

# CONSULTA PÚBLICA

## 73

### ENQUADRAMENTO

Mecanismo de Contratação a prazo de  
Energia Elétrica para satisfação dos consumos dos clientes  
do Comercializador de Último Recurso

SETOR ELÉTRICO



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DE MERCADO DE DERIVADOS DO MIBEL.....</b>	<b>7</b>
2.1	Análise de Liquidez dos Produtos FTB e FPB.....	8
2.2	Análise temporal de Liquidez dos Produtos FTB.....	11
2.2.1	Produtos Com Maturidade Anual.....	11
2.2.2	Produtos Com Maturidade Trimestral .....	13
2.3	Resumo de conclusões sobre a caracterização de mercado .....	15
<b>3</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DO CUR.....</b>	<b>17</b>
<b>4</b>	<b>MODELAÇÃO DO MECANISMO DE APROVISIONAMENTO DO CUR.....</b>	<b>23</b>
4.1	Estruturação dos horizontes de programação .....	23
4.2	Definição de produtos e volumes .....	26
4.3	Fluxos de informação e divulgação da programação .....	27
4.4	Princípios gerais da negociação em leilão prevista no mecanismo .....	27



## 1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

No Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e no Regulamento Tarifário (RT) para o setor elétrico, ambos aprovados pelo Regulamento da ERSE n.º 496/2011, de 19 de agosto, foi consagrada a separação das funções de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes e de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial, ambas desempenhadas pelo comercializador de último recurso (CUR).

Previamente à definição de tarifas e preços para 2019, a ERSE aprovou, na sequência de consulta pública, uma alteração ao Regulamento Tarifário que prevê o tratamento tarifário de compras de energia elétrica pelo CUR através de um mecanismo de aprovisionamento que integra a componente de aquisição a prazo de eletricidade para satisfação das necessidades de fornecimento à respetiva carteira de clientes.

Atualmente, o RRC<sup>1</sup> do setor elétrico prevê que, no âmbito da sua função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes, o CUR deve adquirir energia elétrica através dos mecanismos regulados<sup>2</sup> expressamente previstos para o efeito ou através de mecanismos de mercado de contratação a prazo previstos em legislação específica e nas condições aí expressas. Complementarmente o CUR pode também adquirir energia elétrica para abastecer os seus clientes em mercados organizados, designadamente em mercados organizados de contratação a prazo e através de contratos bilaterais com produtores, comercializadores, ou outras entidades habilitadas para o efeito.

Uma vez que existem vantagens e desvantagens em qualquer uma das vertentes de aquisição de energia por parte do CUR, explicitadas no parágrafo anterior, uma estratégia de redução de risco terá a tendência a utilizar uma conjugação de várias formas de participação em mercado, promovendo simultaneamente uma minimização dos custos e maximização da liquidez dos mercados organizados. No entanto, a estratégia atual de aprovisionamento do CUR<sup>3</sup> consiste apenas em aprovisionar as necessidades de abastecimento no mercado diário e intradiário.

No que diz respeito à contratação de produtos a prazo pode identificar-se um conjunto de vantagens que lhe estão associadas, que vão da minimização do risco da volatilidade de preço do mercado *spot* e consequente estabilidade no aprovisionamento do CUR, à promoção da concorrência e de liquidez na

---

<sup>1</sup> Artigo 81.º do RRC do Setor Elétrico

<sup>2</sup> Artigo 168.º do RRC do Setor Elétrico

<sup>3</sup> Relatório de aquisição de energia em 2017 enviado pela EDP SU enviado a ERSE em março de 2018

contratação a prazo, até à maior previsibilidade tarifária dos preços de aprovisionamento do CUR. Para além disso, a modulação de compras do CUR com utilização da contratação a prazo evita que a migração de clientes entre o mercado regulado e o mercado liberalizado seja apenas um resultado da volatilidade do mercado *spot*, em que evoluções de custo no curto prazo tornem a tarifa regulada mais ou menos atrativa em função dessas variações de curto prazo contra um preço estabelecido em horizonte mais alargado.

A proposta de mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR<sup>4</sup> propõe uma estratégia de aprovisionamento no mercado grossista através da contratação conjunta no mercado futuro e no mercado *spot*, assegurando o equilíbrio entre o mercado regulado e o regime de mercado, dando primazia a uma maior contratação de futuros, de maneira a cobrir o risco, e permitindo uma maior adequação temporal com o horizonte de definição das tarifas.

A proposta inicial formulada pela ERSE previa uma distribuição ao longo do ano dos produtos a adquirir para o ano Y, assumindo que em cada mês o CUR adquire uma proporção do consumo estimado para esse ano com base em produtos com maturidade trimestral T, justificada pela disponibilidade atual de produtos no OMIP para os sete trimestres seguintes. Por exemplo, o CUR poderia adquirir mensalmente produtos trimestrais para o ano Y a começar em abril do ano Y-2 para entrega no 1º trimestre do ano Y e concluir em setembro do ano Y. Adquirindo no total 84 produtos trimestrais para o ano Y, sendo que 64% desses produtos já teriam sido adquiridos até setembro do ano Y-1, podendo a ERSE incorporar essa informação na proposta de tarifas e preços para o ano seguinte.

No âmbito da 68.ª consulta pública referente à proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico<sup>4</sup> os comentários recebidos sinalizavam a falta de liquidez na negociação em contínuo no OMIP-Operador do Mercado Ibérico de Energia, especialmente nos produtos com entrega em Portugal - e independentemente da maturidade - e que com entrega em Espanha, embora exista maior liquidez em comparação com entrega em Portugal, só existe liquidez nos produtos trimestrais nos dois trimestres seguintes e nos produtos anuais para os dois anos seguintes.

No âmbito dos comentários, os agentes avançaram, como uma possível alternativa aos problemas identificados, adotar um mecanismo de leilão semelhante aos leilões para colocação da produção em

---

<sup>4</sup> Proposta de alteração do “Regulamento Tarifário do Setor Elétrico - Mecanismos de Aprovisionamento Eficiente do CUR e de Adequação da Tarifa de Energia”, que esteve em consulta pública até 15 de novembro de 2018. <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/68.aspx>

regime especial (PRE). Em todo o caso, os representantes de comercializadores de eletricidade em regime livre manifestaram reservas a este mecanismo, salientando que este não estaria disponível para outros agentes e que seria, portanto, discriminatório.

Tendo em conta os comentários recebidos, a ERSE efetuou uma reanálise do mecanismo proposto, tomando em consideração os aspetos que foram mencionados pelos participantes na consulta pública à revisão do RT neste domínio. Importa, ainda assim, circunstanciar que a generalidade dos comentários recebidos salientou o mérito de se diversificar a estratégia de aprovisionamento do CUR, introduzindo uma componente de contratação a prazo que está, atualmente, ausente da estratégia de aprovisionamento daquele agente.

Neste sentido, a ERSE adotou algumas alterações de pormenor no regime do RT colocado a consulta, remetendo as questões de implementação e modulação mais fina para regulamentação de detalhe a ser aprovada nos termos do RRC e do RT. A solução agora proposta consiste na manutenção do regime de diversificação dos horizontes de contratação do CUR, introduzindo as compras a prazo, fazendo assentar o aprovisionamento do CUR na combinação de compras a prazo em mercado contínuo e através de um mecanismo de leilões de produtos a prazo de maturidade diversa que, entre outras vantagens, permitem a cobertura dos riscos de variabilidade de preço e a estabilização das condições de custo do CUR, permitindo uma maior previsibilidade do processo tarifário e adequação das tarifas praticadas pelo CUR ao cliente final.

O presente documento constitui a justificação e o enquadramento da proposta de regulamentação atrás referida, sendo intenção da ERSE suscitar a participação de todos os interessados na discussão do modelo agora proposto. Para o efeito, o documento apresenta uma caracterização quer do mercado de derivados do MIBEL, quer do perfil de necessidades de aquisição do CUR que permitem, conjugadamente, enquadrar as opções de modulação do mecanismo agora proposto.

A participação na consulta pública deste mecanismo pode ser efetuada através de comentários ou sugestões, que sejam enviados à ERSE até 9 de março de 2019, para o seguinte endereço de correio eletrónico: [consultapublica@erse.pt](mailto:consultapublica@erse.pt). Solicita-se ainda que, na resposta por correio eletrónico seja mencionada, no campo de Assunto, a expressão “Consulta Pública 73”.





## 2 CARACTERIZAÇÃO DE MERCADO DE DERIVADOS DO MIBEL

O mercado a prazo de eletricidade, ou mercado de derivados, é um mercado organizado que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados cujo produto subjacente é a energia elétrica. No âmbito do MIBEL e dos acordos estabelecidos para este mercado regional, foi prevista, no tratado internacional celebrado entre Portugal e Espanha, uma entidade responsável pela gestão do mercado a prazo do MIBEL e que corresponde ao OMIP.

Os instrumentos transacionados no OMIP referem-se a contratos de compra e venda de energia para uma determinada maturidade no futuro (semana, mês, trimestre e ano), de acordo com regras específicas deste mercado. O tipo de instrumentos transacionados varia com as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes.

Atualmente, o OMIP disponibiliza instrumentos derivados para Portugal e Espanha que cobrem contratos Futuro, contratos *Forward*, *SWAP's* e Opções. As descrições e as condições específicas de cada um destes produtos pode ser encontrada na página da Internet do próprio OMIP<sup>5</sup>.

De forma genérica, os contratos mais utilizados são os contratos Futuro, em que cada um destes contratos corresponde a um contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado de cada dia (índice do contrato). Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.

A padronização de um contrato derivado sobre eletricidade significa que a dimensão de cada contrato (nominal), a unidade em que se expressa o preço e o valor mínimo de variação do preço (*tick*), bem como as condições de entrega, são predefinidas. O nominal dos contratos Futuro listados pelo OMIP é de 1 MW, podendo existir dois tipos de produto: Produto Base "*Baseload*" (que oferece a mesma quantidade de energia para todas as horas de um determinado período) e Produto Pico "*Peakload*" (que oferece a mesma

---

<sup>5</sup> Acesso a Fichas Técnicas e a Cláusulas Contratuais Gerais em <https://www.omip.pt/pt-pt/downloads>.

quantidade de energia para as 16 horas de pico (da H9 à H24) dos dias úteis constantes de um determinado período).

Quanto ao referencial de preços para liquidação dos contratos, é possível optar por produtos com áreas de entrega distintas (Portugal ou Espanha), sendo o preço *spot* de cada país a referência de liquidação. Os produtos transacionados neste mercado poderão ainda ter 2 tipos de liquidação: Liquidação física (entrega física de eletricidade, designadamente através da sua oferta no mercado diário); e Liquidação financeira (“cash-settlement”, havendo a liquidação meramente financeira das posições em aberto, vendedoras e/ou compradoras).

A negociação no mercado a prazo pode processar-se a dois níveis distintos:

- Negociação em contínuo, dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação; e
- Negociação em leilão, de acordo com periodicidade e regras próprias.

A captação dos benefícios de participação em mercado a prazo está, naturalmente, dependente das condições de liquidez do mercado, quer em termos de profundidade ou mesmo de adequação dos produtos disponíveis ao perfil de cobertura de risco que se pretende efetuar. Neste sentido, torna-se necessário realizar uma análise de liquidez aprofundada aos produtos disponíveis no mercado ibérico, bem como uma análise da distribuição temporal destes produtos, o que é efetuado neste capítulo.

## 2.1 ANÁLISE DE LIQUIDEZ DOS PRODUTOS FTB E FPB

Na presente secção pretende-se efetuar uma caracterização da liquidez relativa dos diferentes produtos listados a negociação no mercado de derivados do MIBEL. Uma primeira observação que se pode extrair assenta no facto de que os produtos de Futuro com entrega em carga base (*Baseload*) são aqueles que apresentam maiores volumes de negociação. Por outro lado, as maturidades anual e trimestral são igualmente aquelas que têm tido maior procura pelos agentes de mercado. Como tal, a análise aqui efetuada considera em particular os produtos com perfil de entrega anual e trimestral, ambos em carga base, *Baseload*. Na Figura 1 são apresentados os volumes de negociação em contínuo (ETC) e em leilão (CA), para entrega em 2017 e 2018, com maturidade anual e trimestral, negociados entre início de 2015 e final de outubro de 2018.

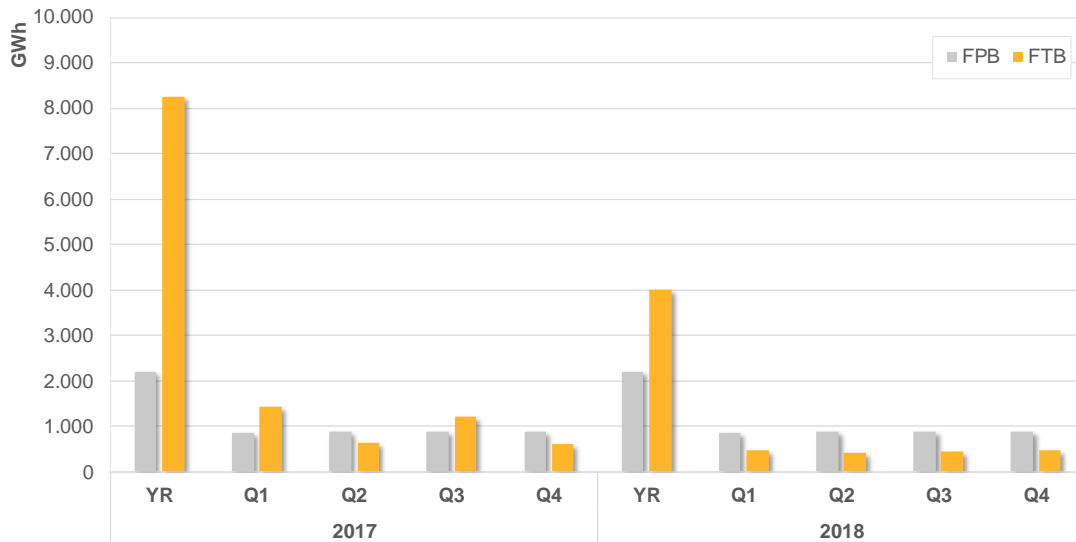
Importa ainda contextualizar que não são considerados nesta análise os volumes associados a registo de operações OTC (*Over the Counter*) junto da câmara de compensação do mercado a prazo do MIBEL, na medida em que estas operações não correspondem a negócios em mercado e, por conseguinte, não correspondem a reais oportunidades de contratação com recurso à plataforma de negociação.

Com base na Figura 1 é observável que o perfil de negociação de mercado a prazo para os produtos com maturidade anual apresenta uma assimetria de liquidez muito acentuada com base na área de entrega, produtos com entrega em Espanha (FTB) *versus* produtos com entrega em Portugal (FPB). Acresce-se que os produtos FPB, para entrega em 2017 e 2018, são compostos na totalidade pelo leilão da PRE, tanto para a maturidade anual como trimestral. Por estas razões propõe-se que os volumes negociados não estejam restringidos a uma área de entrega.

Por outro lado, os produtos com maturidade anual FTB em comparação com os produtos FPB são mais concentrados em contratação em contínuo em relação ao volume colocado em leilão. Tendo isto em conta considera-se que o volume a adquirir em produtos com maturidade anual deve ser repartido entre negociação em contínuo e em leilão. Para além disso, verifica-se que esta repartição de volumes a negociar poderá promover um aumento de liquidez no MIBEL, já que é evidente que houve uma redução de liquidez nos volumes negociados do produto FTB de 2017 para 2018.

Já no que diz respeito ao perfil de negociação de mercado a prazo com maturidade trimestral, com base na Figura 1 observa-se uma liquidez muito reduzida na negociação em contínuo para os produtos trimestrais FTB e na negociação em leilão, no caso dos produtos trimestrais FPB, pelo que se propõem que a aquisição de volumes de produtos com maturidade trimestral se efetive, pelo menos numa primeira fase introdutória apenas e só através de negociação em leilão, assim criando um mecanismo de chamada da liquidez, o que reduz riscos de contratação. Por outro lado, ao existir uma contratação em leilão, poderá potenciar-se a integração do volume normalmente negociado em OTC em negociação em mercado organizado.

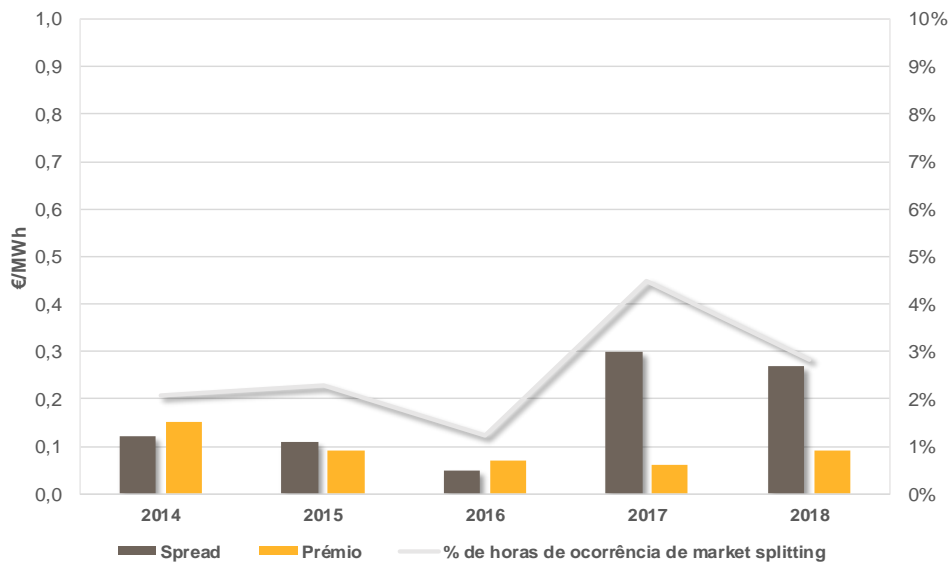
Figura 1 - Volume total dos produtos FPB e FTB com maturidade anual e trimestral, com entrega em 2017 e 2018, e correspondente rácio entre produtos FTB e FPB



Nota: Volumes de energia negociados em contínuo (ETC) e em leilão (AC).

Uma vantagem que também decorre da possibilidade de considerar o produto com entrega em Espanha FTB advém de existirem outros agentes externos ao sistema elétrico português a participarem no mercado, induzindo concorrência na formação do preço em leilão/negociação. Adicionalmente, junta-se que nos últimos quatro anos o prémio atribuído nos leilões (explícitos) de contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal – Espanha (IPE) no sentido importador, de Espanha para Portugal, é inferior a 0,10 €/MWh, mesmo tendo havido um aumento de *spread* em 2017 e 2018 (Figura 2).

Figura 2 - Evolução anual dos prémios atribuídos nos leilões IPE: FTR P-E



Nota: Dados para o ano de 2018 abrangem o período de janeiro a final de outubro

## 2.2 ANÁLISE TEMPORAL DE LIQUIDEZ DOS PRODUTOS FTB

Com vista a identificar em que períodos existe maior liquidez nos produtos FTB, de maneira a poder colocar na altura adequada o volume em negociação, no caso do produto com entrega anual e dos produtos com entrega trimestral, foi feita uma análise de liquidez com distribuição mensal. Nesta análise só foram analisados os produtos FTB já que o volume negociados dos produtos FPB corresponde na totalidade aos leilões da PRE.

Para o produto com maturidade anual, analisou-se os volumes negociados em cada um dos 24 meses antecedentes ao início do ano de entrega, para o ano 2017, 2018 e 2019 (neste caso há ainda dois meses por fechar para finalizar a negociação do produto anual com entrega em 2019). Já para cada um dos produtos com maturidade trimestral, analisou-se os volumes negociados em cada um dos 24 meses antecedentes ao trimestre de entrega, para 2017 e 2018, neste caso exclui-se os produtos com entrega em 2019 uma vez que faltam entre 2 a 11 meses para poder fechar a negociação destes produtos.

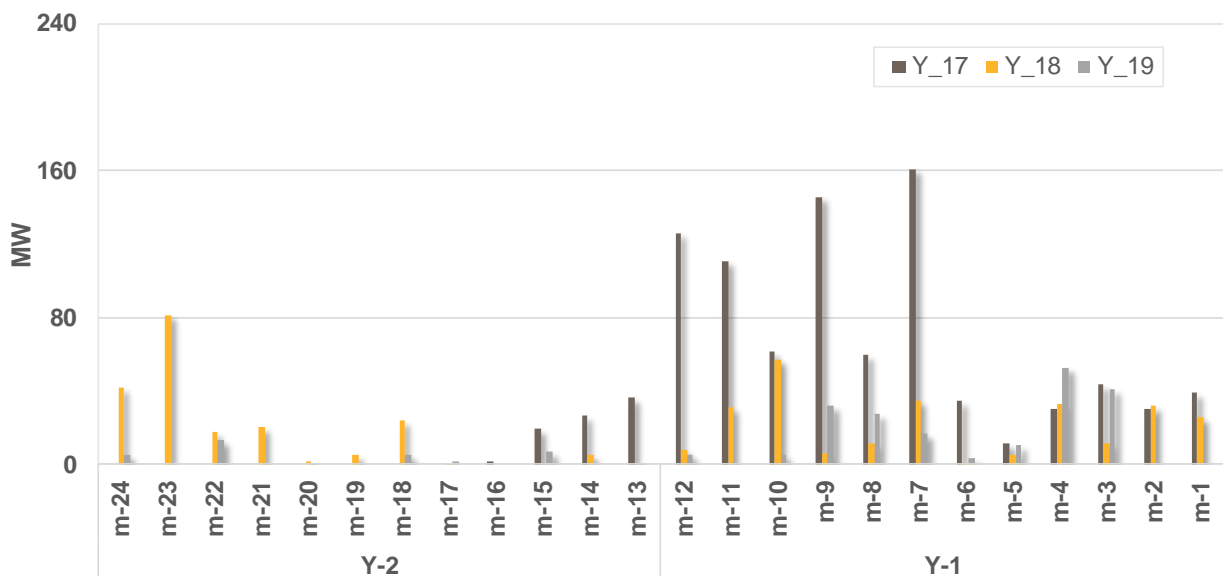
### 2.2.1 PRODUTOS COM MATURIDADE ANUAL

Com base na Figura 3 (m correspondente ao mês do início de entrega e Y correspondente ao ano de entrega), o produto Y\_18 apresenta uma maior distribuição dos volumes negociados pelos dois anos anteriores a entrega, apresentando o maior volume no mês m-23 (fevereiro de 2016, para este caso

específico), em comparação com o produto Y\_17 que apresenta um significativo acréscimo de liquidez a partir de m-12 (janeiro de 2016, no caso presente), sendo que existe um maior volume de negociações nos dois primeiros trimestres do ano Y-1.

Os volumes negociados para o produto Y\_19 apresentam valores muito reduzidos no ano de negociação Y-2 (2017) e para o ano Y-1 só começa a haver liquidez a partir do mês m-9 (abril de 2018, para este caso específico), no entanto, há que ter em conta que à data ainda havia 2 meses para finalizar as negociações em Y-1. Contudo, é de salientar que de 2017 para 2019, tem havido uma redução evidente de liquidez na negociação em contínuo.

Figura 3 – Produtos com maturidade anual negociados com entrega em 2017, 2018 e 2019, com data de negociação entre o mês m-24 e m-1 (mês referente ao início da entrega)



Nota: Para concluir a negociação total referente ao produto com maturidade em 2019 falta o mês de novembro e dezembro.

Com base na Tabela 1 é possível constatar que no ano Y-3, o volume negociado referente aos produtos anuais analisados corresponde a 0, volume bastante inferior ao volume negociado no ano Y-2 sendo que esta diferença se acentua quando comparando com o volume negociado no Y-1. Por exemplo, para o produto anual com entrega em 2017, o volume negociado em 2014 foi nulo, passando para 86 MW em 2015, e em 2016 cresceu 10 vezes atingido 856 MW. Para o produto anual com entrega em 2018, o volume negociado em 2015 também foi nulo enquanto o volume negociado em 2016 e em 2017 apresenta um valor bastante mais semelhante, no entanto o volume negociado em 2017 foi superior em 30% (199 MW em 2016 e 258 MW em 2017).

Para o ano de 2019, houve pouca ou nenhuma liquidez nos dois primeiros anos de negociação (2016 e 2017), no entanto o volume negociado até final de outubro de 2018 apresentou um crescimento de 5 vezes quando comparado com o volume negociado no ano anterior.

**Tabela 1 – Volume do Produto anual total negociado em contínuo para os anos de entrega 2017, 2018 e 2019 com negociação no ano Y-1, Y-2 e Y-3.**

Ano de Negociação	Ano de entrega:		
	2017	2018	2019
Y-3	0	0	0
Y-2	86	199	36
Y-1	856	258	197

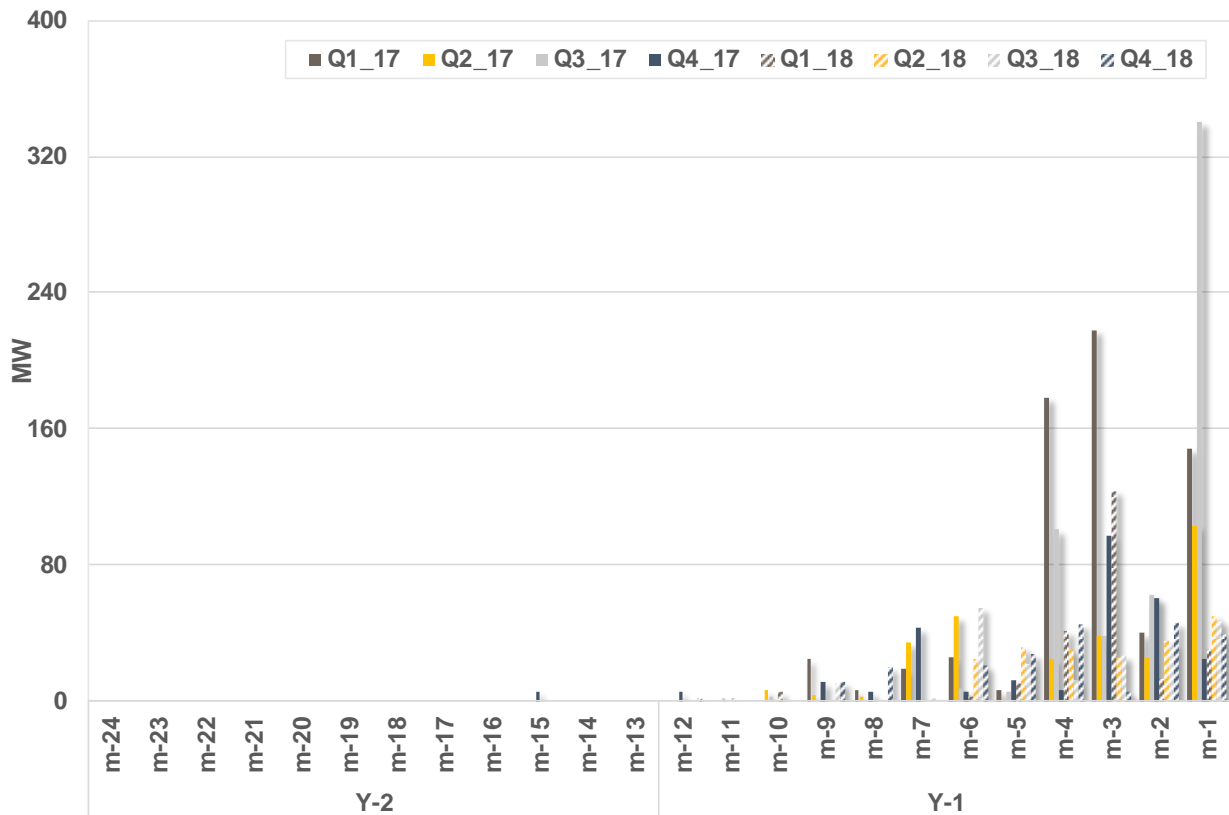
Nota: Dados retirados do OMIP à data de 2 de Novembro de 2018.

Por último, pode-se identificar uma redução de liquidez na negociação em contínuo no OMIP, uma vez que o volume negociado de produtos anuais com entrega em 2018 e 2019 foi bastante inferior ao volume negociado no produto com entrega em 2017, já que para entrega em 2018 e em 2019 o volume negociado correspondeu a 49% e 25%, respetivamente, do volume negociado com entrega em 2017.

#### 2.2.2 PRODUTOS COM MATURIDADE TRIMESTRAL

Em relação aos produtos com maturidade trimestral, segundo a Figura 4 praticamente só existe volume colocado a partir do mês m-9, ou seja 3 trimestres antes da data de entrega do produto, sendo que desde o mês m-24 até ao mês m-15, exclusive, não houve o volume negociado e do mês m-15 até m-9, exclusive, a média colocada foi de 1 MW. No entanto só a partir do mês m-6 (dois trimestres antes da data de entrega) é que existem volumes negociados superiores a 50 MW. Aqui também é evidente a redução de liquidez dos produtos com maturidade trimestral de 2017 para 2018, por exemplo para o Y-1, para os produtos trimestrais com entrega em 2017 em média o volume negociado correspondia a 37 MW, enquanto para os produtos trimestrais com entrega em 2018 esse valor passou para metade correspondendo a 18 MW.

Figura 4 – Produtos trimestrais negociados para entrega em 2017 e 2018, com data de negociação entre m-24 e m-1 (mês m corresponde ao mês do início da entrega do produto)



Com base na Tabela 2 é possível constatar que no trimestre Q-3 (três trimestres antes do trimestre de entrega), o volume negociado referente aos produtos trimestrais analisados corresponde, na maioria dos casos, ao menor volume negociado em relação ao trimestre Q-2 e Q-1, e que o volume negociado referente aos produtos trimestrais analisados são superiores no Q-1.

Tabela 2 - Volume Total do Produto trimestral para os anos de entrega 2017 e 2018 com negociação no trimestre Q-1, Q-2 e Q-3 (Q corresponde ao trimestre de entrega do produto).

Trimestre do Negociação	Trimestre de entrega:							
	Q1		Q2		Q3		Q4	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Q-3	50	0	39	0	0	11	59	31
Q-2	210	53	75	86	113	89	23	94
Q-1	406	166	167	111	440	107	182	90



### 2.3 RESUMO DE CONCLUSÕES SOBRE A CARACTERIZAÇÃO DE MERCADO

Com base na caracterização efetuada nas duas secções precedentes, importa efetuar um conjunto de conclusões que impactem no desenho de um mecanismo de aprovisionamento a prazo do CUR. Com efeito, com a referida análise foi possível reunir as conclusões que se apresentam de seguida.

1. **Quanto ao tipo de negociação:** a caracterização efetuada neste capítulo quanto ao tipo de negociação em mercado a prazo do MIBEL demonstra que a negociação em contínuo não apresenta uma liquidez bastante para garantir um perfil continuado de atuação neste tipo de negociação, designadamente no caso dos produtos trimestrais, pelo que o recurso a leilões, como forma de concentrar e agregar liquidez, principalmente para esses produtos, surge como um elemento necessário para o desenho de um mecanismo de aprovisionamento que esteja imune a riscos de menor liquidez e, conseqüentemente, de preços voláteis e em nível menos eficiente.
2. **Quanto à liquidez relativa de produtos:** também com base na caracterização efetuada, é observável que os produtos que correspondem a contratos Futuro com entrega na área portuguesa do MIBEL apresentam muito baixa liquidez e praticamente toda esta liquidez associada à negociação que ocorre nos leilões de colocação de energia de PRE. Neste sentido, de modo a não expor o mecanismo de aprovisionamento aos riscos de falta de liquidez com as conseqüências já referidas, parece ser preferível que não se restrinja o mecanismo à entrega na área portuguesa do MIBEL, permitindo-se igualmente negociação sobre produtos com entrega na área espanhola do MIBEL<sup>6</sup>.
3. **Quanto à análise temporal de liquidez:** a caracterização do mercado a prazo do MIBEL permite evidenciar que os produtos com início de entrega mais distante da data de negociação apresentam pouca ou nenhuma liquidez, o que se verifica para praticamente todas as maturidades listadas a negociação. Com efeito, no caso dos produtos anuais, apenas os contratos com início de entrega até dois anos após a data de negociação (Y-2) e, no caso de produtos trimestrais, apenas os contratos para entrega nos dois a três trimestres seguintes à negociação, apresentam liquidez e movimento de negociação suscetível de poder acomodar a existência de aquisições para aprovisionamento do CUR.

---

<sup>6</sup> Importa circunstanciar que a consideração de entrega em Espanha não configura um risco excessivo para o aprovisionamento do CUR, na medida em que existem produtos a que pode recorrer para se imunizar do potencial diferencial de preços e estes produtos têm apresentado um prémio relativamente baixo (em torno de 0,10 €/MWh). Por outro lado, considerando-se a liquidação física dos contratos negociados a prazo, o diferencial de preços entre Portugal e Espanha (em mercado spot) é, em cerca de 95% do tempo, nulo.



### 3 CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DO CUR

O presente capítulo efetua uma caracterização da procura do CUR, em particular do seu perfil temporal ao longo do ano, que é instrumental para o desenho de um mecanismo de aprovisionamento daquele agente.

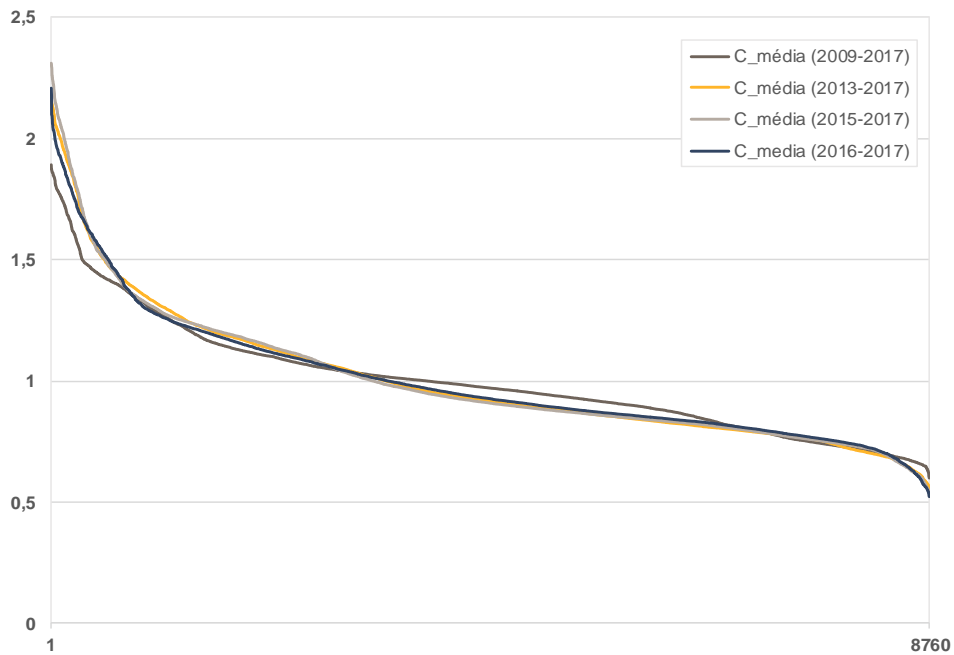
Ainda que se pretenda potenciar o efeito de estabilização da previsão tarifária do preço de aprovisionamento do CUR – o que é mais efetivo com o recurso a contratação a prazo -, a ERSE não pretendeu que o CUR estivesse exposto a risco de volume, ou seja, poder adquirir a prazo mais do que as suas necessidades de carteira. Para este efeito, a caracterização do perfil de procura do CUR e a sua compatibilização com o tipo de produtos disponíveis (e líquidos) em mercado a prazo é necessário. Como se verá na secção seguinte, com o objetivo de maximizar o volume a adquirir por parte do CUR com recurso a este mecanismo e garantindo que não se entra em franjas de risco de volume, foram analisados dois cenários alternativos de aprovisionamento, um considerando o consumo mínimo anual estimado e outro considerando o consumo mínimo trimestral estimado.

Como referido anteriormente, a modulação do mecanismo de aprovisionamento do CUR numa abordagem de ausência de risco de volume, depende diretamente da forma como se estima a procura do CUR e o respetivo perfil anual. Para tal, importa estimar um valor de carga (procura) mínima atribuível ao CUR, em horizonte anual e suas partições temporais.

Para efeitos de previsão de carga mínima do CUR, foi tido em conta o período de 2009 até 2017, tendo sido excluídos os dados do ano 2008 e 2018 uma vez que não apresentam um ano completo de dados. Para o mesmo efeito, foram utilizadas as Curvas Reais de Consumo do CUR (para cada um dos anos analisados com desagregação horária).

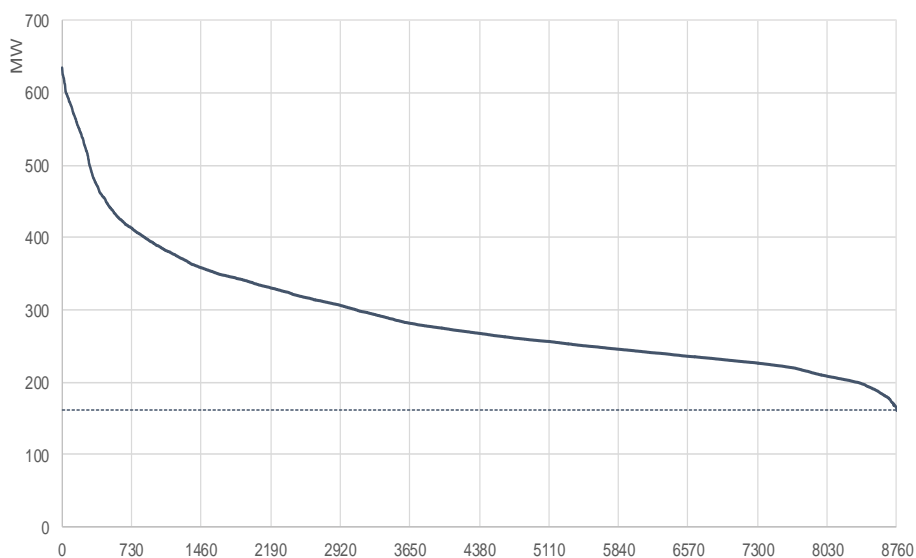
Em seguida, calculou-se as Curvas de Consumo horário médio para o período de 2009-2017, 2013-2017, 2015-2017 e 2016-2017 e obteve-se as Curvas de Consumo horário médio adimensionalizadas para cada um dos períodos analisados, correspondentes ao consumo horário dividido pela média dos consumos horários analisados. Posteriormente obteve-se as Curvas Monótonas do Consumo para os períodos analisados (Figura 5) e procurou identificar-se se existiria alguma curva com um comportamento distinto das restantes.

Figura 5 – Curvas Monótonas adimensionalizadas



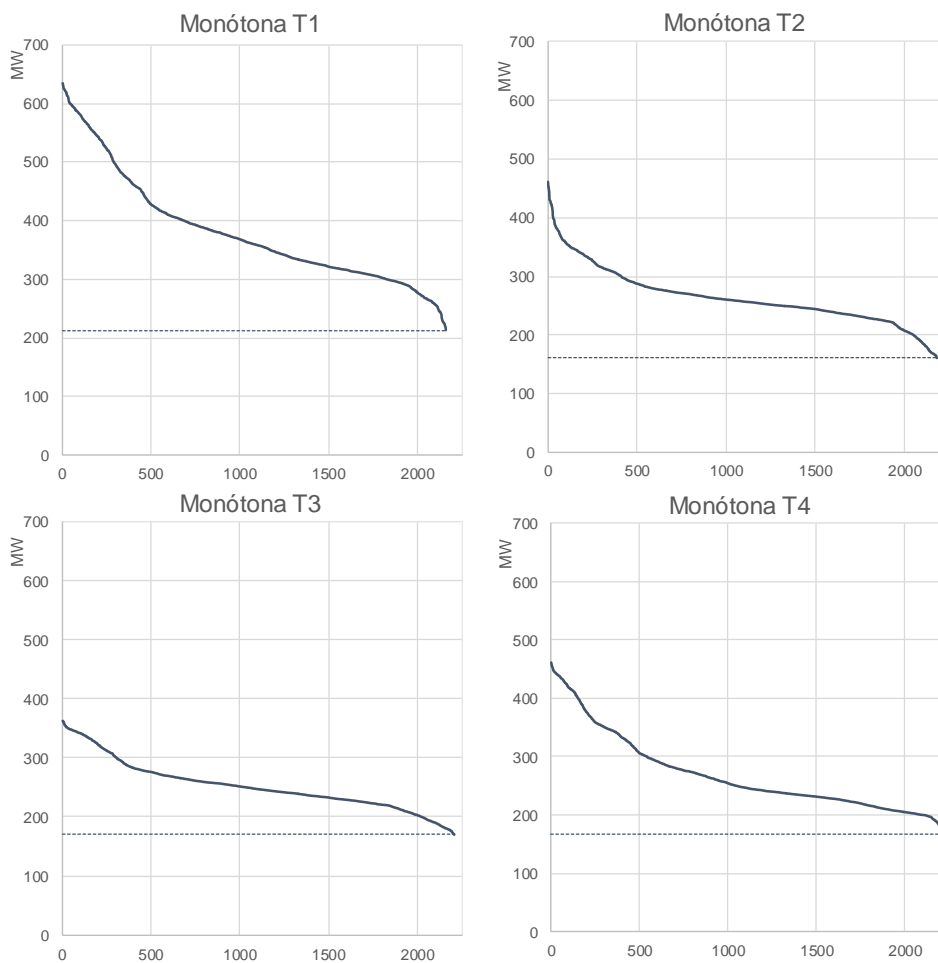
A única Monótona que apresenta um comportamento distinto das restantes é a curva referente ao período 2009-2017, por essa razão foi excluída da análise. Uma vez que a curva referente ao período 2009-2017 foi excluída, a monótona tida em conta, daqui em diante, é a referente a 2013-2017 (Figura 6) por ser a que abrange um maior Período, apresentando 160 MW como valor mínimo de potência.

Figura 6 – Monótona anual referente ao período de 2013 a 2017.



Em seguida, foram analisados os mínimos de cada um dos trimestres (T) para o período de 2013-2017, como apresentado nas monótonas trimestrais da Figura 7. Consegue-se identificar que o mínimo do 1º trimestre é superior aos restantes e que o mínimo anual ocorre no 2º trimestre, no entanto, as restantes monótonas apresentam mínimos semelhantes. Ao observar a monótona do 1º trimestre é evidente que neste trimestre é quando ocorre maior consumo e no 3º trimestre é quando o consumo se mantém mais perto do mínimo. Já a monótona do 2º trimestre aproxima-se bastante à monótona do 4.º trimestre.

**Figura 7 - Monótonas Trimestrais da Curva Média 2013-2017**



A estimativa de Procura anual para o CUR em 2019 (2.555 GWh)<sup>7</sup>, utilizada no cenário das tarifas para esse ano, foi aplicada aos valores mínimos dos fatores de cada um dos trimestres produzindo uma estimativa para o potencia horária mínima por trimestre, como apresentado na Tabela 3.

<sup>7</sup> Ver documento da ERSE “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2019”.

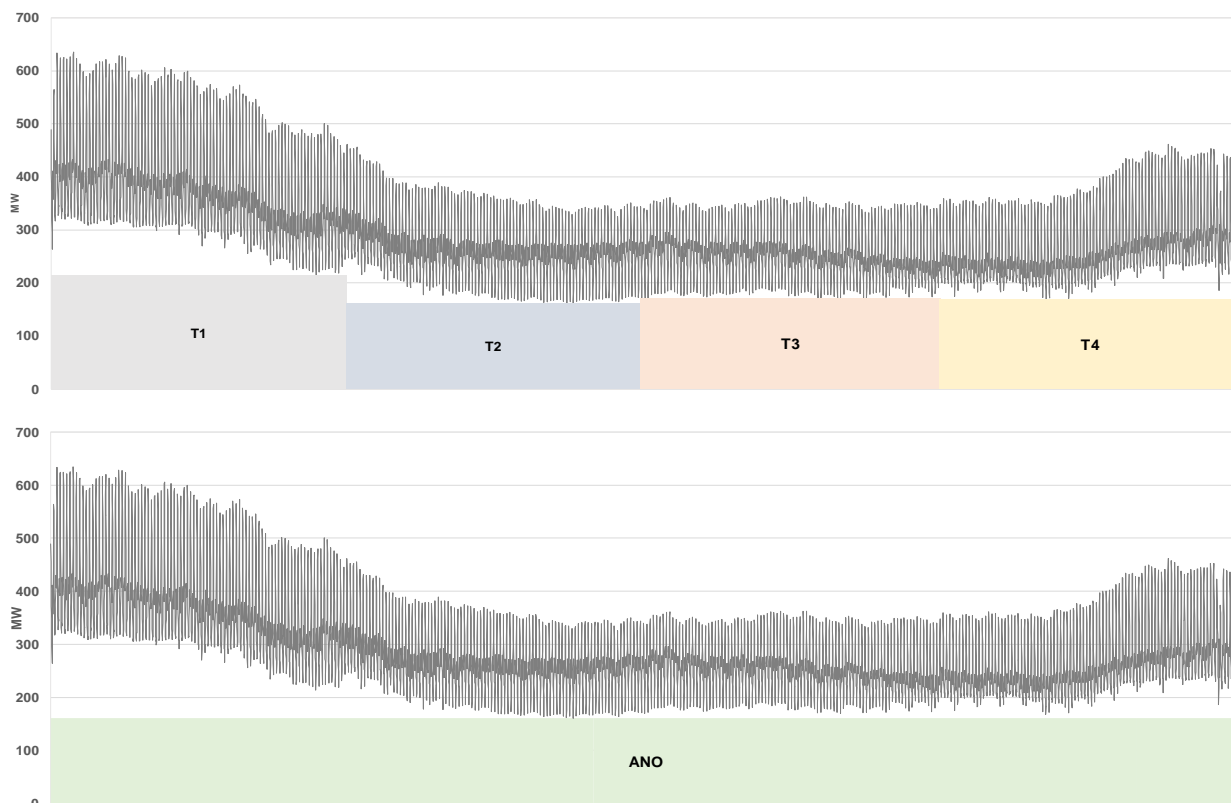
A potência horária mínima anual representa 55% da potência horária média e corresponde à mínima do 2.º trimestre (160 MW), valor inferior a mínima do 1º trimestre em cerca de 53 MW (213 MW representando 73% da potência média) e com diferença inferior a 9 MW dos restantes valores trimestrais (169 MW no 3º Trimestre e 167 no 4º Trimestre).

**Tabela 3 - Fatores mínimos e potência correspondente**

Trimestre	Fatores Mínimos	Potência Mínima (MW)
1	73%	213
2	55%	<b>160</b>
3	58%	169
4	57%	167

Considerando o número de horas existentes em cada trimestre, calculou-se quanto consumo anual seria coberto pelo método dos mínimos dos trimestres e comparou-se com o valor que seria coberto utilizando o mínimo anual, como apresentado na Figura 8.

Figura 8 - Cobertura do Consumo anual com base no mínimo trimestral versus mínimo anual



Segundo os valores obtidos, o método proposto para colação da procura do CUR a prazo, utilizando os valores das potências mínimas em cada trimestre, permite uma cobertura de 61% do consumo anual enquanto o método alternativo, utilizando o mínimo anual, cobre um valor inferior, correspondente a 55% do consumo anual. Pode concluir-se que, utilizando o método dos mínimos trimestrais, se consegue maximizar o volume colocado a prazo sem entrar em franja de risco de volume, o que se demonstra na Tabela 4.

Tabela 4 - Cobertura do Consumo anual

	Mínimo dos Trimestres	Mínimo Anual
GWh	1.557	1.408
%	61%	55%





#### **4 MODELAÇÃO DO MECANISMO DE APROVISIONAMENTO DO CUR**

No presente capítulo é efetuada a concretização do mecanismo de aprovisionamento do CUR, nos termos em que foi referido no capítulo introdutório. Esta concretização corresponde, como mencionado, a um desenho de regras de detalhe do modelo que, de forma mais ampla e enfocada na incidência tarifária, foi colocado a discussão com a proposta de revisão do RT.

Necessariamente, a concretização do desenho do mecanismo de aprovisionamento do CUR toma em consideração: (i) os comentários e sugestões recebidos dos diversos interessados na consulta pública de revisão do RT; (ii) a caracterização do mercado de derivados do MIBEL, que foi efetuada anteriormente neste documento; e (iii) a própria caracterização do perfil de procura do CUR, que se apresentou no capítulo anterior.

Importa reter que os objetivos principais da concretização de um mecanismo de aprovisionamento do CUR consistem, por um lado, na própria diversificação da estratégia de aprovisionamento em termos de horizontes de constatação e, por outro lado, numa maior estabilização da previsão tarifária do preço de aprovisionamento do CUR.

Considerando, por um lado, a caracterização do mercado de derivados do MIBEL e, por outro lado, a caracterização da procura do CUR, que se apresentaram em secções anteriores deste documento, na presente secção é efetuada uma modelação do mecanismo de aprovisionamento do CUR.

Os principais aspetos que contribuem para o desenho aqui proposto são:

- A estruturação dos horizontes temporais de programação das compras; e
- A definição de produtos e volumes a concretizar em negociação a prazo.

Além destes aspetos, concretizam-se igualmente os aspetos relacionados com os fluxos de informação e regras específicas aplicáveis à negociação em leilão.

##### **4.1 ESTRUTURAÇÃO DOS HORIZONTES DE PROGRAMAÇÃO**

Como se referiu atrás, analisando o perfil de procura do CUR, há interesse em que se considerem horizontes de programação diferenciados, pelo menos entre maturidades trimestral e anual. Tal circunstância decorre de, com esta abordagem, se permitir maximizar a procura dirigida a contratação a prazo, por oposição a

um horizonte apenas anual. Com efeito, utilizando-se a título de exemplo a estimativa de Procura anual para o CUR em 2019 (2.555 GWh)<sup>8</sup>, utilizada no cenário das tarifas aplicada ao perfil de consumo de cada um dos trimestres foi possível determinar um valor relativo de cerca de 60% das necessidades de consumo dos clientes do CUR em negociação a prazo, sempre sem entrar em risco de volume.

Os resultados obtidos para a potência horária mínima anual estimada para o ano de 2019 coincidem com o mínimo do 2.º trimestre (160 MW), valor inferior ao mínimo do 1.º trimestre em cerca de 53 MW (213 MW) e com diferença inferior a 9 MW dos restantes valores trimestrais (169 MW no 3.º Trimestre e 167 no 4.º Trimestre). Numa modulação apenas anual, ter-se-ia que considerar o mínimo ocorrido no 2.º trimestre, para as 8760 horas do ano, o que resultaria em cerca de 1,4 TWh de energia adquirível em mercado a prazo (cerca de 55% da procura total estimada para o ano, assim deixando cerca de 45% expostos a volatilidade horária do mercado *spot*).

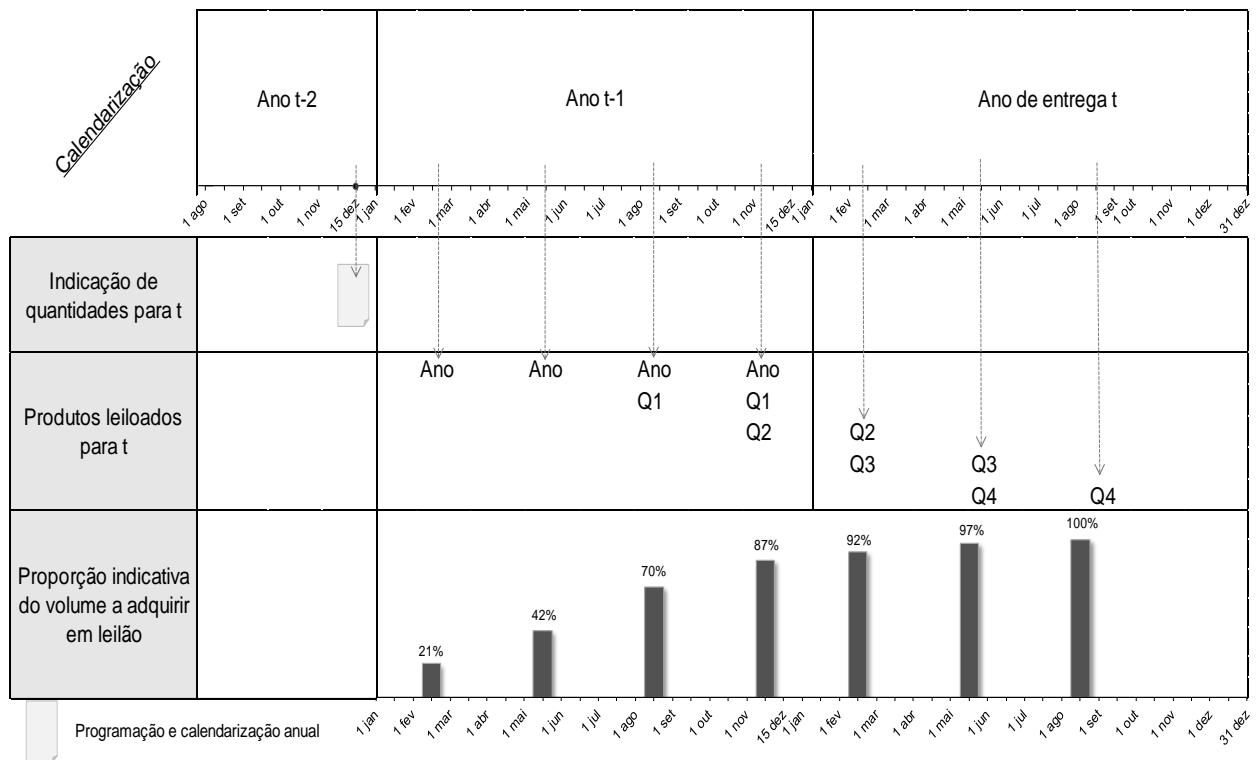
Decorrente desta estruturação de maturidades a adquirir se poderá determinar a definição dos horizontes de programação efetivos para as compras do CUR. Considerando que, por um lado, existe interesse em haver uma modulação que inclua a repartição trimestral das compras e, como se viu atrás, a reduzida profundidade dos produtos trimestrais (cuja liquidez existe para os dois a três trimestres seguintes à data de negociação), terá que conjugar a procura a prazo entre produtos anuais – que permitem uma antecipação maior das compras face ao início da entrega, até ao segundo ano após a data de negociação – e produtos trimestrais – que permitem maximizar as próprias compras a prazo.

Assim, o mecanismo agora proposto prevê que os horizontes de programação integrem compras até dois anos de antecipação face ao ano de entrega, utilizando para o efeito os produtos anuais e uma modulação de quantidades no próprio ano que permita maximizar volumes a prazo e, conseqüentemente, a parte da procura coberta em risco de variação de preço. As programações vinculativas efetuadas pela ERSE ocorrem até 15 de dezembro de cada ano, para entrega no segundo ano subsequente, sendo que a Figura 9 apresenta uma esquematização indicativa da programação de compras a prazo. Após a definição das programações, que ocorre até 15 de dezembro do ano t-2, é definida a referência de preço de aprovisionamento do CUR nos termos do Regulamento Tarifário até 30 de setembro do ano t-1.

---

<sup>8</sup> Ver documento ERSE “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2019”.

Figura 9 – Esquematização indicativa da programação de compras a prazo



Necessariamente, para garantir uma maior proporção de procura com preço fixado aquando da elaboração da definição de tarifas e preço de cada ano, a colocação do produto anual deverá desejavelmente assegurar maior parte da negociação até à concretização das decisões tarifárias, devendo a programação anual de t-1 efetuar um ajuste de expectativas de volume. Por outro lado, a negociação dos produtos trimestrais far-se-á tanto em t-1, como já na vigência do ano t, por razões que atrás se expuseram e que assentam na pouca liquidez de instrumentos trimestrais para negociação com muita antecedência relativamente ao início da sua entrega. Também como referido anteriormente, esta opção metodológica poderá ser reavaliada em sede de programação anual quando e se a evolução da liquidez dos produtos trimestrais assim o permitir e justificar.

Importa referir que, nos termos do modelo agora proposto pela ERSE não compreende a assunção de risco volume por parte do comercializador de último recurso, sendo esse aspeto revertido no desenho da programação de contratação que se efetua. Assumindo-se que os produtos que apresentam negociação com alguma expressão em mercado a prazo são os de carga base, a modulação de compras assumirá sempre que as posições adquiridas pelo CUR se situam num patamar de volume que está contido na modulação previsional da procura que este agente satisfaz em cada ano.

Também decorrente da circunstância de ausência de risco volume no modelo agora proposto, torna-se crítico que se preveja a possibilidade de que o CUR possa em negociação em contínuo desfazer posições longas (volumes previamente adquiridos superiores às necessidades de consumo da sua carteira). Desse modo, a restrição de negociação – no sentido do CUR atuar no âmbito do mecanismo apenas como comprador – deverá aplicar-se apenas e só à modalidade de negociação em leilão.

#### 4.2 DEFINIÇÃO DE PRODUTOS E VOLUMES

Decorrente do que se explicitou, e com as razões também expostas, para a estruturação dos horizontes de programação, a definição de produtos a colocar em negociação a prazo para aprovisionamento do CUR assenta em contratos Futuros de maturidades anual e trimestral. Nos termos do que se encontra estabelecido no RT e na atual proposta de concretização do mecanismo, até 15 de dezembro de cada ano, a ERSE publicará as programações vinculativas a serem seguidas pelo CUR no seu aprovisionamento, para ao ano t+2. Cada programação anual considera colocação de produtos para dois exercícios (anos) tarifários distintos (ano t+2 e ano t+1).

Nesta proposta considera-se que a colocação do produto anual se fará, na sua maior parte, nos termos definidos na programação anual divulgada em t-2, com um ajuste de quantidades em função de nova informação de procura nos termos da programação anual de t-1. Já os produtos de maturidade trimestral, de modo a beneficiarem da mais recente informação sobre as expectativas de procura do CUR, devem ser exclusivamente integrados na programação anual de t-1.

No que respeita a repartição dos volumes de contratação entre negociação a prazo em contínuo e em leilão, neste mecanismo propõe-se que a premissa base seja a flexibilidade na definição dos volumes relativos em cada tipo de negociação, de acordo com as condições efetivas do mercado a cada momento de concretização da informação de programação de negociação. Por questões observadas de liquidez do mercado – que atrás se explicitaram e caracterizaram -, a negociação de produtos com maturidade anual permite mais facilmente que parte da negociação se concretize em negociação em contínuo, enquanto as maturidades trimestrais parecem, pelo menos numa primeira fase, apenas possível de concretizar em negociação em leilão.

O modelo agora proposto pela ERSE prevê que, para a entrega de energia no ano t, seja definida uma repartição do volume de negociação do contrato anual entre contínuo e leilão na programação publicada em t-2. No caso de existir a necessidade de realizar ajustes da programação definida em t-2, esta far-se-á

tendencialmente nos produtos trimestrais e por razões imputáveis à alteração da previsão de procura do CUR.

O número, data e áreas de entrega para os produtos negociados são definidos em função das condições de mercado que, a cada momento, se verificarem. De todo o modo, podem considerar-se indicativamente um mínimo de 4 sessões de leilão por ano e a possibilidade de negociar tanto contratos de Futuro com entrega em Portugal como em Espanha, tal como apresentado na programação indicativa da Figura 9. A liquidação das compras do CUR será sempre física, não se permitindo que este agente efetue liquidação financeira dos contratos por si negociados, seja em contínuo, seja em leilão.

#### **4.3 FLUXOS DE INFORMAÇÃO E DIVULGAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO**

Como se referiu, o cálculo e a divulgação das quantidades e contratos objeto de cada leilão, são responsabilidade da ERSE e tem em conta as condições do mercado elétrico e o perfil de consumo afeta ao CUR. Essa definição assenta na informação remetida pelo CUR, nos termos do RRC, até 15 de junho de cada ano para os dois anos seguintes. A programação anual de contratação a prazo pelo CUR deve ser aprovada pela ERSE até 15 de dezembro de cada ano, relativamente ano t+2. Esta abordagem permite dar previsibilidade à contratação e estabilizar na medida das condições de mercado a definição do custo de aprovisionamento implícito na definição de tarifas.

Todavia, a adoção de uma programação com um horizonte temporal de mais de dois anos exige que a informação a remeter pelo CUR para a ERSE a 15 de junho inclua igualmente uma previsão de procura para o ano t+2. Esta obrigação é vertida na regulamentação a aprovar para concretização do mecanismo de aprovisionamento.

#### **4.4 PRINCÍPIOS GERAIS DA NEGOCIAÇÃO EM LEILÃO PREVISTA NO MECANISMO**

A negociação em leilão, nos volumes, produtos e calendário definidos como atrás se explicitou, deve beneficiar dos seguintes princípios gerais:

- Os leilões são realizados através de um procedimento anónimo, competitivo, não discriminatório e transparente, operacionalizado na plataforma gerida pelo OMIP.

- O mecanismo de formação de preço de fecho de leilão garante a existência de um preço que deve ser uniforme, decorrendo do algoritmo de determinação do preço de negociação em leilão, fruto do encontro entre procura e oferta.
- O leilão é aberto à participação, do lado da compra, de outros agentes de mercado e os volumes afetos ao CUR, para um mesmo preço, têm prioridade sobre os volumes dos restantes agentes.
- Para assegurar dispersão das ofertas de venda, o volume individual de cada entidade vendedora não pode exceder 150% da procura do CUR.

Neste sentido, com a concretização de leilões para parte da programação de aquisições do CUR, os comercializadores em regime de mercado podem resultar adjudicatários de volume, ao preço de equilíbrio do leilão (e portanto ao preço que resultou para o CUR), sendo que, para um mesmo patamar de preço, os volumes apresentados pelo CUR devem assegurar-se previamente e o restante volume disponível ao mesmo preço repartido (com rateio, se necessário) pelos comercializadores que colocaram ofertas de compra àquele preço.

Esta prerrogativa permite a participação nos leilões de outros agentes de mercado, assim correspondendo a comentário efetuado, sobre este tema, em consulta pública de revisão do RT. Todavia, importa salientar que os restantes agentes de mercado podem já hoje livremente participar na negociação em mercado a prazo e, querendo, participar na negociação dos leilões de PRE que são concretizados a cada três meses.

Os produtos adjudicados pelo CUR estarão limitados, com se referiu, a liquidação física, enquanto os restantes participantes no leilão, seja do lado da compra ou do lado da venda, poderão optar pelo tipo de liquidação que lhes for conveniente.

De forma a assegurar a transparência e a integridade da negociação a prazo do CUR, a ERSE supervisiona a negociação em leilão e procede, quer à sua chamada (nos termos de minuta pré-definida), quer à divulgação dos resultados de leilão (também nos termos de minuta pré-definida).

Por fim, de modo a evitar riscos de preço que possam ser excessivos, é definido para cada produto em leilão um preço de reserva, que corresponde ao maior preço a que o CUR se poderá aprovisionar em leilão.

Uma vez que já não será possível a realização de leilões ou negociação em contínuo de produtos com maturidade anual com entrega em 2019 e produtos com entrega no primeiro e no segundo trimestres de 2019, as regras agora propostas preveem disposições transitórias para uma Comunicação da Programação de compra de energia elétrica para aprovisionamento do CUR em 2020 até 30 dias após a aprovação das

regras do mecanismo. Esta abordagem não deve, todavia, impedir que se possam considerar aquisições de energia para os terceiro e quarto trimestre de 2019, que, contudo, não estão submetidas às regras estabelecida no Regulamento Tarifário para a correspondente repercussão tarifária por aplicação do presente mecanismo.

