

ANÁLISE DO MERCADO DE SERVIÇOS ANCILARES DO PORTUGAL: IMPLICAÇÕES PARA O CASO BRASILEIRO¹

Roberto Brandão, GESEL- Instituto de Economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Av. Pasteur, 250, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2139385249, robertobrandao@gmail.com

Vanessa Reich de Oliveira, ENEVA, Praia de Botafogo, 501, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2137213216, vanessa.oliveira@eneva.com.br

Paola Dorado, GESEL- Instituto de Economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Av. Pasteur, 250, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2139385249, paoladoradogoitia86@gmail.com

Pedro Vardiero, GESEL- Instituto de Economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Av. Pasteur, 250, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2139385249, pedro.vardiero@gesel.ie.ufrj.br

Ivo de Carvalho, GESEL- Instituto de Economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Av. Pasteur, 250, Rio de Janeiro, Brasil, Phone +55 2139385249, ivofilipe.lc@gmail.com

Resumo

Os serviços ancilares desempenham um papel fundamental para a segurança e estabilidade de um sistema elétrico. Este artigo faz uma análise dos potenciais ajustes necessários na contratação de serviços ancilares no Brasil decorrente das mudanças na matriz elétrica do país, principalmente a forte expansão da geração eólica. Para isso, se realiza uma comparação com os serviços ancilares do sistema português que também apresenta uma ampla participação de eólicas na matriz. Os resultados mostram que, diante da presença relevante de fontes intermitentes no sistema, se faz necessário algum mecanismo de acompanhamento da carga que permita manter a segurança do sistema.

Palavras chave: Serviços ancilares, matriz elétrica, acompanhamento da carga.

1. Introdução

O adequado fornecimento do serviço de energia elétrica não envolve apenas a existência de capacidade suficiente e a produção da energia, mas a qualidade desta energia também é fundamental. Para manter a qualidade requerida, são necessários uma série de serviços complementares que assegurem o correto funcionamento do sistema. Esses serviços são denominados serviços ancilares.

Este tipo de serviços sempre foi necessário, mas diante da criação de mercados de energia e potência, se fez necessária a separação dos serviços ancilares como um produto diferente que também pode ser transacionado. Consequentemente devem-se criar os sinais econômicos para orientar a oferta e uso destes serviços (Silva, 2001).

A contratação de serviços ancilares é feita apenas de geradores. Cabe ressaltar que empresas de transmissão também prestam alguns serviços classificados como ancilares. Entretanto, a diferença do que ocorre na geração, o modelo regulatório usual para a transmissão já inclui na remuneração das empresas a remuneração por ativos que permitem a prestação destes serviços. Do lado da demanda, são os operadores do sistema que contratam estes serviços complementares dos geradores para garantir o correto funcionamento do sistema e o consumidor final suporta os custos de seu fornecimento. Trata-se de um mercado de comprador único, onde o único comprador é o operador do sistema, embora o custo seja repassado aos consumidores.

O fornecimento de serviços ancilares implica em custo para os fornecedores que variam conforme a tecnologia. Por exemplo, o custo de fornecer o serviço de regulação de frequência por uma usina hidrelétrica será diferente que fornecê-lo através de uma termoeletrica que, em geral, requer maior gasto de combustível quando participa do esquema de regulação de frequência.

Consequentemente, o custo global de fornecimento de serviços ancilares dependerá em grande medida da estrutura da matriz elétrica. Neste sentido, tendo o Brasil uma matriz preponderantemente hídrica, com 61% da capacidade para 2017 (Aneel, 2017), os serviços ancilares foram e ainda são fornecidos quase exclusivamente por usinas hidrelétricas (ONS, 2017a). Contudo, a mudança da matriz elétrica brasileira, para uma matriz hidrotérmica com maior participação de usinas hidroelétricas fio d'água cuja geração é altamente sazonal e crescimento acelerado da participação de outras fontes renováveis, principalmente eólica cuja natureza é intermitente, determina que o paradigma operativo do sistema seja diferente. A produção hídrica, cada vez mais sazonal, dependerá mais de hidrologias favoráveis, enquanto a produção eólica e solar aumenta a intermitência do sistema, consequentemente se faz mais necessária a produção contínua de termoeletricidade principalmente no período seco do ano.

Este novo paradigma operativo exigirá gradativamente maior uso de usinas térmicas no fornecimento de serviços ancilares, o que provavelmente implicará em ajustes na forma de remuneração atual destes serviços.

¹ O presente artigo foi desenvolvido no âmbito do projeto “Regulação Econômica da Geração Termoeletrica: formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação” o qual está sendo executado pelo GESEL –UFRJ graças ao financiamento da ENEVA.

Neste contexto, este artigo faz uma análise dos potenciais ajustes necessários na contratação de serviços ancilares do Brasil diante da massiva inclusão de fontes intermitentes, principalmente eólicas. Para tanto, pretende-se estudar o caso do Portugal que, embora tenha uma matriz com maior participação térmica, têm alta participação de geração eólica e importante participação hídrica.

Para isso, na primeira parte se mostra uma definição dos serviços ancilares e por que estes são importantes para a operação do sistema. Posteriormente, se avaliam os custos, formas de contratação e remuneração dos serviços ancilares. Com base neste entendimento, se avaliam e comparam os casos de Brasil e Portugal.

2. Definição e importância dos serviços ancilares no sistema elétrico

Conforme destaca Kirby (2007), os serviços ancilares não são novos. As funções desempenhadas por eles foram concebidas por *utilities* verticalmente integradas desde que os sistemas elétricos começaram a ser formados. Contudo, com a desverticalização do setor observada em muitos países a partir da década de 1980, tornou-se necessário melhor definir, medir e remunerar tais serviços.

Assim, para o sistema elétrico operar adequadamente se requer um conjunto de serviços auxiliares/complementares que normalmente não está contemplado na contratação tradicional por energia e por capacidade, mas que é necessário para assegurar uma operação do sistema eficiente e segura. Estes serviços normalmente são associados à venda de energia elétrica, mas não correspondem à energia vendida, sendo que a sua função é garantir um bom funcionamento das redes interligadas, proporcionando uma correta continuidade de serviço e o controle dos níveis de tensão e frequência.

Kirby (2007) menciona que os serviços ancilares podem ser divididos em três grandes grupos: os serviços que são fornecidos em condições normais do sistema, os serviços necessários para fazer frente a contingências² e outros serviços que o sistema requer para operar de forma segura e com qualidade.

Dentre os serviços ancilares que são fornecidos em condições normais do sistema o autor destaca dois fundamentais: a regulação ou controle de frequência e o acompanhamento da carga.

A *regulação ou controle de frequência* é um dos serviços essenciais para o funcionamento do sistema elétrico. Em condições normais de operação e em regime permanente, as instalações conectadas ao sistema devem operar dentro de uma gama de frequências definida para cada país. Como a energia elétrica possui a característica de não poder ser armazenada, há a necessidade de um equilíbrio constante entre geração e consumo. Quando a demanda é maior do que a produção, a frequência tende a diminuir, originando problemas na rede. Grandes variações na frequência podem levar à quebra de algum equipamento e até ao colapso do sistema, portanto manter a frequência no nível estabelecido é fundamental. Geralmente este serviço pode ser dividido em vários patamares, como regulação primária e secundária por exemplo, sendo a diferença o tempo e duração da resposta.

O *acompanhamento da carga* é um serviço que ajuda ao operador a seguir as oscilações diárias da carga, não as pequenas diferenças que determinam variações na frequência, mas aquelas oscilações típicas do comportamento diário da carga, por exemplo o aumento do consumo nas horas de ponta. Na Figura 1 se observa como o operador precisa despachar fontes, além da carga base, para atender as variações da demanda ao longo do dia. Embora a programação diária possa ser feita hora a hora, as usinas usadas para modular a carga têm que ter algumas características técnicas que permitam aumentar ou diminuir sua geração em um curto espaço de tempo mantendo a geração por algumas horas do dia.

Como será analisado mais adiante, a modulação da carga é um serviço ainda mais importante em sistemas com alta participação de fontes intermitentes, isso por que as características próprias deste tipo de geração fazem com que não se possa prever exatamente a quantidade de energia a ser gerada por usinas intermitentes, por exemplo eólicas e solares, pelo qual se requer de fontes flexíveis que permitam acompanhar a carga durante o dia.

² Cada regulação define quando existe uma contingência no sistema, porém em geral se trata da saída inesperada de alguma máquina ou da queda de alguma linha de transmissão.

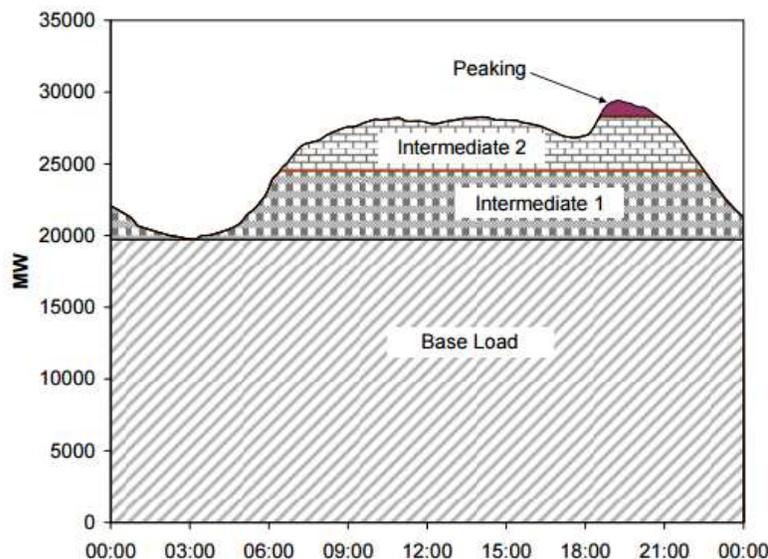


Figura 1. Oscilação diária da carga e despacho, Kirsby (2007, p. 15)

O segundo grupo de serviços ancilares são aqueles usados em caso de contingência, vale dizer aqueles que devem ser ativados caso alguma coisa inesperada aconteça no sistema. Kirsby (2007) destaca três serviços neste grupo: a reserva girante, a reserva não girante e a reserva suplementar. Contudo, cada país adota uma classificação diferente das diversas categorias de reserva, onde normalmente o critério utilizado na classificação é o tempo para a entrada em operação das unidades de geração.

A *reserva girante* é a folga de geração que está sincronizada ao sistema e pode ser suprida em um curto espaço de tempo. Trata-se de uma reserva que está em estado de *stand by* contínuo para responder a qualquer perda significativa de geração ou queda de alguma linha de transmissão. Esta folga implica uma geração menor de energia para aquele gerador que fornece o serviço o que determina um custo de oportunidade.

A *reserva não girante* é a folga de geração que não se encontra conectada ao sistema, mas pode ser ligada e fornecer energia em um espaço de tempo relativamente curto.

A *reserva suplementar* pode ser definida como uma reserva da reserva. São usinas que, diante de alguma contingência, podem fornecer energia caso as reservas girantes e não girantes não sejam suficientes ou para substituir alguma delas.

Por fim, o terceiro grupo de serviços ancilares são usados normalmente no sistema para manter a qualidade e segurança do mesmo. Os mais comuns são: o controle de tensão ou de voltagem e o reestabelecimento autônomo ou *Black Start*.

O *controle de tensão* destina-se a manter a tensão dentro dos limites estabelecidos e compensar os requerimentos de potência reativa³ dos sistemas. Este é provido por geradores, compensadores síncronos e estáticos que servem como suporte de potência reativa. Uma queda na tensão pode ocasionar a diminuição da intensidade luminosa das lâmpadas e o aumento da corrente nos motores e, ainda, pode causar a interrupção do fornecimento de energia elétrica e a sobrecarga de certos elementos da rede.

Finalmente, em situações extremas pode ocorrer a interrupção do consumidor por falhas de elementos do sistema. Para repor o normal funcionamento da rede deverão existir recursos para a rápida restauração do serviço, na forma de unidades geradoras com capacidade de restauração autônoma e linhas de transmissão com canais de comunicação adequados. A capacidade de restauração autônoma, denominado *Black Start*, é a capacidade que algumas unidades geradoras têm de entrar em funcionamento mesmo não existindo energia na rede. Para isso, é necessária a instalação de geração auxiliar, que quando acionada incorre em custos de combustível. (Silva, 2001).

Embora as funcionalidades descritas acima correspondam aos principais serviços ancilares existentes em um sistema elétrico, não existe consenso sobre a classificação dos mesmos, existindo diferenças nos padrões e critérios adotados pelos diferentes países e regiões (Manso, 2010).

Como já mencionado, é o operador do sistema que tem a obrigação de manter o balanço contínuo da oferta e demanda, manter o nível de voltagem, evitar a sobrecarga nas linhas de transmissão e reiniciar o sistema em casos de colapso total (Kirsby, 2007). Para isso, é o operador que contrata os serviços ancilares sendo estes fornecidos pelos geradores. Contudo, existem diferentes tecnologias de geração as quais se diferenciam por sua eficiência, combustível usado,

³ A potência reativa é usada apenas para criar e manter os campos eletromagnéticos.

custos de capital, capacidade de controle e velocidade de resposta, conseqüentemente, os serviços ancilares terão custos diferentes dependendo do tipo de tecnologia de geração usado no seu fornecimento.

3. Serviços ancilares: contratação, remuneração e custo

Como já analisado existem diferentes tipos de serviços ancilares que são fornecidos em diferentes circunstâncias do sistema. Cada um destes serviços implica em diferentes custos e, conseqüentemente, em distintas formas de contratação e remuneração.

Kirsby (2007) aponta os principais custos nos quais incorre o gerador ao fornecer serviços ancilares. A regulação de frequência (seja primária, secundária ou terciária) implica principalmente no custo de oportunidade de deixar de vender energia no mercado de energia. Para fornecer este serviço, o gerador deve vender uma menor quantidade de energia no mercado a fim de poder aumentar ou diminuir a produção conforme as necessidades de regulação do sistema. Ainda existem outros custos que representam uma parcela menor, como a perda de eficiência da usina por operar fora do ótimo.

No caso do serviço de acompanhamento da carga Black (2012) aponta que, além do custo de oportunidade de deixar de vender energia no mercado, este serviço representa uma maior perda de eficiência das usinas, o que no caso das térmicas se traduz em maior custo de combustível. Ainda o autor assinala que existe um aumento do custo de manutenção das usinas utilizadas para modular a carga por que a flexibilidade requerida implica em um maior desgaste dos equipamentos, além do custo de arranque e parada quando for o caso.

Nota-se que, segundo o apontado por Kirsby (2007), o custo de fornecer serviço de reservas é muito parecido com o custo de fazer o acompanhamento da carga. Existe um custo de oportunidade, um custo de manutenção, no caso da reserva girante existe um custo de combustível quando se trata de usinas térmicas e o custo dos arranques e paradas quando necessário.

Por fim, os serviços de controle de tensão/voltagem e *Black Start* implicam em um custo de capital adicional em equipamentos específicos a estes serviços, sendo que existe também um custo adicional de manutenção destes equipamentos além do custo de operação são utilizadas as usinas *Black Start* (Kirsby 2007).

Em função dos custos e características dos serviços mencionado podem existir distintas formas de contratação. Assim, Rebours et al (2007) apontam que existem quatro principais formas de adquirir os serviços ancilares: provisão obrigatória, contratos bilaterais, leilões e mercado.

A provisão obrigatória é o mecanismo mais simples onde os geradores são obrigados a prestar algum tipo de serviço geralmente sem serem remunerados. A contratação bilateral na qual as condições de fornecimento, prazos e preços são negociadas entre os agentes. Por fim, se apontam dois mecanismos de mercado, os leilões de contratação e o mercado de serviços ancilares propriamente dito.

De acordo com Kirby (2007), pode-se separar os diferentes serviços ancilares de acordo com os mecanismos normalmente adotados para contratá-los. Assim, tipicamente se contratam os serviços de regulação, acompanhamento da carga e reservas usando mecanismos de mercado, por exemplo a través de mercados de reservas. Enquanto os serviços de *Black Start* e controle de tensão, que tem equipamentos específicos e requerem de estar localizados em lugares estratégicos, são normalmente contratos por mecanismos de longo prazo, por exemplo, contratos bilaterais.

Além de existir diferentes formas de contratar serviços ancilares, estes podem ser remunerados de distintas maneiras. Nesta linha, Rebours et al (2007) apontam três tipos de remuneração: por preço regulado, por preço ofertado e por preço margina. No caso do preço regulado é o regulador que estabelece uma tarifa pela prestação de algum serviço. O preço de oferta é quando o gerador é remunerado exatamente com preço que ofereceu por fornecer algum serviço, enquanto o preço marginal é o preço resultante do mercado na lógica marginalista.

4. A mudança na matriz elétrica brasileira e o requerimento de serviços ancilares

A própria estrutura da matriz elétrica no Brasil faz com que, historicamente, quase todos os serviços ancilares do sistema sejam prestados por usinas hidrelétricas. De fato, dados do Operador Nacional do Sistema (ONS,2017a) mostram que em todo o sistema elétrico do Brasil apenas três usinas térmicas⁴ assinaram Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA), conforme se observa na Tabela 1.

⁴ A UTE de Camaçari presta suporte de reativos, a UTE Rio Acre presta serviço de auto restabelecimento e a UTE Campos presta o serviço de Sistema de Proteção Especial.

	Auto restabelecimento	Controle secundário de frequência	Suporte de reativos	SEP
Usinas hídricas	59	26	33	24
Usinas térmicas	1	0	1	1
Total usinas com CPSA	60	26	34	25

Tabela 1. CPSA por tipo de usina e tipo de serviço ancilar, 2016. Com base em ONS (2017)

A regulamentação relativa aos serviços ancilares foi dada pela Resolução Normativa (REN) N° 265 de 10 de junho de 2003 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) válida até dezembro de 2015 quando foi promulgada a REN N° 697⁵ que revogou a REN N° 265, passando a regulamentar os assuntos referentes aos serviços ancilares no Brasil. Com base nestas normativas se observa a seguinte classificação de serviços ancilares no país:

- a. Controle primário de frequência e reserva de potência para o controle primário de frequência, sendo este último eliminado pela REN N° 697 por entender que o controle primário de frequência já exige a reserva de potência suficiente para sua prestação.
- b. Controle secundário de frequência e reserva de potência para o controle secundário de frequência, sendo este último revogado em 2015 pelas mesmas razões que no caso anterior.
- c. Reserva de prontidão referia-se à disponibilidade de unidades geradoras com o objetivo de recompor as reservas de potência primária ou secundária do sistema. Contudo, este serviço foi suprimido pela REN N° 697 devido ao fato de que nos últimos anos não se contabilizaram custos relativos a este serviço.
- d. Suporte de reativos destinada ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.
- e. *Black Start*.
- f. Sistema Especial de Proteção (SEP) o sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN, dos equipamentos ou das linhas de transmissão deste. O SEP abrange os Esquemas de Controle de Emergência – ECE, os Esquemas de Controle de Segurança – ECS e as proteções de caráter sistêmico.

Considerando apenas aqueles serviços que não foram revogados pela REN N° 697, na Tabela 2 pode se observar a forma de contratação e remuneração daqueles serviços existentes. O controle primário de frequência é um serviço fornecido de forma obrigatória por todas as usinas do sistema pois todas as unidades geradoras têm a obrigatoriedade de possuir equipamento de regulação automática para conexão à rede básica. Por ser um serviço obrigatório, ele não é remunerado.

O controle secundário de frequência somente é fornecido por aquelas usinas que participam do CAG⁶, estas usinas assinam um CPSA e são remuneradas, desde 2016, com base em uma receita pré-definida em resolução homologatória⁷ cujo valor para esse ano foi fixado em 44.156,20/ano por central geradora (ANEEL, 2015b) com base a dados históricos de ressarcimento praticados pela ANEEL.

O suporte de reativos deve ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN que estejam fornecendo potência ativa, sendo que as usinas com unidades despachadas como compensador síncrono devem celebrar CPSA. Estas últimas são remuneradas via Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) calculada anualmente pela Aneel.

O serviço de *Black Start* é fornecido por usinas que tenham os equipamentos adequados sendo necessária a assinatura do CPSA. Desde 2016, as usinas que fornecem este serviço passaram a ser remuneradas em base a uma receita pré-estabelecida fixada pela Aneel e baseada no quantitativo de mão de obra necessário à manutenção das centrais geradoras de emergência e à realização dos ensaios, para 2016 este valor foi de R\$ 33.117,15/ano por central geradora (ANEEL, 2015b).

Por fim, o SEP são prestados por usinas definidas pela Aneel, que devem assinar um CPSA e são remuneradas, desde 2016, com base em uma receita pré-definida pela Aneel baseada nos custos mensais de telecomunicação necessários a garantir a operação destes serviços ancilares, para 2016 o valor foi de R\$ 44.156,20/ano por central geradora (ANEEL, 2015b). Importante mencionar que tanto os valores pré-definidos para os serviços de controle de frequência secundária, *Black Start* e SEP junto à TSA são repassadas ao consumidor final via Encargos de Serviços de Sistema (ESS).

⁵ A REN N° 697 entrou em vigor em 1 de janeiro de 2016 (ANEEL, 2015 a).

⁶ Controle Automático de Geração. tem como função a manutenção do equilíbrio entre carga e geração, de modo a manter a frequência nominal de operação do sistema e os intercâmbios programados.

⁷ O método anterior de remuneração se dava mediante a apresentação das notas fiscais relacionadas à prestação do serviço.

Tipo de serviço	Contratação	Remuneração
Controle primário de frequência	Obrigatório para todas as unidades do SIN	Não remunerado
Controle secundário de frequência	Assinam CPSA as usinas que participam do CAG	Receita pré-definida, para 2016 em R\$ 44.156,20/ano por central geradora
Suporte de reativos	Assinam CPSA as usinas despachadas como compensador síncrono	TSA, valor 2016 R\$ 6,19/Mvarh
Auto restabelecimento	Assinam CPSA as usinas que possuem o equipamento necessário	Receita pré-definida, para 2016 em R\$ 33.117,15/ano por central geradora
Sistema Especial de Proteção	Assinam CPSA as usinas definidas pela Aneel	Receita pré-definida, para 2016 em R\$ 44.156,20/ano por central geradora

Tabela 2. Contratação e remuneração dos serviços auxiliares no sistema elétrico do Brasil, elaboração própria

Tem-se evidenciado que desde a promulgação da REN N° 697 no final de 2015, quase todos os serviços auxiliares prestados no setor elétrico brasileiro passaram a ser remunerados com base em uma receita anual pré-definida, excetuado o suporte de reativos que é remunerado via TSA. Em princípio, este esquema de preço regulado anual não deveria apresentar grandes dificuldades já que estes serviços são prestados quase exclusivamente por usinas hidrelétricas, vale dizer que se trata da mesma tecnologia. Porém, este esquema pode apresentar algumas dificuldades caso estes serviços devam ser prestados por outro tipo de tecnologia, por exemplo térmicas, devido a que a estrutura de custos é essencialmente diferente.

Este problema tenderá a ser mais visível no Brasil na medida em que a matriz elétrica continuar a mudar. Como será avaliado a seguir, as mudanças que estão acontecendo na matriz elétrica do país irão necessariamente a influenciar no requerimento de serviços auxiliares não apenas na tecnologia utilizada, mas também no tipo de serviços utilizado. Historicamente a matriz elétrica do Brasil tem sido essencialmente hídrica representando este recurso mais de 80% da capacidade instalada do sistema e em anos de hidrologia favorável representando mais de 90% da geração anual (EPE, 2015). Contudo, nos últimos anos a estrutura da matriz elétrica tem sofrido mudanças fundamentais.

Conforme se observa na Tabela 3, desde 2010 a matriz elétrica do Brasil cresceu em 33,8% chegando a representar no final de 2016 mais de 150 GW de capacidade instalada. Para essa expansão, a fonte hídrica cresceu em 20% mantendo-se ainda como a principal fonte da matriz, porém a expansão da capacidade hídrica tem uma característica fundamental que a diferencia da capacidade hídrica já instalada, trata-se de usinas fio d'água que não têm grandes reservatórios e, portanto, não contribuem a regularização anual do sistema elétrico. Entre estas novas hidrelétricas destacam-se os grandes empreendimentos da região da Amazônia, Santo Antônio (3.500 MW), Jirau (3.700 MW) e Belo Monte (11.200 MW) que produzem a maior parte de sua energia no período úmido do ano. Observa-se também que houve um aumento de 40% da capacidade termoeletrica puxado principalmente pelo aumento das usinas a gás natural. Contudo, o maior crescimento foi observado nas outras fontes renováveis, eólica e solar. A capacidade eólica de 2016 foi 11 vezes maior a capacidade desta fonte em 2010, enquanto a capacidade de energia solar passou de ser praticamente inexistente em 2010 a ter 80 MW instalados em 2016.

Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Crec. % 2010-2016
Hídrica*	80.637	82.458	84.294	86.019	89.193	91.650	96.929	20,2
Térmicas**	30.836	33.250	34.785	38.529	39.817	41.554	43.276	40,3
Eólica	927	1.425	1.886	2.202	4.888	7.633	10.124	992,1
Solar	0	1	8	5	15	21	80	
Total	112.400	117.134	120.973	126.755	133.913	140.858	150.409	33,8

*Inclui PCH e CGH

** Inclui geração com biomassa e nuclear

Tabela 3. Matriz elétrica do Brasil por fonte, MW. Com base em dados do Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico 2010-2016.

Conforme menciona Dorado et al (2016) na medida em que mais usinas intermitentes (eólica e solar) sejam adicionadas ao sistema, e a expansão aconteça com base em usinas hídricas fio d'água pode ser necessária a maior participação de usinas térmicas principalmente no período seco do ano. Isso, remete também a uma maior participação das usinas térmicas na prestação de serviços de sistema para manter a qualidade no fornecimento de energia.

De fato, o efeito que a mudança na estrutura da matriz pode ter no fornecimento desses serviços ancilares pode ser verificado na região Nordeste. Nesta região se encontra o maior potencial eólico do país e, conseqüentemente, a maior capacidade instalada. Dos 10.124 MW de capacidade eólica registrados em 2016 aproximadamente 8.000 MW se encontram na região nordeste, sendo que a região Sul é o segundo maior produtor de energia eólica do país. (MME, 2017).

Neste sentido, na Figura 2 se evidencia a importância do aumento da geração eólica na região nordeste chegando a ser maior que a geração hídrica e térmica no final de 2016. O desafio da geração eólica deriva do fato de ser uma fonte intermitente sendo que em alguns dias pode chegar a representar mais de 70% da carga da região (ONS, 2017c) enquanto outros dias pode ter uma geração muito inferior. Ainda, dados do ONS (2017d) mostram que podem existir variações maiores ao 100% entre a geração programada e a efetivamente verificada. Diante desta situação, se faz necessária a existência de outras fontes que possam modular a carga ao longo do dia.

Com base na informação da Tabela 3 e da Figura 2 se constata que o maior aumento tanto da capacidade instalada de eólica quanto da produção desta fonte aconteceu nos anos da crise hídrica, principalmente desde 2014. Sendo que a maior intermitência do sistema introduzida pela fonte eólica teve que ser modulada usando fontes térmicas, devido à baixa produção hídrica durante a crise. De fato, a Figura 2 também mostra que houve um forte aumento da geração térmica na região nordeste.

O acompanhamento da carga em um sistema com alta participação de fontes intermitentes, no caso eólicas, tem um custo. Se esta modulação teria sido feita com usinas hídricas provavelmente o custo seria muito próximo de zero, já que o custo variável desta fonte é muito baixo. Porém, o acompanhamento da carga realizado com fontes térmicas necessariamente represente um custo maior, já que o custo variável desta fonte depende do combustível usado.

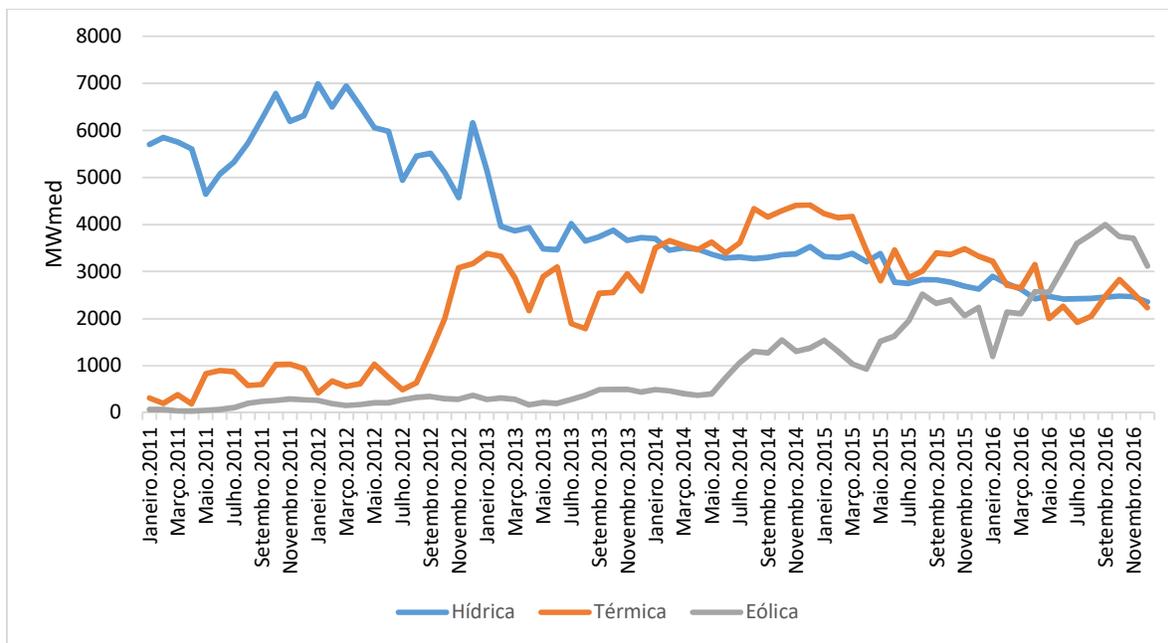


Figura 2. Geração por tipo de fonte na região nordeste, MW médios, entre janeiro 2011 e dezembro 2016. Com base no histórico do ONS

Em função do avaliado, cabe destacar dois pontos. Primeiro que no Brasil os serviços ancilares são fornecidos principalmente por usinas hídricas característica que tenderá a mudar na medida em que aumente a participação de outras fontes na matriz. Segundo, a massiva inclusão de fontes intermitentes determina a necessidade de modulação da carga usando usinas flexíveis que possam aumentar ou diminuir sua geração para se adaptar a produção eólica mantendo assim a segurança do sistema e, embora na região nordeste este serviço tenha sido realizado pelas usinas térmicas, a regulação atual não reconhece este serviço como um serviço ancilar.

5. Contratação e remuneração de serviços ancilares no sistema elétrico Português

A pesar do setor elétrico Português ter uma escala muito menor que o setor elétrico do Brasil⁸, o interessante do sistema português é a massiva inclusão de fontes renováveis o que pode significar para o Brasil uma comparação interessante em termos contratação e remuneração de serviços ancilares em sistema com alta participação de renováveis.

Conforme verificado na Rede Elétrica Nacional (REN, 2016) para 2015, no Portugal, 64,8% da capacidade instalada correspondia a fontes renováveis, entre as principais se destaca a fonte hídrica (6,15 GW) seguido de fonte eólica (4,83 GW). Enquanto entre as fontes não renováveis o gás natural se apresenta como a tecnologia mais utilizada no país representando aproximadamente 25% da capacidade instalada (4,7 GW). Ainda, para 2016, aproximadamente 31% da energia consumida foi de fontes hídricas, 39% de fontes térmicas convencionais e 25% de fontes eólicas sendo o 5% restante produzido por usinas térmicas e hidráulicas em regime especial⁹.

Importante notar que, como ocorre em outros países europeus, o setor elétrico português encontra-se totalmente liberalizado. Atualmente, o sistema elétrico de Portugal está integrado ao sistema espanhol a través do Mercado Elétrico Ibérico (MIBEL), onde as atividades de produção e comercialização de energia são exercidas em regime de livre concorrência.

Em linhas gerais a comercialização de energia no MIBEL acontece em quatro modalidades: (1) mercado spot onde se transaciona energia para o dia seguinte e durante o dia da operação efetiva (*intraday market*); (2) contratos bilaterais; (3) mercado varejista para o consumidor final e (4) mercado de serviços de sistema ou serviços ancilares. Apesar de existir um mercado para os serviços de sistema, cabe destacar que nem todos os serviços ancilares são contratados e remunerados através deste mecanismo. Segundo apontam Marques (2009) e ERSE¹⁰ (2014a) no sistema elétrico português podem se classificar os serviços ancilares em quatro categorias. A seguir se detalham os serviços que não são contratados via mercado.

- a. *Reposição de serviço* que inclui centrais que tem a capacidade de arranque autônomo (*black start*). Corresponde à Gestão Global do Sistema (GGS), a cargo do operador, elaborar o Plano de reposição do Serviço o qual seja acordado com os produtores que possuem usinas com arranque autônomo sendo que cabe a eles garantir que este serviço se encontre permanentemente operacional (ERSE, 2014 b.). O fornecimento de este serviço é apenas obrigatório para os produtores cujos grupos estejam equipados, sendo remunerado especificamente de acordo com o definido no respectivo contrato bilateral assinado com o operador, denominado CAE¹¹.
- b. *Controle de tensão*. Dentre os serviços destinados ao controle de tensão existem alguns que são de fornecimento obrigatório e, portanto, não remunerados como o fornecimento e absorção de reativa pelos grupos geradores, nos intervalos definidos no Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e o serviço de regulação de tensão devendo para o efeito o produtor assegurar que as regulações automáticas de tensão se mantêm sempre em serviço (ERSE, 2014 a. p. 71). Adicionalmente, a GGS pode identificar necessidades de potência e energia reativa que poderiam ser suprimidas através do estabelecimento de condições de funcionamento dos geradores diferentes das obrigatórias. Neste caso a GGS pode aceitar propostas de investimento de produtores em regime ordinário estabelecendo contratos bilaterais de fornecimento desses serviços. (ERSE, 2014 a. p. 72)

Por outro lado, se encontram os serviços ancilares que são contratados através de mecanismos de mercado:

- c. *Resolução de restrições técnicas* na rede nacional de transporte que resultam dos mercados de energia. A diferença do que acontece no Brasil o despacho de energia no Portugal não é centralizado sendo que os contratos assinados entre os agentes nos mercados de energia determinam de fato o despacho de energia. Sendo assim, no mercado diário a GGS verifica a viabilidade do Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) que resulta da oferta e demanda de energia no mercado do dia seguinte. Em um primeiro momento são identificadas as restrições técnicas verificadas na PDBF que resulta do estado das redes o que pode implicar na alteração do despacho que, por sua vez, pode causar um desequilíbrio entre a oferta e demanda precisando de mecanismos de reequilíbrio.

Caso se evidencie um desequilíbrio da oferta e demanda de energia, o sistema é reequilibrado usando mecanismos de mercado. Assim, os agentes de mercado podem oferecer produção ou consumo de bombagem¹² para cada período horário da programação tendo em conta a energia já programada no PDBF. Estas ofertas podem ser feitas tanto para aumentar como para reduzir a produção e são feitas em quantidade de energia (MWh) e com o preço estabelecido pelo oferente (REN, 2008).

⁸ Em 2015 Portugal tinha 18,53 GW de capacidade instalada (REN, 2016), enquanto para o mesmo ano (2015) o Brasil detinha 140,86 GW de capacidade instalada.

⁹ No Portugal as usinas em regime especial são renováveis incentivadas.

¹⁰ Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos no Portugal.

¹¹ Contrato de Aquisição de Energia.

¹² No caso das usinas reversíveis

Uma vez a GGS identifica as restrições técnicas, esta pode usar as ofertas dos agentes para reequilibrar o sistema. Caso seja necessário um aumento da produção a GGS utilizará as ofertas de menor preço entre aquelas oferecidas para a resolução de restrições técnicas e aquelas oferecidas, mas não contratadas, no mercado do dia seguinte. Ao contrário, caso seja necessária uma redução da produção a GGS utilizará tanto as ofertas de redução de produção quanto as de consumo de bombagem (REN, 2008)

- d. *Controle de frequência* que, por sua vez, está dividido em três níveis: a reserva primária, a reserva secundária e a reserva de regulação. A reserva primária que é de fornecimento obrigatório e não remunerado. (ERSE, 2014 a. p. 73)

A reserva secundária associada ao serviço de telerregulação dos grupos geradores, esta reserva é contratada através do mercado de contratação da banda de regulação secundária. Neste mercado o comprador é o operador do sistema enquanto as ofertas podem ser realizadas por todas as usinas disponíveis e habilitadas pela GGS para prestar este serviço (ERSE, 2014 a). A GGS comunica aos agentes de mercado a necessidade de contratação de regulação secundária para cada período da programação de despacho. Por sua vez, os geradores realizam ofertas, para estes mesmos períodos, de uma banda de regulação em MW (a mais e a menos) e o preço unitário desta banda. Após do encerramento do período de recepção de ofertas o GGS contrata a Banda de Regulação secundária associada às ofertas que em conjunto representam um menor encargo para o sistema. Esta contratação é considerada firme tendo o gerador contratado a obrigação de fornecer o serviço caso requerido pelo operador (ERSE, 2014 a). O custo da banda de regulação perante os desvios é um custo fixo para o sistema, pois existe independentemente da ocorrência de desvios, pelo que é coberto por todo o consumo dos agentes de mercado (MIBEL, 2009).

Na Tabela 4 se observa o resultado do mercado de contratação de banda secundária para o 2016, observa-se que se contrata a banda em potência, mesmo que a energia relacionada não seja efetivamente utilizada. Contata-se ainda que durante a primeira metade de 2016 (janeiro-maio) mais de 90% da banda secundária contratada correspondia a fontes hídricas, enquanto na segunda metade do ano se observa um aumento significativo da contratação de banda secundária de fontes térmicas.

2016	Total (MW)	Hídrica (%)	Térmica (%)	Preço (USD/MW)
janeiro	199.423,80	93,65	6,35	24,10
fevereiro	190.591,10	99,33	0,67	29,62
março	202.099,80	98,07	1,93	24,12
abril	186.536,90	99,73	0,27	20,90
maio	185.342,40	97,46	2,54	20,95
junho	181.728,30	63,79	36,21	13,07
julho	195.960,80	36,60	63,40	11,66
agosto	186.510,70	36,48	63,52	13,77
setembro	182.030,40	30,95	69,05	12,36
outubro	187.710,20	42,92	57,08	15,18
novembro	185.194,40	25,46	74,54	18,64
dezembro	128.790,80	30,59	69,41	17,53

Tabela 4. Contratação de banda secundária de regulação mensal durante o 2016¹³, com base a dados de REN (2017)

Adicionalmente, quando efetivamente é utilizada a energia referente às bandas secundárias contratadas, os geradores contratados para este serviço recebem remuneração adicional pela energia fornecida ao sistema. O preço ao qual é valorada esta energia resulta do mercado de reserva de regulação.

A reserva de regulação é um serviço complementar, retribuído por mecanismos de mercado. Como no mercado de banda de regulação secundária, no mercado de reserva de regulação o comprador único é o operador. Todos os agentes de mercado que detenham áreas de balanço¹⁴ devem realizar ofertas diariamente para cada período da programação de despacho. Estas ofertas começam a ser realizadas imediatamente depois do resultado do mercado de banda de regulação secundária e se estende até às 20h do dia anterior ao despacho efetivo. Cada agente deve oferecer toda a reserva de regulação disponível, tanto para subir como para baixar, em MW e o preço na energia correspondente. (ERSE, 2014 a)

Em tempo real, o operador usa os recursos necessários de reserva de regulação, sendo os agentes de mercado remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou descer, o que implica em preços diferentes um

¹³ Usa-se a taxa de câmbio média de 2016 obtida do Federal Reserve dos Estados Unidos, valor obtido 1,1072 USD/Euro

¹⁴ A área de balanço é um conjunto de unidades de produção e bombagem, pertencentes a um mesmo agente, que se encontram interligados numa área de rede nos quais se agregam os desvios de produção.

preço para subir e outro para descer. Os custos originados pela utilização de reserva de regulação são distribuídos pelos agentes de mercado que se desviarem do respectivo programa contratado. (MIBEL, 2009)

Na Tabela 5 se mostra os resultados do uso da energia correspondente à reserva secundária e o resultado do mercado de energia de reserva de regulação. Constata-se que o preço corresponde tanto à energia atrelada à regulação secundária quanto à energia de reserva de regulação.

2016	Reserva Secundária-Subir MWh	Reserva Secundária-Baixar MWh	Reserva Regulação - Subir MWh	Reserva Regulação - Baixar MWh	Preço Subir (USD/MWh)	Preço Baixar (USD/MWh)
janeiro	38.005,66	6.477,85	115.792,99	128.637,60	63,63	16,07
fevereiro	34.879,10	7.608,93	126.168,25	95.536,52	49,26	12,95
março	35.909,19	7.081,45	126.888,94	92.686,01	45,64	11,69
abril	31.080,67	8.505,33	91.539,63	107.560,14	38,10	10,83
maio	32.595,00	6.637,99	68.194,96	112.835,10	37,49	13,17
junho	39.176,66	4.276,99	82.238,39	87.044,85	53,18	26,43
julho	37.119,05	7.261,26	104.420,23	56.666,50	55,51	28,24
agosto	36.049,19	6.320,81	84.776,10	97.217,85	55,14	30,11
setembro	35.311,81	6.305,31	88.682,51	76.446,32	59,67	34,49
outubro	39.263,73	7.275,31	55.861,24	124.999,89	71,22	41,36
novembro	36.983,89	6.691,95	109.639,62	136.993,82	76,61	44,10
dezembro	41.534,47	6.879,25	107.191,44	136.464,75	81,21	45,83

Tabela 5. Resultado mensal do mercado de reserva de regulação 2016¹⁵, com base a dados de REN (2017)

Considerando a importância da geração eólica na matriz portuguesa, como já mencionado, e em função do avaliado até aqui, pode se concluir que no Portugal se usa a reserva tanto secundaria quanto de regulação para equilibrar o sistema diante de mudanças bruscas na geração de energia devido às fontes intermitentes, sendo que estas reservas são contratadas através de mecanismos de mercado.

6. Conclusão

Os serviços ancilares são necessários em todos os sistemas elétricos do mundo a fim de garantir a qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica. Inicialmente estes serviços eram fornecidos por empresas verticalizada que também produziam e comercializavam energia elétrica. Contudo, com a reestruturação dos setores elétricos, a criação de mercados de energia e a desverticalização da indústria o fornecimento destes serviços passou a se constituir em um produto, na verdade vários produtos, a mais para ser transacionados.

Neste artigo tentou-se compreender como as mudanças evidenciadas na matriz elétrica do Brasil irão afetar a forma de contratação e remuneração dos serviços ancilares. Para isso, usamos a experiência Portuguesa como parâmetro de comparação devido a que, embora com um sistema muito menor ao Brasileiro, o sistema português tem características similares como a alta participação de fontes renováveis, principalmente eólica, considerável participação hídrica na matriz e o uso de usinas térmicas.

Constatou-se que a massiva inclusão de fontes intermitentes na matriz elétrica requer da existência de fontes flexíveis capazes de modular a carga, vale dizer fontes que possam aumentar ou reduzir sua produção em curto espaço de tempo respondendo às variações da produção, principalmente eólica, visando manter a segurança e fornecimento da carga.

Diante deste desafio, observou-se que no Portugal se usam as reservas tanto secundarias quanto de regulação para seguir as variações tanto da geração quanto do consumo. Estas reservas são contratadas através de mecanismos de mercado onde cada gerador realiza uma oferta para aumentar o reduzir sua produção com o respectivo preço, isso permite que tecnologias diferentes (hídrica e térmicas) forneçam estes serviços sendo remunerada em função de seus custos caso contratadas no mercado.

Já no caso do Brasil se constata uma situação diferente. Mostrou-se que quase a totalidade dos serviços ancilares são fornecidos por fontes hídricas devido à estrutura preponderantemente hídrica da matriz. Contudo, se constatou que a mudança na matriz elétrica pode trazer mudanças não apenas na forma de remunerar e contratar os serviços ancilares, mas na própria caracterização destes serviços.

A fim de mostrar esse possível câmbio, se avalio o impacto que o forte crescimento da geração eólica está tendo no subsistema do Nordeste. Evidenciou-se que antes de 2013 não existia no sistema grande participação de fontes

¹⁵ Usa-se a taxa de câmbio média de 2016 obtida do Federal Reserve dos Estados unidos, valor obtido 1,1072 USD/Euro.

eólicas, mas a partir principalmente de 2014 se observa um boom no aumento da produção eólica. Quando a fonte eólica não tinha uma participação significativa na geração, a modulação da carga não era um serviço necessário devido ao pouco impacto que esta fonte podia ter na estabilidade do sistema, sendo as variações moduladas por fontes hídricas. Porém, atualmente no Nordeste fica evidente a necessidade de acompanhar a carga devido à massiva inclusão da fonte eólica, que em alguns meses pode gerar até mais que as hidrelétricas ou térmicas, o que traz consigo uma maior intermitência que requer a existência de usinas flexíveis. Diante da falta de geração hídrica, devido à crise hidrológica iniciada em 2012 e que ainda afeta fortemente esta região, a modulação da carga tem acontecido com usinas térmicas que apresentam uma estrutura de custos distintas, com um custo variável elevado dependente do tipo de combustível usado.

Ao igual que acontece no caso Português, o acompanhamento da carga poderia ser feito usando as reservas ou a regulação de frequência. Porém, a REN N° 697 tem eliminado o serviço de reserva de prontidão. No caso da regulação secundária de frequência, deveria existir uma avaliação da forma de remuneração já que atualmente é feita com base em uma receita anual pré-definida calculada com base no histórico de utilização, sendo assim os a remuneração deste serviço considera apenas os custos das usinas hidrelétricas já que, como demonstrado, o serviço de regulação de frequência secundária no sistema elétrico brasileiro é prestado exclusivamente por usinas hídricas.

Em suma, se mostrou que diante da mudança na matriz elétrica do Brasil, e principalmente graças a inclusão das fontes eólicas, existe a necessidade de avaliar a forma de contratar e remunerar aos agentes que prestam o serviço de acompanhamento da carga. Podendo ser através da criação de um novo serviço ancilar que remunere as diferentes tecnologias utilizadas para modular a carga, ou através do aprimoramento da contratação e remuneração de algum serviço de sistema já existente, por exemplo a regulação de frequência secundária.

Referências

ANEEL. Banco de informações de Geração. 2017
<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

ANEEL. Resolução Normativa N° 265 de 10 de junho de 2003. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e distribuição.

ANEEL. Resolução Normativa N° 697 de 16 de dezembro de 2015 a. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico.

ANEEL. Resolução Homologatória N° 2.013 de 16 de dezembro de 2015 b. Estabelece os valores pela prestação de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional

BLACK, Jim. Impact of load following on power plant cost and performance. Final Report National Energy Technology Laboratory. October 2012. On line
http://www.edleaver.com/Archives/2013/06/pdf/ImpactOfLoadFollowingOnPowerPlantCostAndPerformance_FR_Rev1_20121010.pdf

DORADO, Paola; SOARES, Dorel; CASTRO, Nivalde. A expansão das usinas hidrelétricas na região amazônica: desafios operacionais e regulatórios. Revista Brasileira de Energia, Vol 22 N 2 Semestre 2, 2016. On line.
http://new.sbpe.org.br/wp-content/themes/sbpe/img/artigos_pdf/v22n02/v22n02a1.pdf

EPE. Balanço energético nacional, ano base 2014. EPE, Rio de Janeiro 2015. On line
https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf

ERSE. A Manual de procedimentos de rede. 2014 a
http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/MPGGS%20SE%20consolidado_Abril2014_vs%20PEexterno.pdf

ERSE. Regulamento de operações 2014 b.
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/ROR%202014%20SE.pdf>

KIRBY, Brendan. *Ancillary Services: Technical and Commercial Insights*. Wartsila, julho, 2007. On line
http://www.consultkirby.com/files/Ancillary_Services_-_Technical_And_Commercial_Insights_EXT_.pdf

MANSO, Juan Carlos Galvis. Valorização de Serviços Ancilares de Reserva em Geradores Hidrelétricos. 2010. 172 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia - Unesp, Ilha Solteira, 2010.

MARQUES, Rui Pedro. Análise dos serviços de sistema em Portugal e Espanha. Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, janeiro 2009. On line. <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/59095/1/000137394.pdf>

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA. Boletim de monitoramento do Sistema Elétrico anos: 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015 e 2016. MME site 2017. On line <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>

MIBEL. Descrição do Funcionamento do MIBEL. Março 2009. On line http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos_Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009_b3f546bd.pdf

ONS, Serviços Ancilares. Site oficial ONS 2017a http://www.ons.org.br/administracao_transmissao/servicos_ancilares.aspx

ONS. Histórico da operação, geração de energia. Site oficial ONS 2017b. On line http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx

ONS. Boletim Mensal de Geração Eólica. Dezembro de 2016. Site oficial NOS 2017c. On line http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_dez_2016.pdf

ONS. Boletim diário da operação. Produção Elétrica por usina no dia 1 de março de 2017d. Site oficial NOS 2017 d. On line http://www.ons.org.br/resultados_operacao/SDRO/Diario/index.htm

REBOURS, Y. G.; KIRSCHEN, D. S.; TROTIGNON, M.; ROSSIGNOL, S. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services - Part II: Economic Features. IEEE Transactions on Power Systems, New York, v. 22, n. 1, p. 358–366, 2007.

REN. Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema. Dezembro 2008. Site REN On line <http://www.mercado.ren.pt/EN/Electr/MarketInfo/Document/BibSubregula/MPGS.pdf>

REN. Dados técnicos 2015. Site oficial REN 2016. [https://www.ren.pt/files/2016-04/2016-04-04142047_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353\\$\\$7319a1b4-2-4c81-98d7-fea4bfefafcd\\$\\$fe7585fb-f92a-49f7-9574-43f66d7223c6\\$\\$File\\$\\$pt\\$\\$1.pdf](https://www.ren.pt/files/2016-04/2016-04-04142047_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353$$7319a1b4-2-4c81-98d7-fea4bfefafcd$$fe7585fb-f92a-49f7-9574-43f66d7223c6$$File$$pt$$1.pdf)

REN. Sistema de Informação de Mercados – preços. Site oficial 2017. http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Energia_de_Regulacao/Paginas/PrecoReserva.aspx

SILVA, Edson et al. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*, 2001