRICITY COUNCIL. CEC in Brief 2015.

CHINA POWER SYSTEM TRANSFORMATION. [s.d.].

CHINA SOUTHERN POWER GRID. About Us, 2015.

CLERCG, G. Cavernous Swiss Power Plant Undermined by Renewable Energy. Reuters, 31 de ago. de 2014. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-utilities-swiss-pumpedstorage/cavernous-swiss-power-plant-undermined-by-renewable-energy-idUSKBN0GV0AQ20140831>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

CNE, COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Anuario Estadístico de Energía 2018. 2018.

DOE Global Energy Storage Database. Sandia National Laboratories. DOE Global Energy Storage Database, c2019. Página Inicial. Disponível em: <https://energystorageexchange.org/> Acesso em: 18 de nov. de 2019.

EC, EUROPEAN COMMISSION. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest/funding-for-PCIs> .Acesso em: 01 de nov. de 2019.

E-CONTROL. Austrian Energy in Figures. 2018.

EDP. Apresentação realizada no Seminário de Viabilidade de Usinas Hidrelétricas. Disponível em: [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/27\\_Usinas%20Revers%C3%ADveis\\_12\\_08\\_2019.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/27_Usinas%20Revers%C3%ADveis_12_08_2019.pdf). Acesso em: 01 de nov. de 2019.

EIA, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. China Overview, 2014.

ELCOM. Federal Electricity Commission ElCom, 2019. Página Inicial. Disponível em: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/en/home.html> Acesso em: 18 de nov. de 2019.

ENERGY 2020 | Switzerland. Global Legal Insights, 2019. Disponível em: <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/energy-laws-and-regulations/switzerland>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

Energy Statistics Report: Switzerland. Market Intelligence Group, 2016. Disponível em: [https://www.energymarketprice.com/products/access\\_SwitzerlandEnergyStatistics.pdf](https://www.energymarketprice.com/products/access_SwitzerlandEnergyStatistics.pdf) Acesso em: 18 de nov. de 2019.

ENERGY STRATEGY 2050. Swiss Federal Office of Energy, 2019. Disponível em: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/policy/energy-policy.html>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

ENTSOE. Actual Generation per Production Type 2019.

FREITAS, T. B. A Bombagem Hidroelétrica em Portugal no Quadro do Mercado Ibérico. Dissertação de mestrado em Energias Renováveis. Universidade Nova de Lisboa, 2015.

FÜRSTENWERTH, D.; WALDMANN, L.; STERNER, M.; THEMA, M.; ECKERT, F.; MOSER, A.; SCHÄFER, A.; DREES, T.; REHTANZ, C.; HÄGER, U.; KAYS, J.; SEACK, A.; SAUER, D. U.; LEUTHOLD, M.; STÖCKER P. Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich. Berlin: 2014.

GESEL, GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO. Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ou Estados Seleccionados. 2014.

GÓMEZ, L. Renewable energy in Austria. 2019.

GREENWOOD, T.; RIEDIGER, S. Power Derivatives Market Updates. 2018.

HECKER, C. *et al.* Modellierung der Flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Anais. 2015

HIRTL, A.; KNAUS, K.; SAHIN, A.; ZWIEB, L. Neuer Markt: Erste Erfahrungen einer Preiszonentrennung. Vienna: 2019.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Energy Policies of IEA Countries: Switzerland 2018 Review. Disponível em: <https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-switzerland-2018-review>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Statistics: Global Energy Data at Your Fingertips. IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/statistics/?country=CHE&isISO=true>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2017: China. [s.l: s.n.].

Interconexión SIC-SING Partió sus Operaciones Dando Vida al Sistema Eléctrico Nacional. Disponível em: <http://www.revistaei.cl/2017/11/21/interconexion-sic-sing-partio-sus-operaciones-dando-vida-al-sistema-electrico-nacional/#>. Acesso em: 26 de nov. de 2019.

KATHAN, J.; ESTERL, T.; LEIMGRUBER, F.; HELFRIED, B. Pumpspeicher Römerland. 2012.

KOUGIAS, I.; SZABÓ, S. Pumped Hydroelectric Storage Utilization Assessment : Forerunner of Renewable Energy Integration or Trojan Horse? v. 140, pp. 318-329, 2017.

MILLER, J. Swiss Utility Axpo to Post 2016 Loss on Pumped Storage Write-down. Reuters, 19 de set. de 2016. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/axpo-loss-writedowns/swiss-utility-axpo-to-post-2016-loss-on-pumped-storage-writedown-idUSL8N1BV2QM>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

MUFG BANK. Funding Proposal: Espejo de Tarapacá. The Green Climate Fund, 2019.

NAVARRO, L.; VILLALOBOS, F.; NEIRA, J. Infografía: Cómo Funciona el Sistema Interconectado de Electricidad en Chile. Disponível em: <<https://www.emol.com/noticias/Economia/2016/08/21/818090/Como-funciona-el-sistema-interconectado-de-electricidad-en-chile.html>>. Acesso em: 15 de nov. de 2019.

NHA, NATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. Challenges and Opportunities for New Pumped Storage Development. [s.d.].

ORNETZEDER, M. Zwischenspeicher der Zukunft für Elektrische Energie. Vienna: 2019.

PETAL, S. European Pumped Storage Plants Are in Crisis. Disponível em: <https://www.powermag.com/european-pumped-storage-plants-are-in-crisis/>. Acesso em: 01 de nov. de 2019.

SERC, STATE ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION. Electricity and Regulatory Overview of China, 2012.

STATE GRID. Brief Introduction, 2015.

STROBL, G. Habsburg Setzt bei Kraftwerksprojekt aufs Volk. Der Stand 2019. Disponível em: <https://www.derstandard.at/story/2000108665280/habsburg-setzt-bei-kraftwerksprojekt-aufs-volk>.

SWEDISH AGENCY FOR ANALYSIS GROWTH POLICY. China's National Energy Administration - A short overview, 2014.

Swissgrid does all this. Swissgrid.ch, 2019. Disponível em: <https://www.swissgrid.ch/en/home/about-us/company/what-we-do.html>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

SWISSGRID. Electricity Price. Swissgrid.ch, 2019. Disponível em: <https://www.swissgrid.ch/en/home/about-us/company/electricity-price.html>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

SWISSGRID. Revision of the Federal Electricity Supply Act. Swissgrid.ch, 31 de jan. de 2019. Disponível em: <https://www.swissgrid.ch/en/home/about-us/newsroom/newsfeed/20190131-01.html>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

SWISSINFO. Government Sticks to Plans to Open Electricity Market. Swissinfo.ch, 2019. Disponível em: <https://www.swissinfo.ch/eng/liberalisation-government-sticks-to-plans-to-open-electricity-market-/45261176>. Acesso em: 18 de nov. de 2019.

THE STATE COUNCIL OF THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA. Disponível em: <http://english.www.gov.cn/>. Acesso em: 18 de nov. De 2019.

TOTSCHNIG, G. Wasserkraft als Energiespeicher. Vienna: 2015.

VERBUND. Pumpspeicherkraftwerk Kaprun Oberstufe & Limberg 2 2019. Disponível em: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/kaprun-oberstufe-limberg-2>.

VERBUND. Pumpspeicherkraftwerk Malta-Hauptstufe 2019. Disponível em: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/malta-hauptstufe%0A>.

WAGNER, B.; HAUER, C.; SCHODER, A.; HABERSACK, H. A Review of Hydropower in Austria: Past, Present and Future Development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 50, pp. 304–314, 2015.

ZHANG, S.; ANDREWS-SPEED, P.; PERERA, P. The Evolving Policy Regime for Pumped Storage Hydroelectricity in China: A Key Support for Low-carbon Energy. *APPLIED ENERGY*, v. 150, n. 2, pp. 15–24, 2015. ANDERSON, K. G. China's NEA Gains New Regulatory Powers, 2013.

ZUCULIN, S.; ADELAIDE, M.; BARBOSA, P. S. F.; FILHO, G. L. T. A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro. Seminário técnico sobre usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro. Novembro, 2014.



## 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: 978-65-86614-05-3

**SITE:** [gesel.ie.ufrj.br](http://gesel.ie.ufrj.br)

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

**TWITTER:** [twitter.com/geselufrj](https://twitter.com/geselufrj)

**E-MAIL:** [gesel@gesel.ie.ufrj.br](mailto: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