



RELATÓRIO AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA 2024



FICHA TÉCNICA:

Título: Relatório do Autoconsumo de Energia Elétrica de 2024

Edição: ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Data da Aprovação: 15/07/2025

julho 2025

ÍNDICE GERAL

1	SUMÁRIO EXECUTIVO.....	1
2	INTRODUÇÃO.....	5
3	EVOLUÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DO AUTOCONSUMO EM PORTUGAL	9
3.1	Autoconsumo em Portugal Continental	9
3.1.1	Número e potência instalada das UPAC	9
3.1.2	UPAC por nível de tensão	12
3.1.3	Distribuição geográfica das UPAC.....	13
3.1.4	Relevância das UPAC no contexto de cada nível de tensão.....	15
3.2	Autoconsumo nos Açores e na Madeira.....	16
3.3	Evolução do autoconsumo coletivo.....	18
3.4	Produção total para autoconsumo	22
3.5	Energia injetada na rede proveniente de UPAC	24
4	DIAGRAMA DE PRODUÇÃO EM AUTOCONSUMO	28
4.1	Estimativa do perfil temporal da produção para autoconsumo	29
4.2	Impacte do autoconsumo no histograma de consumo	33
5	IMPACTE DO AUTOCONSUMO NAS PERDAS	37
6	RELAÇÃO ENTRE AUTOCONSUMO E PREÇO GROSSISTA DA ELETRICIDADE	41
7	CONCLUSÕES.....	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 - Número de UPAC, por escalão de potência instalada	10
Figura 3-2 - Potência instalada de UPAC, por escalão de potência instalada.....	10
Figura 3-3 - Número de IPr em Portugal Continental, por escalão de potência	11
Figura 3-4 - Potência instalada de IPr em Portugal Continental, por escalão de potência	11
Figura 3-5 – Evolução da potência instalada de UPAC por nível de tensão, em Portugal Continental ...	12
Figura 3-6 – Evolução do número de UPAC por nível de tensão, em Portugal Continental.....	12
Figura 3-7 - Número de UPAC em 2024, por concelho	13
Figura 3-8 – Potência instalada em UPAC em 2024, por concelho	14
Figura 3-9 – Potência instalada média por UPAC, por distrito	15
Figura 3-10 – Taxa de adesão dos consumidores ao autoconsumo, por nível de tensão (Continente)	16
Figura 3-11 - Número de UPAC na RAA, por ilha	16
Figura 3-12 - Número de UPAC na RAA, por nível de tensão	17
Figura 3-13 - Número e potência de UPAC na RAM.....	17
Figura 3-14 – Taxa de adesão dos consumidores ao autoconsumo, por nível de tensão (Açores)	18
Figura 3-15 – Evolução do número de ACC.....	19
Figura 3-16 – UPAC em ACC por escalão de potência.....	19
Figura 3-17 - Distribuição dos consumidores participantes em ACC, por concelho, em 2024.....	20
Figura 3-18 - Modos de partilha em ACC, no Continente	21
Figura 3-19 - Modos de partilha em ACC, na RAM.....	21
Figura 3-20 – Estimativa da produção anual em autoconsumo, por escalão de potência, em Portugal Continental	23
Figura 3-21 – Utilização da produção anual estimada em autoconsumo	23
Figura 3-22 - Impacto da produção anual para autoconsumo no SEN.....	24
Figura 3-23 - Energia excedente por nível de tensão.....	25
Figura 3-24 - Injeções na RESP, incluindo a energia excedente e a partilhada	26
Figura 3-25 - Energia excedente não transacionada.....	27
Figura 4-1 – Distribuição da potência instalada em autoconsumo, por nível de tensão, no Continente	28
Figura 4-2 – Estimativa do perfil médio diário de produção em autoconsumo, em cada nível de tensão	30
Figura 4-3 – Diagrama de carga agregado dos clientes por nível de tensão e estimativa do consumo evitado pelo autoconsumo (quarta-feira, 26 de junho de 2024).....	31
Figura 4-4 – Diagrama de carga agregado dos clientes por nível de tensão e estimativa do consumo evitado pelo autoconsumo (quarta-feira, 17 de janeiro de 2024)	32

Figura 4-5 – Impacte do autoconsumo no histograma do consumo em 2024, por nível de tensão.....	34
Figura 4-6 – Impacte do autoconsumo no histograma do diagrama de carga da rede em 2024, por nível de tensão.....	35
Figura 5-1 – Estimativa do contributo do autoconsumo para a redução do uso das redes em 2024.....	38
Figura 6-1 – Média aritmética dos preços	41
Figura 6-2 – Consumo da zona portuguesa abastecido por produção solar fotovoltaica	42
Figura 6-3 – Preços do mercado diário mensais capturados por tecnologia	43

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Estimativa da produção em autoconsumo em 2024, em Portugal Continental.....	29
Tabela 5-1 – Estimativa do impacte do autoconsumo nas perdas das redes de distribuição em 2024	39

1 SUMÁRIO EXECUTIVO

O autoconsumo de energia elétrica é um fenómeno recente no setor elétrico, que tem sido impulsionado quer por via legal e regulamentar, quer através de subsídios e apoios públicos. Em resultado, tornou-se uma realidade com expressão e que impacta na organização e no funcionamento do sistema elétrico.

O facto de corresponder a produção interna às instalações de consumo, torna-a menos visível para os operadores de rede e para o setor em geral. Por isso, importa fazer um ponto de situação e de avaliação do estado do autoconsumo em Portugal.

Este relatório apresenta informação recolhida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e dos operadores de rede de eletricidade, caracterizando o autoconsumo e a sua influência no sistema e nas redes elétricas. O relatório complementa a informação, ainda escassa, disponível publicamente sobre o autoconsumo.

O regime jurídico do autoconsumo foi estabelecido em 2014 ¹. No entanto, com as simplificações introduzidas no regime em 2019 ² e com a forte descida de preço dos painéis fotovoltaicos, cresceu significativamente desde 2020.

Em três anos, entre o final de 2021 e de 2024, a potência instalada em autoconsumo cresceu 57% anualmente e o número de unidades de produção para autoconsumo (UPAC) cresceu 44% anualmente.

No final de 2024, havia cerca de 237 mil autoconsumidores em Portugal continental e 1,8 GW de potência instalada em UPAC.

A quase totalidade das UPAC é de tecnologia solar fotovoltaica. Embora as UPAC se liguem maioritariamente em baixa tensão (BT), a respetiva potência instalada é mais significativa nas instalações ligadas em média tensão (MT) (57% que compara com 39% em BT). Isto revela um grande desenvolvimento da atividade de autoconsumo ao nível das empresas (cerca de 24% das instalações em MT tem uma UPAC).

O autoconsumo é mais relevante na faixa litoral do país, o que não surpreende, devido à sua estreita ligação com as instalações de consumo.

¹ Através do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

² Através do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, vigoram regimes de autoconsumo muito semelhantes ao do Continente. O crescimento do autoconsumo nessas regiões também é muito significativo.

O autoconsumo coletivo foi uma das novidades introduzidas no regime jurídico em 2019, permitindo partilha da energia produzida em autoconsumo por várias instalações de consumo geograficamente próximas da UPAC. No entanto, a complexidade acrescida do processo de licenciamento e de organização do autoconsumo, justificam que apenas em 2023 tenham sido registados os primeiros casos de autoconsumo coletivo. No final de 2024, a E-REDES reportou 331 autoconsumos coletivos em funcionamento no Continente e a EEM reportou mais dois casos na Região Autónoma da Madeira. Com exceção de um caso de autoconsumo coletivo envolvido num projeto-piloto, todos os restantes adotaram o modelo de partilha proporcional ao consumo de cada instalação participante.

Os excedentes de autoconsumo em 2024 foram cerca de 27% da produção total estimada, o que atesta o grande aproveitamento da potência instalada pelas respetivas instalações de consumo. Os excedentes injetados na rede foram, em parte, vendidos em mercado organizado, através dos agregadores, mas a maior parte foi entregue à rede sem valorização, contribuindo para reduzir as perdas de energia imputadas aos comercializadores.

No final de 2024, a produção em autoconsumo representou cerca de 2,8% do consumo final de eletricidade (1,5 TWh).

O autoconsumo reduz os trânsitos de energia nas redes e, assim, também contribui para a redução das perdas nas redes (redução estimada em 130 GWh em 2024). No entanto, o contributo na taxa de perdas nas redes é apenas marginal.

A redução dos trânsitos nas redes tem uma expressão significativa no consumo agregado de MT, abatendo um valor significativo à carga máxima desse agregado. Analisando a energia entregue por nível de tensão, esse contributo é ainda pouco expressivo. O efeito sobre a redução da ponta da rede depende da coincidência entre essa ponta e o pico de produção fotovoltaica. Em BT, essa coincidência não se verifica.

No que respeita ao benefício económico do autoconsumo para o respetivo titular, esse dependerá de vários fatores específicos. O preço grossista de eletricidade tem vindo a mostrar o impacto do aumento da oferta de energia nas horas solares, devido ao grande crescimento da produção fotovoltaica em Portugal e, sobretudo, em Espanha. Em resultado, o preço médio nas horas solares passou a ser inferior ao preço médio diário. No entanto, o autoconsumidor pode ver um benefício ligado ao seu contrato de fornecimento e não a estes preços horários no mercado grossista.

Os benefícios do autoconsumidor dependerão ainda da sua capacidade em deslocar consumos para as horas de produção disponível, evitando consumos da rede e os respetivos custos de acesso às redes.

2 INTRODUÇÃO

O autoconsumo de energia elétrica define-se como a produção local de energia elétrica de fonte renovável para consumo na própria instalação ou em instalações próximas. Em geral, a produção situa-se no interior de uma instalação de consumo, reduzindo o consumo fornecido a partir da rede.

A energia resultante da produção em autoconsumo pode também ter origem numa instalação de produção autónoma, para esse fim, que é partilhada com instalações de consumo na proximidade. Quando realizado em instalações diferentes, mas próximas, a produção em autoconsumo é deduzida ao consumo da instalação consumidora, previamente ao apuramento do consumo a fornecer por um comercializador.

O PRIMEIRO REGIME LEGAL DO AUTOCONSUMO, DE 2014, INSTITUIU A VALORIZAÇÃO A PREÇO DE MERCADO

Até 2014, o regime da produção em autoconsumo teve pouca expressão, traduzida num baixo número de instalações registadas ³. Até então, a produção descentralizada desenvolveu-se essencialmente por via de esquemas apoiados, nomeadamente a microprodução e a miniprodução.

O [Decreto-Lei n.º 153/2014](#) ⁴, de 20 de outubro, consagrou expressamente a produção em autoconsumo e a pequena produção, e adotou um modelo de valorização a preço de mercado, seja no consumo evitado, seja na injeção para a rede. O regime também adotou modelos simplificados de controlo prévio para as unidades de produção a instalar. Esse novo regime jurídico substituiu o modelo da micro e miniprodução com tarifa garantida.

A partir de então, a situação começou a alterar-se de forma significativa e, no final de 2018, existiam já 23 519 unidades de produção para autoconsumo (UPAC), essencialmente de tecnologia solar fotovoltaica, representando cerca de 75 MW de potência instalada ⁵. Para esta evolução terá contribuído o novo quadro de regras instituído, mas também a redução dos custos de aquisição das UPAC, sobretudo do tipo solar fotovoltaico ⁶.

³ Nesta observação execiona-se a realidade da cogeração, cuja atividade tem particularidades face ao restante autoconsumo.

⁴ Cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis ou não renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção.

⁵ 94% das UPAC tinham uma potência instalada inferior a 1,5 kW, sem venda de excedentes para a rede.

⁶ «The global weighted average LCOE of newly-commissioned utility-scale solar PV projects declined from USD 0.460/kWh to USD 0.044/kWh between 2010 and 2023 – a decrease of 90%», IRENA, 2024, Renewable Power Generation Costs in 2023.

A TRANSPOSIÇÃO DA DIRETIVA RED II EM 2019 CRIOU O ATUAL MODELO DE AUTOCONSUMO

O [Decreto-Lei n.º 162/2019](#) ⁷, de 25 de outubro, que transpôs de forma parcial a Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis (Diretiva RED II), para além de promover algumas modificações de detalhe relativamente ao anterior regime (de autoconsumo individual) ⁸, introduziu um conceito, substancialmente inovador, o autoconsumo coletivo, através do qual se possibilita a partilha de energia elétrica entre instalações distintas, em relação de vizinhança, utilizando ou não a rede pública ⁹. Este novo modelo assentava já plenamente na infraestrutura de contadores inteligentes e no tratamento de dados em períodos de 15 minutos. O diploma determinava que a ERSE, na sua área de competências ¹⁰, publicasse a regulamentação necessária à implementação dos projetos de autoconsumo. A publicação do primeiro Regulamento do Autoconsumo foi então feita através do [Regulamento n.º 266/2020](#), de 20 de março. Em 2021, foi publicada uma nova versão do regulamento, através do [Regulamento n.º 373/2021](#), de 5 de maio, que passou a contemplar todas as modalidades de autoconsumo previstas na lei.

Por último, no respeitante à evolução do quadro legal, o [Decreto-Lei n.º 15/2022](#) ¹¹, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), revogou o Decreto-Lei n.º 162/2019, e introduziu aperfeiçoamentos pontuais no regime jurídico do autoconsumo, como os modos de partilha de energia em autoconsumo através de sistemas dinâmicos ou de critérios hierárquicos ou, ainda, a figura das Comunidades de Cidadãos para a Energia (CCE). Na sequência, a ERSE alterou o Regulamento do Autoconsumo, através do [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho ¹².

⁷ Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001.

⁸ Nomeadamente medidas de simplificação, de que são exemplo, a comunicação prévia até 30 kW isenta de taxas e o aumento do limiar de potência instalada, para 4 kW, para a obrigatoriedade de contador de produção total

⁹ Sem prejuízo de outras novidades terem também surgido através deste diploma, de que são exemplo as comunidades de energia renovável (CER), a entidade gestora do autoconsumo coletivo (EGAC), o *net metering* quarto-horário ou os dispositivos de armazenamento integrados em autoconsumo.

¹⁰ Fundamentalmente ao nível do modelo de relacionamento comercial, da medição e disponibilização dos dados e das tarifas de acesso às redes.

¹¹ Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001.

¹² Estabelece as disposições aplicáveis ao exercício da atividade de autoconsumo de energia renovável, individual e coletivo, quando exista ligação à RESP, bem como às CER e às CCE que procedam à atividade de autoconsumo de energia renovável.

O AUTOCONSUMO AFIRMOU-SE COMO UMA NOVA FORMA DE PARTICIPAÇÃO NO MERCADO DE ELETRICIDADE

Na vigência deste quadro legal e regulamentar, e comparando o final de 2021 com o de 2024 (3 anos), o número de UPAC triplicou, aumentando de 78 841 para 236 888, e a potência instalada quase quadruplicou, passando de 478 MW para 1 846 MW.

Na ótica do autoconsumidor, os benefícios económicos (redução da fatura de eletricidade), significativamente reforçados pelos apoios públicos ao investimento neste tipo de produção, e ambientais (consumo de energia renovável) são determinantes para a adesão ao regime de autoconsumo. Na perspetiva do sistema elétrico, o autoconsumo tem consequências que devem ser consideradas, desde logo no plano regulatório, para efeitos de tomada de decisão.

O autoconsumo origina vastos e relevantes impactes, devido à diminuição da procura de energia fornecida pela rede elétrica nas horas de sol. Entre as principais dimensões sujeitas ao efeito potencial do autoconsumo estão:

- A formação do preço no mercado grossista;
- O perfil e o nível dos trânsitos na rede;
- A taxa de perdas técnicas;
- A injeção de excedentes maioritariamente no referencial da rede de distribuição (nalguns casos acompanhada de inversão de fluxo);
- A necessidade de contratação de flexibilidade, de investimento em reforço da rede e de aumento da inteligência do sistema (e.g., observabilidade e controlabilidade);
- A recuperação dos custos das redes e outras componentes tarifárias;
- A qualidade de serviço técnica (e.g., perturbações de tensão ou aumento da corrente de curto-circuito);
- O desenvolvimento do armazenamento;
- O incremento da exigência sobre o processo de tratamento de dados de consumo e de injeção pelos operadores de rede.

Também para os consumidores esta nova realidade representa um desafio. Não só ao nível das ofertas que lhes são apresentadas para a instalação de produção em autoconsumo, mas também porque apela à compreensão de um conjunto de novos conceitos, tais como o saldo quarto-horário ou a partilha de

energia. Verifica-se ainda que os autoconsumidores são consumidores mais exigentes com os serviços da rede e mais ativos no mercado de energia (mais adaptáveis e flexíveis na gestão do seu consumo, mais atentos à mudança de comercializador ou mais interessados na utilização dos dados disponibilizados pelos operadores).

O SISTEMA ELÉTRICO DEVE INCORPORAR A NOVA REALIDADE DO AUTOCONSUMO NAS VÁRIAS ÁREAS DE DECISÃO

Sendo uma realidade nova e impactante, o autoconsumo não tem ainda uma divulgação adequada sobre a sua real dimensão. Tratando-se de uma forma de participação no mercado elétrico, em parte, interna às instalações de consumo, tende a ser invisível para o mercado, embora os seus efeitos devam ser explicitamente considerados.

Neste relatório descreve-se a evolução do autoconsumo nos anos recentes e analisam-se algumas destas dimensões de impacto, como informação de contexto, enquadrando e potenciando a discussão em torno da matéria.

A análise do fenómeno do autoconsumo deve ainda atender à evolução prevista no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030 ¹³), que perspetiva a duplicação da capacidade instalada em autoconsumo fotovoltaico entre 2025 e 2030, ano em que deverá atingir 5,7 GW.

A análise apresentada recorre aos dados trimestrais reportados, desde 2020, pela E-REDES e, mais recentemente, pela EDA e pela EEM, ao abrigo do Regulamento do Autoconsumo. São ainda usados os dados mensais publicados pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) sobre o licenciamento de UPAC e sobre a estimativa da produção total dessas UPAC (Estatísticas Rápidas das Renováveis).

¹³ O PNEC 2030 foi atualizado pela [Resolução da Assembleia da República n.º 127/2025](#), de 10 de abril.

3 EVOLUÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DO AUTOCONSUMO EM PORTUGAL

3.1 AUTOCONSUMO EM PORTUGAL CONTINENTAL

Como se referiu na introdução, o número de UPAC triplicou entre 2021 e 2024, e a potência instalada nestas unidades quase quadruplicou no mesmo período. Segundo a DGEG ¹⁴, as UPAC sujeitas a controlo prévio a 31 de dezembro de 2024 correspondiam a 2 116 MW, 99% de tecnologia solar fotovoltaica. Na mesma data, a potência instalada nas instalações de mini e microprodução, correspondentes ao regime da produção descentralizada anterior a 2014, era de 171 MW.

3.1.1 NÚMERO E POTÊNCIA INSTALADA DAS UPAC

No Continente, o segmento de UPAC até 4 kW ¹⁵ é o mais representativo em número, correspondendo a 88% do total das instalações, mas apenas a 19% da potência instalada, no final de 2024. Considerando também o segmento de 4 kW a 30 kW, atinge-se 97% do total de instalações e 37% da potência instalada total. Este segmento de UPAC, de 4 kW a 30 kW, tem um regime de controlo prévio simplificado (“mera comunicação prévia”). O segmento de 30 kW a 1 MW, sujeito a registo prévio e a consulta ao operador de rede, é o que tem maior peso no que respeita à potência instalada, representando 61% da potência, mas apenas 3% do número de instalações. Acima de 1 MW, estas UPAC, que representam 4% da potência instalada e 0% do número de instalações (perto de 20), estão sujeitas a um processo de licenciamento, incluindo, se for o caso ¹⁶, a obtenção do título de reserva de capacidade para injeção na rede (Figura 3-1 e Figura 3-2).

¹⁴ Estatísticas Rápidas Renováveis n.º 243 - Fevereiro 2025, DGEG. Disponível online em: <https://www.dgeg.gov.pt/media/upclbs5j/dgeg-arr-2025-02.pdf>.

¹⁵ As UPAC até 700 W que não injetam na rede estão isentas de controlo prévio.

¹⁶ O título de reserva de capacidade apenas é necessário para efeitos de injeção na rede. Uma UPAC cuja potência máxima de injeção na rede seja inferior a 1 MW está dispensada desse título.

Figura 3-1 - Número de UPAC, por escalão de potência instalada

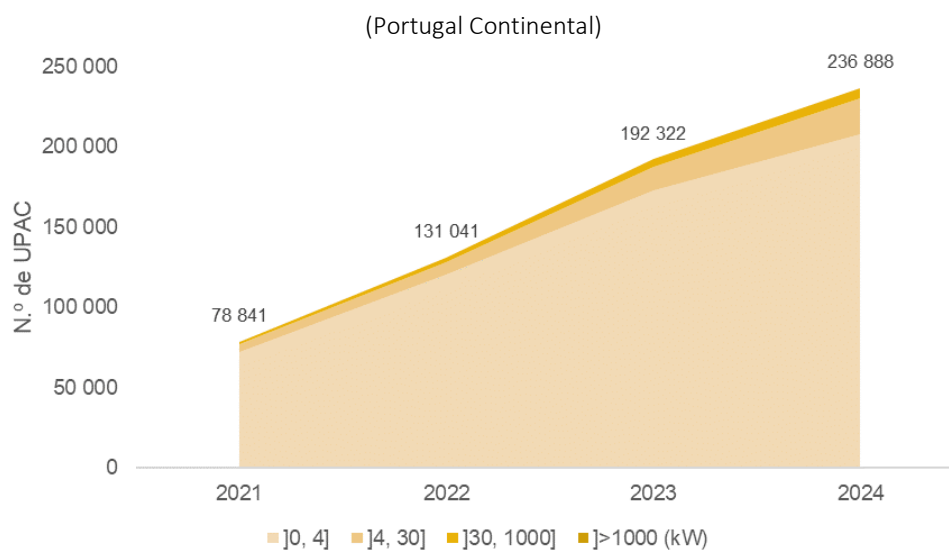
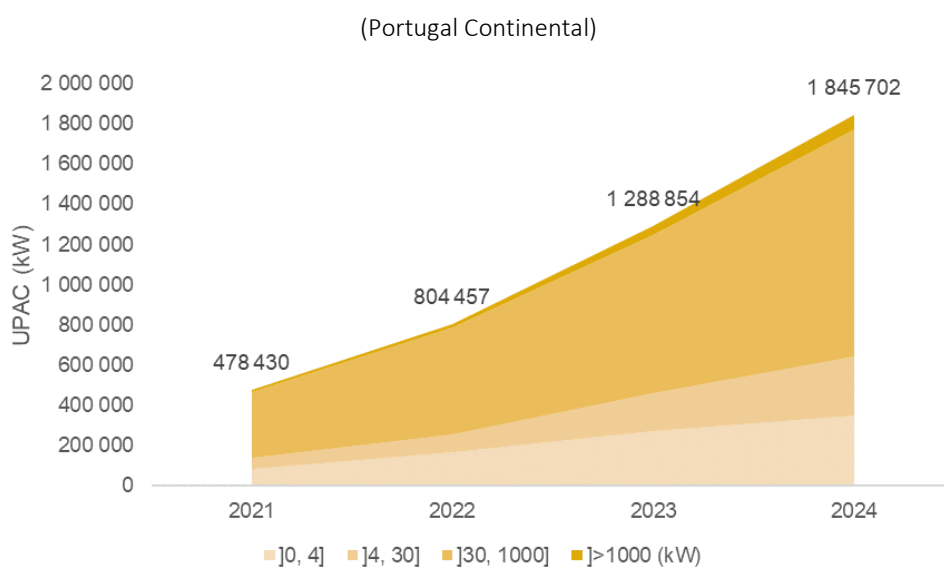


Figura 3-2 - Potência instalada de UPAC, por escalão de potência instalada



Fonte: Dados E-REDES; os valores incluem as UPAC colocalizadas em instalações de consumo e as UPAC com ligação direta à rede.

Desde o final de 2021, em média, a potência instalada em autoconsumo tem crescido 57% ao ano, e o número de UPAC tem crescido 44% ao ano.

As UPAC localizam-se, essencialmente, em instalações de consumo (IC), ou seja, são colocalizadas ¹⁷, em autoconsumo individual. As UPAC ligadas diretamente à rede (IPr) tiveram a evolução verificada na Figura 3-3 e na Figura 3-4, tendo surgido apenas recentemente, no 2.º trimestre de 2024. Estas IPr partilham energia com instalações de consumo, seja via rede pública, seja via rede interna.

Figura 3-3 - Número de IPr em Portugal Continental, por escalão de potência

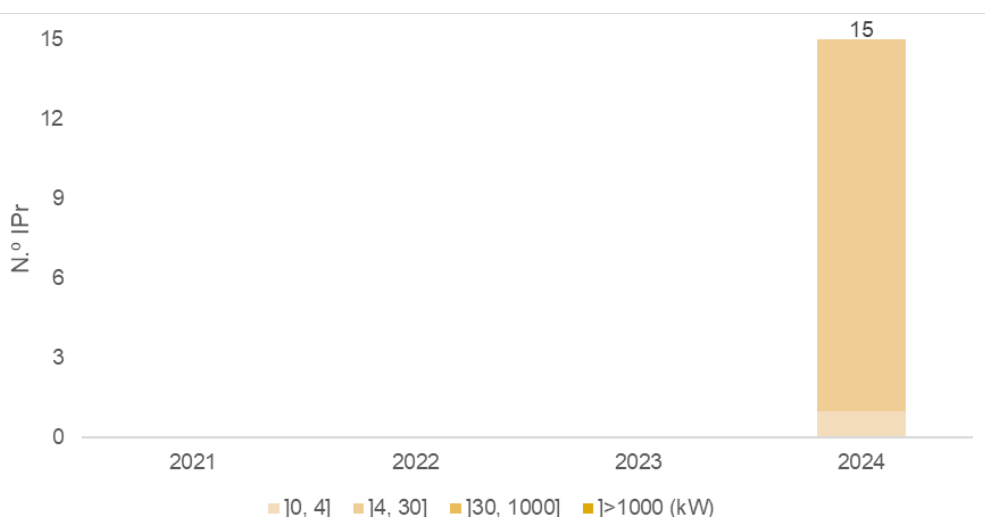
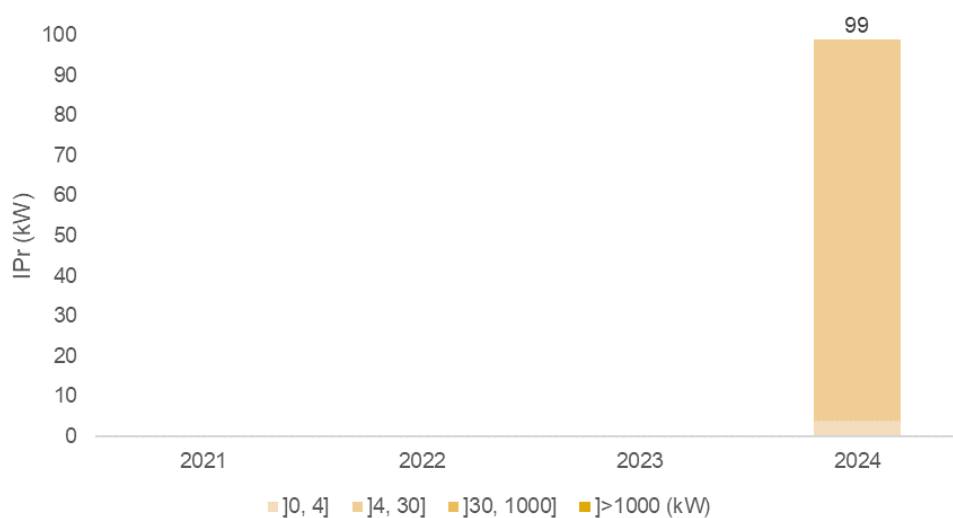


Figura 3-4 - Potência instalada de IPr em Portugal Continental, por escalão de potência



Fonte: Dados E-REDES

¹⁷ Atrás do equipamento de medição instalado no ponto de interligação com a rede pública.

3.1.2 UPAC POR NÍVEL DE TENSÃO

Relativamente ao ponto de ligação à rede das instalações onde se localizam as UPAC, e observando a distribuição da potência instalada por nível de tensão apresentada na Figura 3-5, percebe-se que a maior parte da potência instalada está ligada na média tensão (MT), diretamente, ou em instalações de clientes em MT (57%). A baixa tensão (BT) também tem um peso significativo na potência instalada (39%) e na sua evolução nos últimos anos, sendo a potência instalada na alta tensão (AT) quase marginal (4%). Cerca de 97% das UPAC está ligada à BT (Figura 3-6).

Figura 3-5 – Evolução da potência instalada de UPAC por nível de tensão, em Portugal Continental

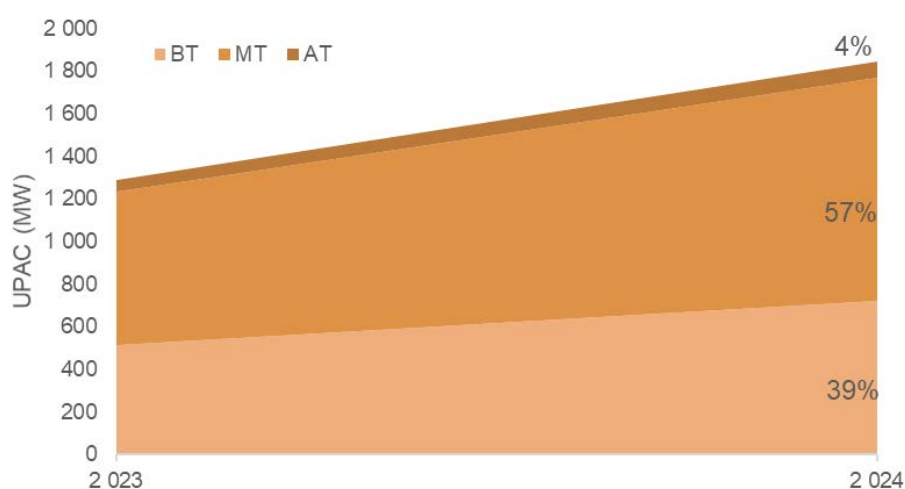
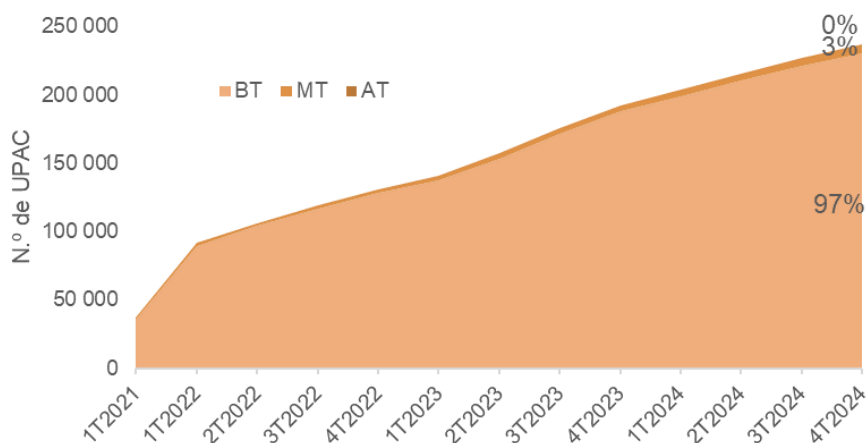


Figura 3-6 – Evolução do número de UPAC por nível de tensão, em Portugal Continental



Fonte: Dados E-REDES

O crescimento acentuado do autoconsumo tem sido consistente em todos os níveis de tensão.

3.1.3 DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DAS UPAC

A Figura 3-7 apresenta a distribuição geográfica das UPAC no final de 2024, em Portugal Continental. Os três concelhos que concentram o maior número de UPAC são Guimarães, Braga e Leiria. O concelho de Guimarães é também o que regista maior potência instalada, seguido de Leiria e de Vila Nova de Famalicão (Figura 3-8).

Figura 3-7 - Número de UPAC em 2024, por concelho

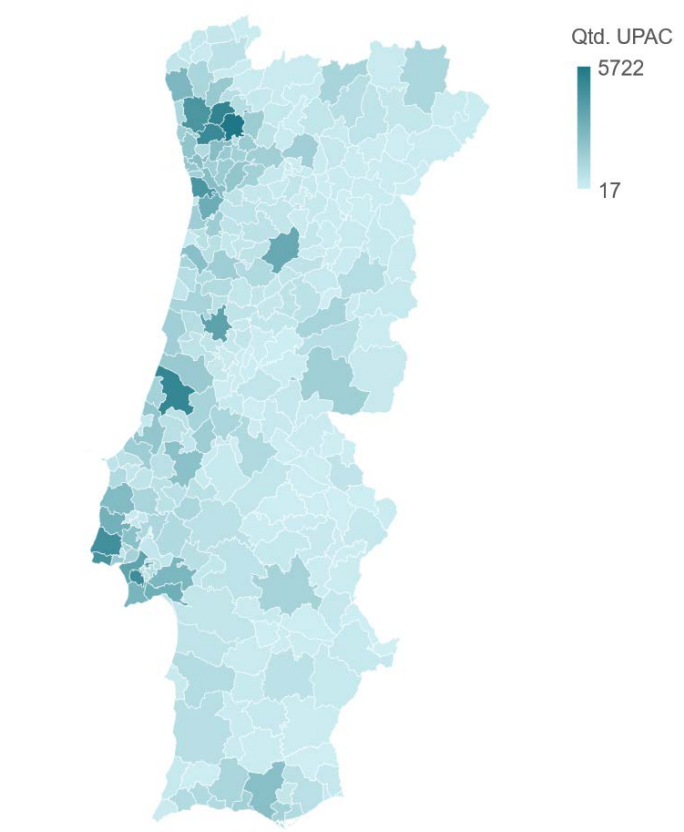
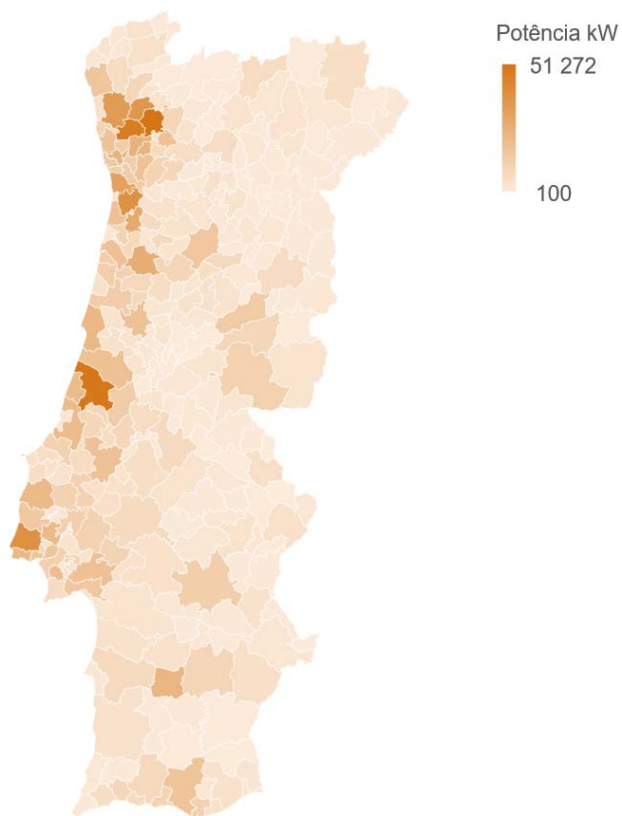


Figura 3-8 – Potência instalada em UPAC em 2024, por concelho

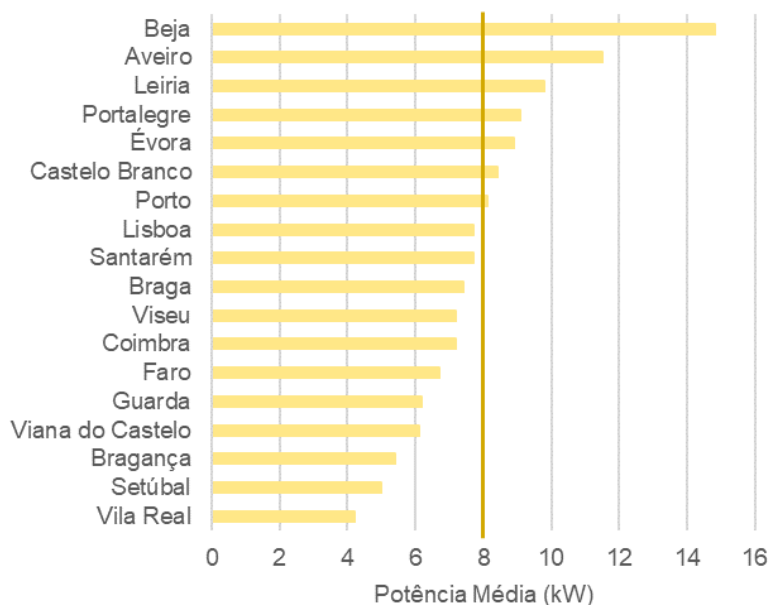


Fonte: Dados E-REDES

No final de 2024, a potência instalada média por UPAC, por distrito, variava entre 4 kW, em Vila Real, e 15 kW, em Beja (Figura 3-9). A mediana era de 8 kW por UPAC.

A dispersão das UPAC é consistente com a própria distribuição das instalações de consumo, em particular na faixa litoral e nas áreas metropolitanas de Lisboa e do Porto. No indicador da potência média por UPAC não se verifica um padrão comparável.

Figura 3-9 – Potência instalada média por UPAC, por distrito



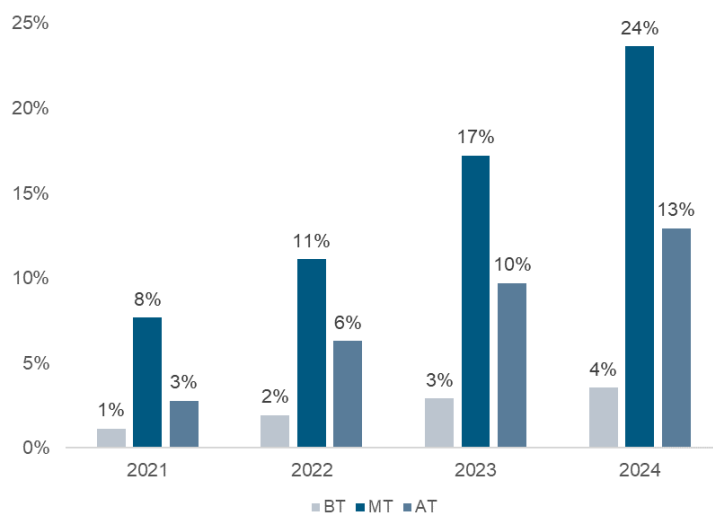
Fonte: Dados E-REDES

3.1.4 RELEVÂNCIA DAS UPAC NO CONTEXTO DE CADA NÍVEL DE TENSÃO

Para além de o nível de tensão MT ser o mais expressivo em termos de potência instalada de UPAC, é também o que apresenta taxa de adesão mais significativa ao autoconsumo. No final de 2024, aproximadamente um quarto das instalações de MT tinha UPAC (Figura 3-10). Esta taxa de adesão tem crescido de forma consistente ao longo do período analisado. Destaca-se ainda a taxa de 13% de UPAC em instalações de AT.

Em BT, esta adesão ao autoconsumo é ainda menos expressiva em relação ao número de instalações de consumo existentes, representando cerca de 4%. Dentro do universo de BT, a informação revela que o autoconsumo abrange cerca de 11% das instalações de baixa tensão especial (BTE), um valor próximo do registado em AT.

Figura 3-10 – Taxa de adesão dos consumidores ao autoconsumo, por nível de tensão (Continente)



Fonte: Dados E-REDES

3.2 AUTOCONSUMO NOS AÇORES E NA MADEIRA

Na Região Autónoma dos Açores (RAA), o autoconsumo também observou um crescimento acentuado, sendo o número de UPAC em 2024 quatro vezes superior ao de 2023, com maior incidência na Ilha de São Miguel, como ilustra a Figura 3-11. Já a Figura 3-12 mostra que a maior concentração de UPAC se encontra na BT. A informação disponível da RAA não tem dados de potência utilizáveis para o reporte e caracterização, não sendo possível, por isso, apresentar a evolução da potência.

Figura 3-11 - Número de UPAC na RAA, por ilha

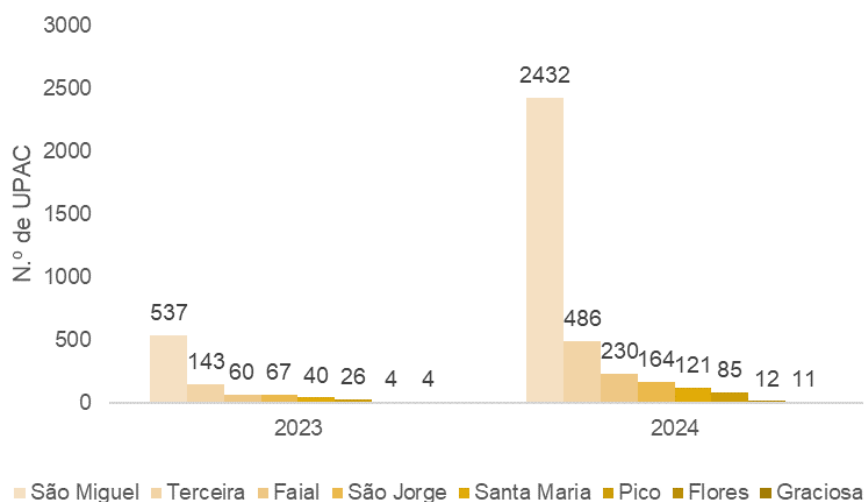
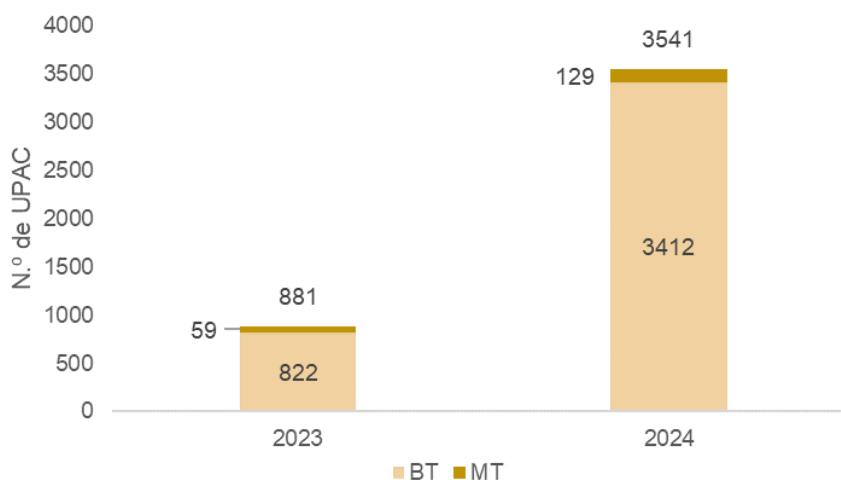


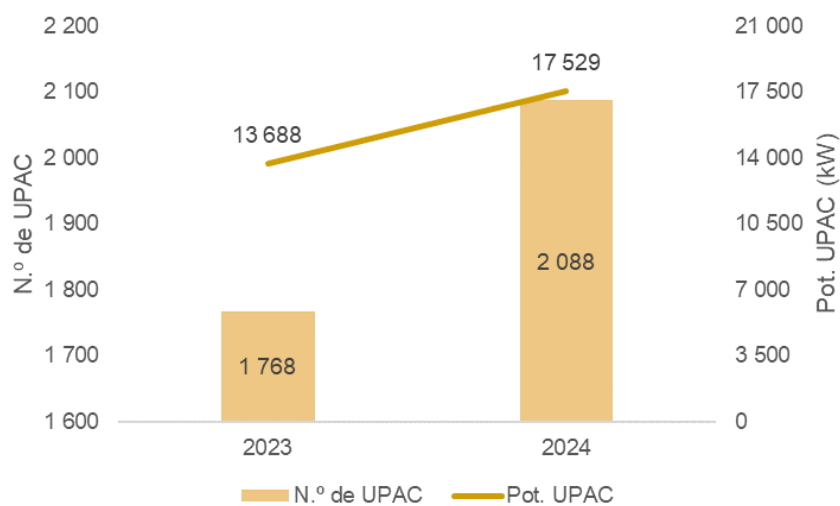
Figura 3-12 - Número de UPAC na RAA, por nível de tensão



Fonte: Dados EDA

Na Região Autónoma da Madeira (RAM), observa-se um crescimento do autoconsumo menos acentuado que o da RAA, na ordem de 20% no número de instalações e de 30% na potência instalada (Figura 3-13).

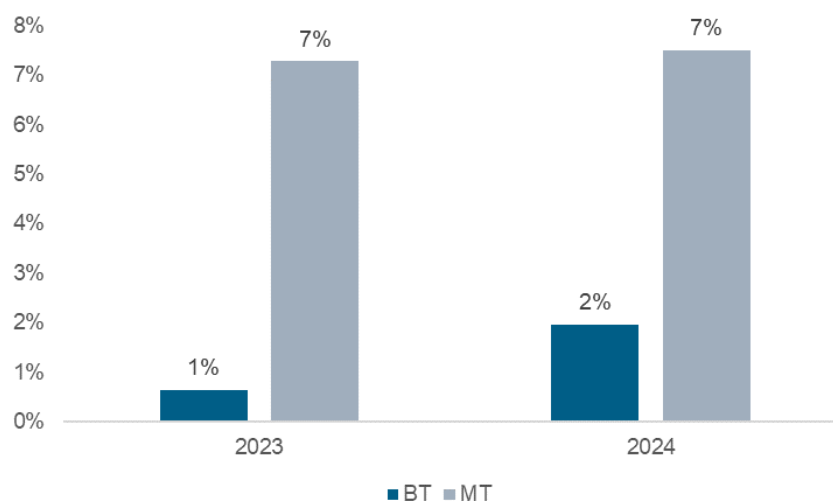
Figura 3-13 - Número e potência de UPAC na RAM



Fonte: Dados EEM

Na Região Autónoma dos Açores, observa-se a mesma tendência do Continente, sendo que as instalações em MT são aquelas com maior adesão ao autoconsumo (7%). Em BT esta taxa de adesão é de 2%, conforme mostra a Figura 3-14.

Figura 3-14 – Taxa de adesão dos consumidores ao autoconsumo, por nível de tensão (Açores)



Fonte: Dados EDA

Na Madeira, não foi possível obter o número de UPAC por nível de tensão. Contudo, no total, apenas 1% do total de instalações tinham UPAC no final de 2024.

3.3 EVOLUÇÃO DO AUTOCONSUMO COLETIVO

A evolução do autoconsumo coletivo (ACC) mostra desenvolvimentos relevantes apenas desde o final de 2023. O primeiro projeto de ACC surgiu no quarto trimestre de 2023. No final de 2024, existiam 331 ACC, com 1 352 consumidores participantes (Figura 3-15). Destes, 955 autoconsumidores não tinham UPAC, beneficiando apenas de autoconsumo através da rede. A potência das UPAC envolvidas em ACC é mais expressiva no escalão de 4 kW a 30 kW (Figura 3-16).

Figura 3-15 – Evolução do número de ACC

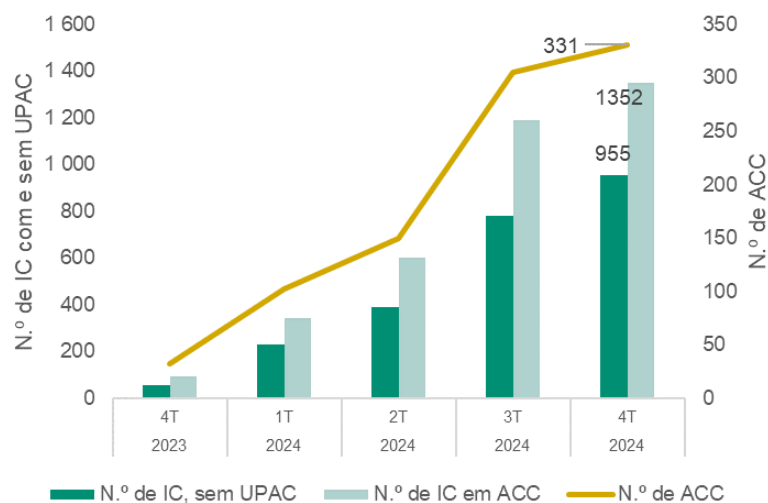
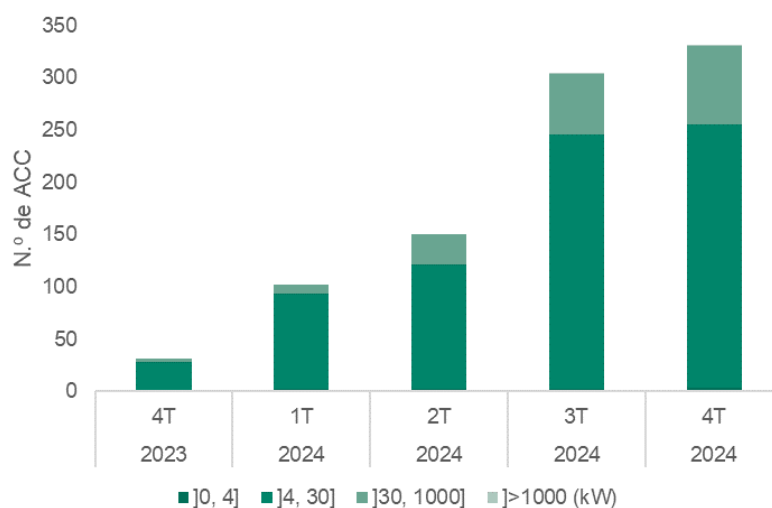
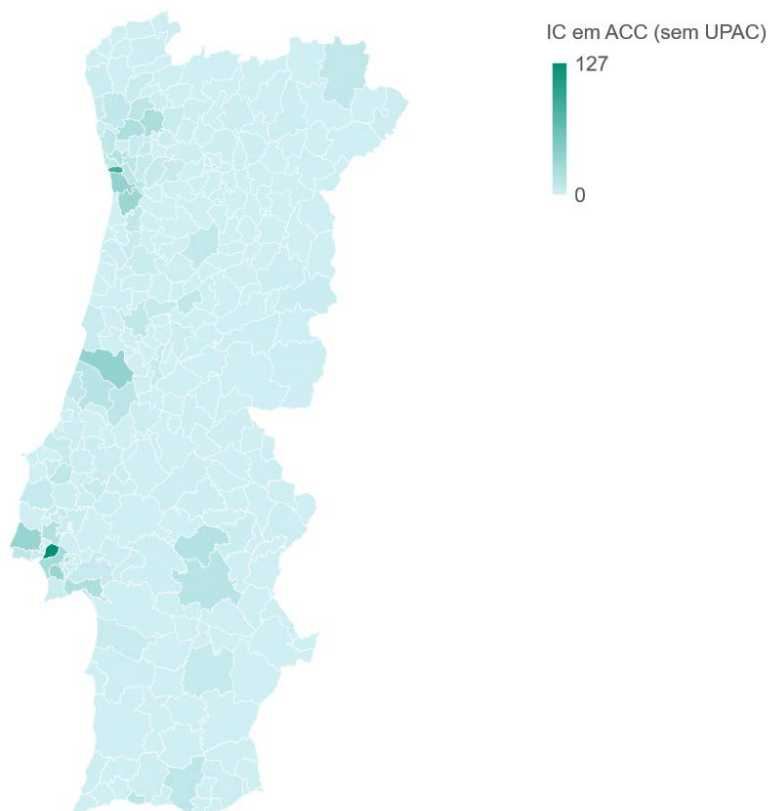


Figura 3-16 – UPAC em ACC por escalão de potência



Fonte: Dados E-REDES

Com os dados disponíveis, verifica-se que cada ACC tem, em média, quatro IC participantes. Na Figura 3-17 é possível identificar a incidência geográfica das IC participantes em ACC. Destacam-se os concelhos de Lisboa e do Porto, com mais de 80 participantes, enquanto 57% dos concelhos não tem ainda ACC.

Figura 3-17 - Distribuição dos consumidores participantes em ACC, por concelho, em 2024

Fonte: Dados E-REDES

No final de 2024, verificava-se também a existência de dois ACC na RAM, com 13 instalações de consumo participantes, das quais duas com UPAC ¹⁸. Na RAA não existem ainda ACC.

No caso do ACC, o método de partilha utilizado é um elemento relevante sobre o modo de funcionamento do autoconsumo e sobre as responsabilidades da Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC), mas também para o papel do operador de rede no tratamento dos dados. Os dados disponíveis demonstram que os modos de partilha escolhidos incidem quase exclusivamente na partilha com coeficientes proporcionais ao consumo (Figura 3-18).

No Continente, onde decorre um projeto-piloto de partilha dinâmica e hierárquica implementado pela E-REDES ¹⁹, existe apenas um ACC com partilha dinâmica. Já na RAM, os dois ACC existentes optaram por partilha através de coeficientes fixos (Figura 3-19).

¹⁸ Neste ACC não existem instalações de produção (IPr).

¹⁹ Informação sobre o projeto-piloto de partilha dinâmica e hierárquica disponível em [<https://www.e-redes.pt/pt-pt/modelos-de-partilha-de-energia-em-autoconsumo>]

Cabe à EGAC a escolha do modo de partilha. Note-se que os diferentes modos de partilha têm implicações muito diferentes para a EGAC e para o operador de rede, em termos de tratamento dos dados de energia. A partilha proporcional é processada automaticamente pelo operador, sem intervenção da EGAC. A partilha com coeficientes fixos também, embora dependa da fixação desses coeficientes pela EGAC. O mesmo se passa para a partilha hierárquica, que depende da definição dos grupos de partilha prioritária pela EGAC.

No caso da partilha dinâmica, o papel da EGAC é substancialmente mais complexo, assumindo esta a maior responsabilidade pela definição da partilha ²⁰.

Figura 3-18 - Modos de partilha em ACC, no Continente

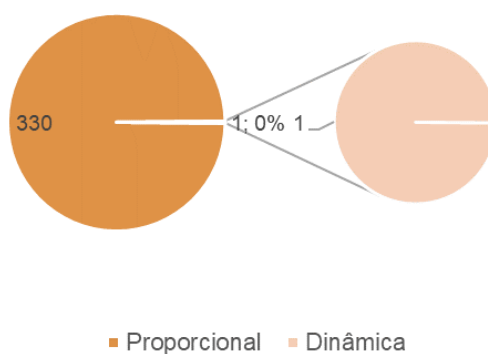
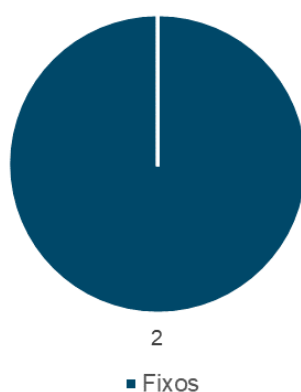


Figura 3-19 - Modos de partilha em ACC, na RAM



Fonte: Dados EEM

²⁰ No Continente não foram utilizados os coeficientes fixos nem a partilha hierárquica. Na RAM não foram utilizados outros métodos de partilha para além dos coeficientes fixos.

3.4 PRODUÇÃO TOTAL PARA AUTOCONSUMO

Como já referido na secção 3.1.1, no final de 2024 existiam 236 873 UPAC em instalações de consumo e 15 em instalações de produção. Das instalações de consumo, 29 161 têm UPAC com potência instalada superior a 4 kW que, de acordo com as regras atuais, devem ter um contador totalizador da produção ²¹, cuja leitura é feita pelo operador de rede. No entanto, deste universo, apenas 66% das instalações estava dotada de contador totalizador. A análise destas instalações com contador de produção total, revela que apenas 22% apresentam dados de medição fiáveis (cerca de 6,5 mil UPAC num total de 29 mil).

Apesar da fraca eficácia na recolha de dados medidos de produção total para autoconsumo, é possível estimar essa produção total para autoconsumo para o universo das UPAC. Em concreto, a ERSE estima a produção total de energia proveniente de UPAC em cerca de 2,013 TWh, em 2024 (Figura 3-20).

Da energia proveniente de UPAC, parte é consumida na própria instalação ou conjunto de instalações (e no mesmo período de 15 minutos) e outra parte é considerada excedente. A ERSE estima que a parte da produção total das UPAC efetivamente autoconsumida representou 73% em 2024, sendo a restante produção injetada na rede elétrica (Figura 3-21) e denominada “energia excedente”. A adequação da produção local ao consumo local, no mesmo período de 15 minutos, é um dos princípios gerais do regime de autoconsumo. Portanto, é positivo verificar que a maior parte da produção em autoconsumo é consumida pelas instalações participantes.

A energia injetada na rede é medida nos equipamentos de medição no ponto de ligação à rede e esses dados são recolhidos diretamente pelo operador de rede respetivo. No caso das instalações de consumo estes equipamentos de medição são do operador de rede.

Os autoconsumidores têm a possibilidade de vender a energia excedente do autoconsumo, a um agregador. Segundo os dados dos operadores de rede, menos de metade do excedente de autoconsumo é transacionado em mercado, sendo o restante entregue à rede sem valorização. Para UPAC de pequena potência, esta percentagem de excedente pode representar um valor económico reduzido, o que ajuda a explicar que parte destes autoconsumidores optem por não vender o excedente. Acresce que a venda de energia excedente tem implicações fiscais, embora sujeitas a regimes simplificados e a isenções.

²¹ Nos termos do n.º 1 do artigo 95.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual, “É obrigatória a contagem da energia elétrica total produzida por UPAC quando a IU associada à UPAC se encontre ligada à RESP e a potência instalada seja superior a 4 kW.”

Figura 3-20 – Estimativa da produção anual em autoconsumo, por escalão de potência, em Portugal Continental

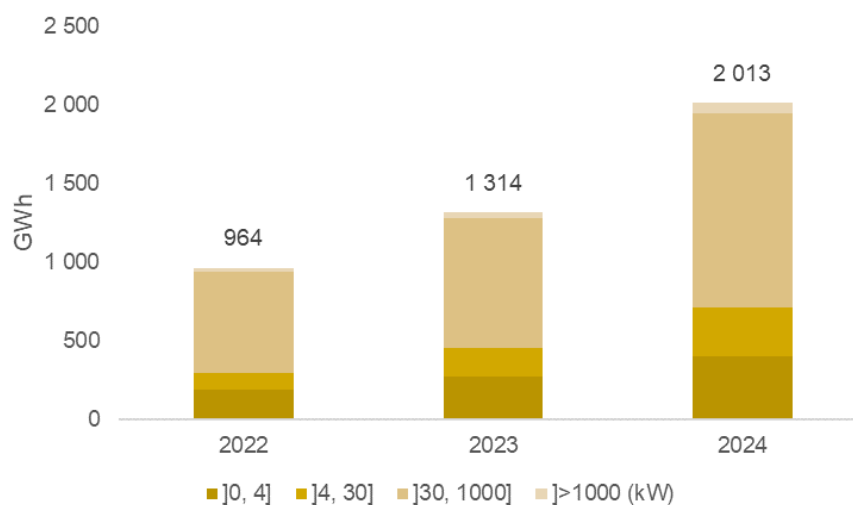
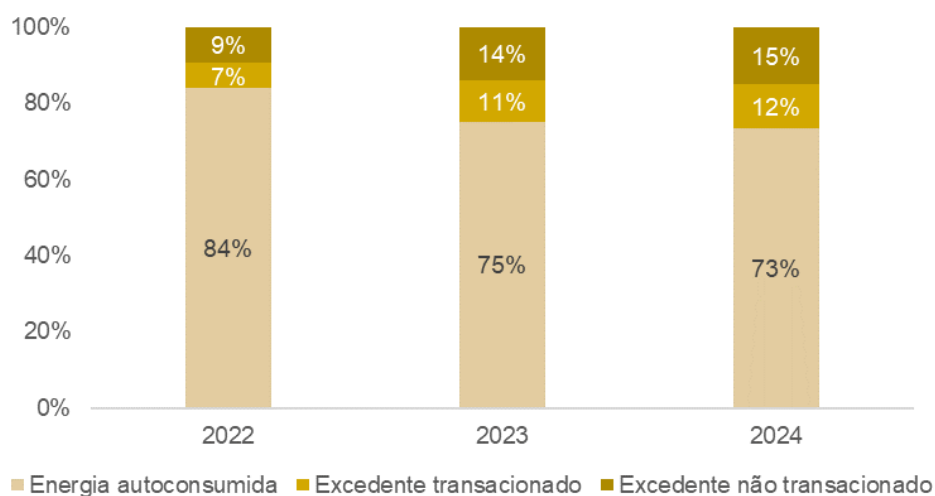


Figura 3-21 – Utilização da produção anual estimada em autoconsumo

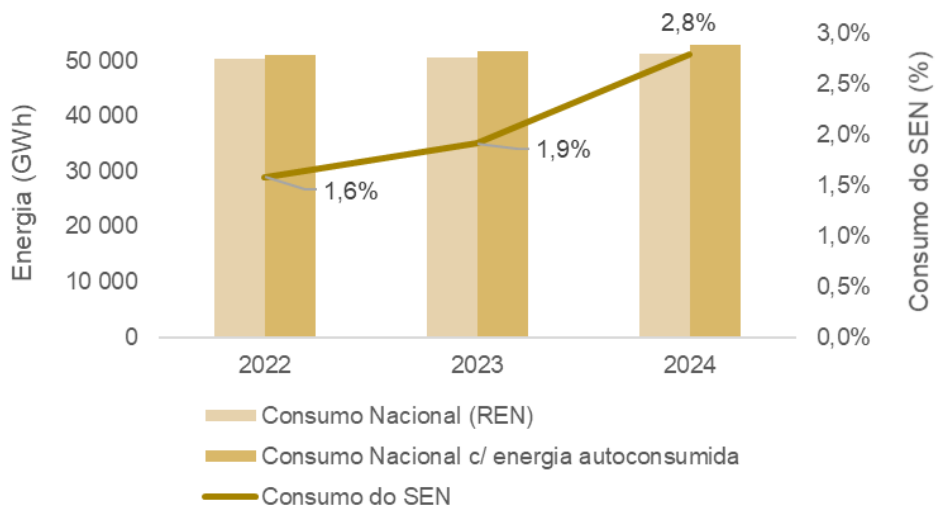


Fonte: Dados E-REDES, cálculo ERSE

A produção associada ao autoconsumo já começa a ter visibilidade no consumo final do setor elétrico. Em 2024, no SEN, a energia autoconsumida (cerca de 73% da produção total para autoconsumo) correspondeu a cerca de 2,8% do consumo referido à emissão em Portugal Continental. Este é um consumo “escondido” que, em grande parte, não utiliza a rede elétrica, e que, por isso, não é contabilizado no balanço

energético ²². A Figura 3-22 mostra o diferencial de energia consumida no SEN com e sem contabilização da energia autoconsumida, bem como a expressão do autoconsumo em percentagem do consumo referido à emissão do SEN.

Figura 3-22 - Impacto da produção anual para autoconsumo no SEN



Fonte: Dados REN, cálculo ERSE ²³

3.5 ENERGIA INJETADA NA REDE PROVENIENTE DE UPAC

A energia injetada na rede proveniente de UPAC pode representar energia excedente, mas também a energia partilhada, seja através de rede interna ou da rede pública. A injeção para partilha é considerada como autoconsumo. Porém, a energia excedente é equivalente à restante produção. No caso do excedente transacionado em mercado, esta energia é representada no mercado grossista pelos agregadores.

A energia excedente injetada na rede, transacionada e não transacionada ²⁴, correspondeu ao total de 536 GWh em 2024. Na Figura 3-23 é possível identificar que a BT é o nível de tensão que mais contribui para o excedente de energia, com 56% do excedente total de 2024, seguido da MT com 43%. Na AT a injeção de energia excedente é residual, sendo apenas de 1%.

²² Ao contrário, a energia excedente é contabilizada nos contadores de fronteira com a RESP e incluída no balanço de energia.

²³ Produção total estimada, subtraída da energia injetada na rede medida no ponto fronteira da IC com a RESP.

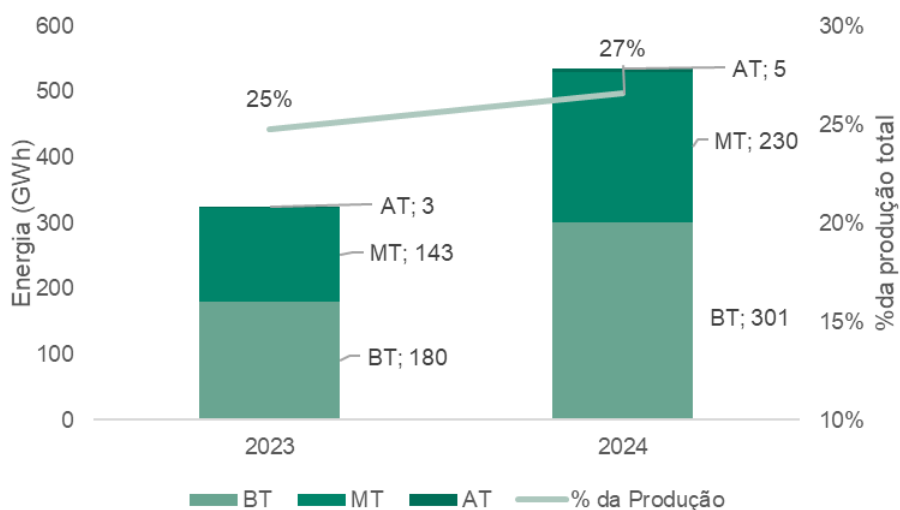
²⁴ Revertendo para efeito de abastecimento das perdas na rede.

Um dos princípios básicos do autoconsumo é a adequação da produção local ao consumo local. Em 2024, estima-se que cerca de 73% da energia produzida pelas UPAC é autoconsumida, podendo este ser um valor considerado razoável ²⁵.

A existência de alguma energia excedente não implica necessariamente uma desadequação da produção (fotovoltaica) ao consumo, uma vez que deve ser tido em conta o perfil de consumo das instalações participantes em autoconsumo. O setor dos serviços está fortemente associado aos dias úteis, enquanto o setor residencial tem, em geral, utilizações reduzidas no período diurno desses mesmos dias úteis. A conjugação entre instalações com perfis de consumo diferentes é uma das potencialidades do modelo de autoconsumo coletivo, permitindo ajustar melhor a produção em autoconsumo ao consumo agregado dos participantes.

Este valor de energia excedente poderá ser reduzido adequando a produção (potência instalada da UPAC) ou mediante a aplicação de medidas como a deslocação de consumos para horas de disponibilidade de produção de energia, principalmente solar, e com recurso a soluções de armazenamento.

Figura 3-23 - Energia excedente por nível de tensão



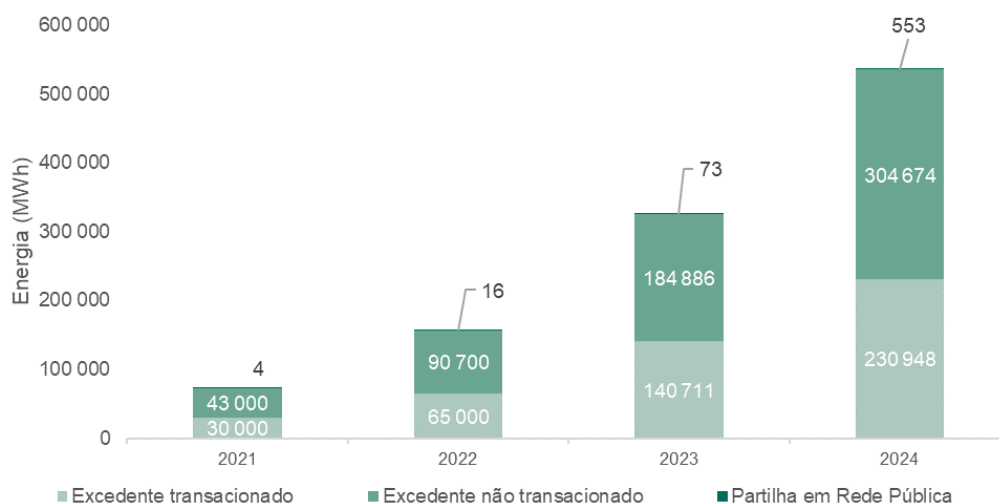
Fonte: Dados E-REDES

²⁵ Um estudo da Comissão Europeia, *"Best practices on Renewable Energy Self-consumption"*, de 2015, refere taxas de autoconsumo para o setor residencial na ordem dos 30% e de 50%-80% no setor comercial, podendo atingir 65%-75% com participação da procura e recurso a armazenamento distribuído.

(<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52015SC0141>)

A energia de autoconsumo partilhada representa apenas 0,11% da energia injetada na rede proveniente de autoconsumo, 575 MWh em 536 GWh. A partilha através de rede interna representa 4% do total de energia partilhada no final de 2024, ou 22 MWh. A maioria da partilha utiliza a rede pública, 553 MWh. A Figura 3-24 ilustra o que se referiu.

Figura 3-24 - Injeções na RESP, incluindo a energia excedente e a partilhada



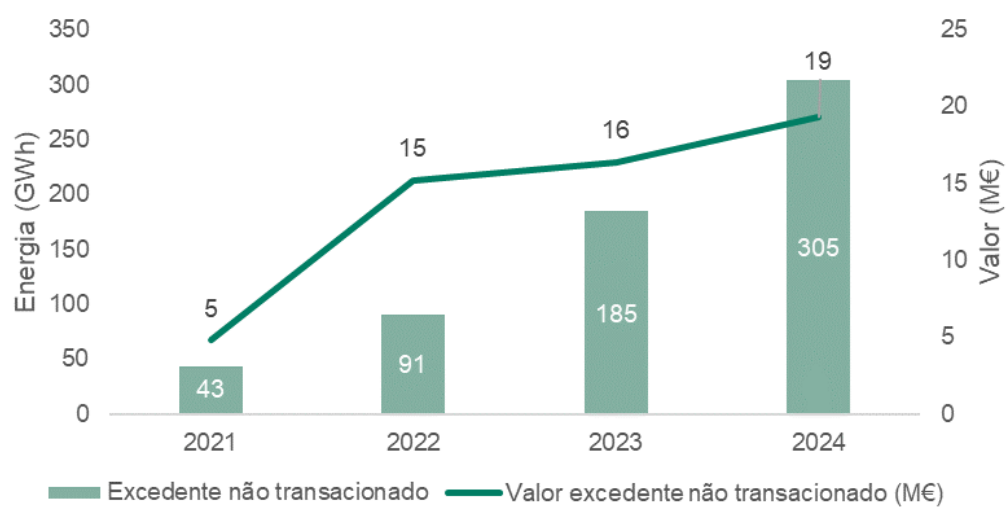
Fonte: Dados E-REDES

O excedente de energia não transacionado, no total dos quatro anos considerados, ascendeu a 623 GWh, representando um valor potencial de 56 M€²⁶ (Figura 3-25). É relevante considerar que, mesmo não transacionada, esta energia de origem renovável circula na rede pública contribuindo para as metas de redução de emissões de CO₂ e redução de perdas ao evitar o trânsito de energia em níveis de tensão superiores se consumida localmente.

A energia do excedente não transacionado é contabilizada pelos operadores de redes, reduzindo as perdas nas redes imputadas aos comercializadores (e que são suportadas pelos consumidores). Através deste mecanismo, o valor potencial desta energia não aproveitada pelos autoconsumidores é redistribuído por todos os utilizadores das redes.

²⁶ Considerando o valor anual da média aritmética simples dos preços horários de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL.

Figura 3-25 - Energia excedente não transacionada

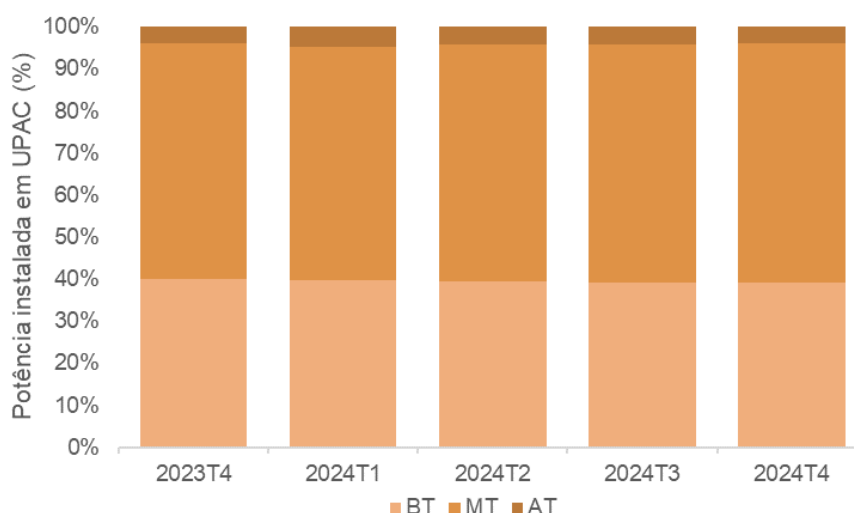


Fonte: Dados E-REDES, cálculo ERSE

4 DIAGRAMA DE PRODUÇÃO EM AUTOCONSUMO

Com base nas estatísticas conhecidas sobre autoconsumo (reportes trimestrais à ERSE, pela E-REDES, e Estatísticas Rápidas das Renováveis, da DGEG), é possível caracterizar a produção para autoconsumo por nível de tensão na rede, em Portugal continental, quer em potência instalada, quer em energia (consumo evitado e injeção de excedentes na rede). O capítulo 3 apresenta essa caracterização. Enquanto a potência instalada em UPAC tem vindo a crescer aceleradamente, a sua distribuição por nível de tensão tem permanecido estável (vd. Figura 4-1).

Figura 4-1 – Distribuição da potência instalada em autoconsumo, por nível de tensão, no Continente



Fonte: Dados E-REDES

Para calcular a potência média instalada de UPAC em 2024, em Portugal continental, recorre-se às estatísticas reportadas pela E-REDES ao abrigo do Regulamento do Autoconsumo. Essas estatísticas (vd. secção 3.1.1 deste relatório) apresentam o valor da potência instalada em UPAC (fotovoltaicas) de 1 289 MW, em dezembro de 2023, e de 1 846 MW, em dezembro de 2024. Tomando a média destes valores obtém-se a potência média instalada em UPAC em 2024: 1 567 MW. Importa referir que as estatísticas rápidas sobre renováveis, da DGEG, apresentam valores superiores a estes, facto que pode dever-se à sequência temporal do processo de licenciamento que, no caso das UPAC sujeitas a registo ou licença (acima de 30 kW de potência instalada), é prévio à ligação à rede.

Para a utilização média anual da potência instalada recorre-se às estatísticas rápidas sobre renováveis, da DGEG, que incluem a estimativa da produção a partir destas UPAC. Dos valores publicados pela DGEG para 2024, resulta uma utilização média da potência instalada em UPAC fotovoltaicas de 1 285 horas.

Inclui-se ainda nos pressupostos a informação sobre o excedente de autoconsumo injetado na rede (e medido nos contadores bidirecionais). Em 2024, a E-REDES reportou 536 GWh de excedentes, correspondendo a 231 GWh de excedentes vendidos a agregadores e 305 GWh injetados na rede sem valorização em mercado. Este excedente corresponde a cerca de 27% da produção total em autoconsumo, estimada a partir da utilização média assumida pela DGEG. O excedente de autoconsumo deve ser tratado como produção, uma vez que é energia injetada na rede, medida, e, pelo menos em parte, vendida a outros clientes. Considerando que, em 2024, o autoconsumo tinha expressão essencialmente na forma de autoconsumo individual, com produção na própria instalação de consumo, a energia autoconsumida corresponde a trânsito de energia evitado nas redes.

Com base nestes pressupostos, estima-se a produção para autoconsumo e a parcela autoconsumida em 2024, por nível de tensão. O autoconsumo tem maior expressão em MT, correspondendo, para a totalidade da rede de distribuição, a 2 TWh em 2024, dos quais 1,5 TWh foram autoconsumidos.

Tabela 4-1 – Estimativa da produção em autoconsumo em 2024, em Portugal Continental

Nível de tensão da UPAC	Prod Total AC (GWh)	Autoconsumo* (GWh)
BT	789	579
MT	1 144	840
AT	80	59
Total	2 013	1 478

* Autoconsumo corresponde à diferença entre a produção total em autoconsumo e o excedente

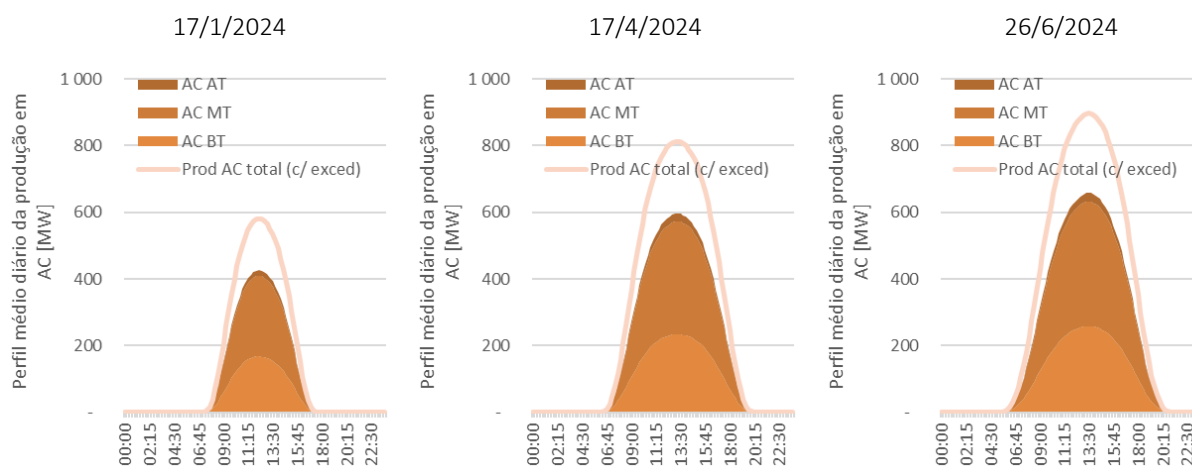
Fonte: elaboração ERSE

4.1 ESTIMATIVA DO PERFIL TEMPORAL DA PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO

Para estimar o padrão quarto-horário de produção em autoconsumo, equivalente ao consumo evitado e também ao trânsito de energia na rede evitado, recorre-se ao perfil padrão de produção solar fotovoltaica aplicável em 2024, publicado pela E-REDES, ao abrigo da Diretiva n.º 2/2024, de 16 de janeiro. Importa referir que uma parte da produção em autoconsumo não tem este efeito de consumo evitado visto da rede, pois corresponde a momentos de injeção de excedentes de produção na rede. Esta parcela

relacionada com excedentes injetados na rede foi descontada do valor de autoconsumo apresentado ²⁷. A Figura 4-2 apresenta a estimativa do diagrama de produção em autoconsumo por nível de tensão em dias típicos de 2024, correspondentes a quartas-feiras de inverno (próximo do mínimo de radiação solar), de verão (próximo do máximo de radiação solar) e de meia estação. Os diagramas separam a estimativa de produção em autoconsumo que se traduz em consumo evitado, da produção total em autoconsumo, que inclui uma parcela de excedente injetado na rede.

Figura 4-2 – Estimativa do perfil médio diário de produção em autoconsumo, em cada nível de tensão



Fonte: elaboração ERSE

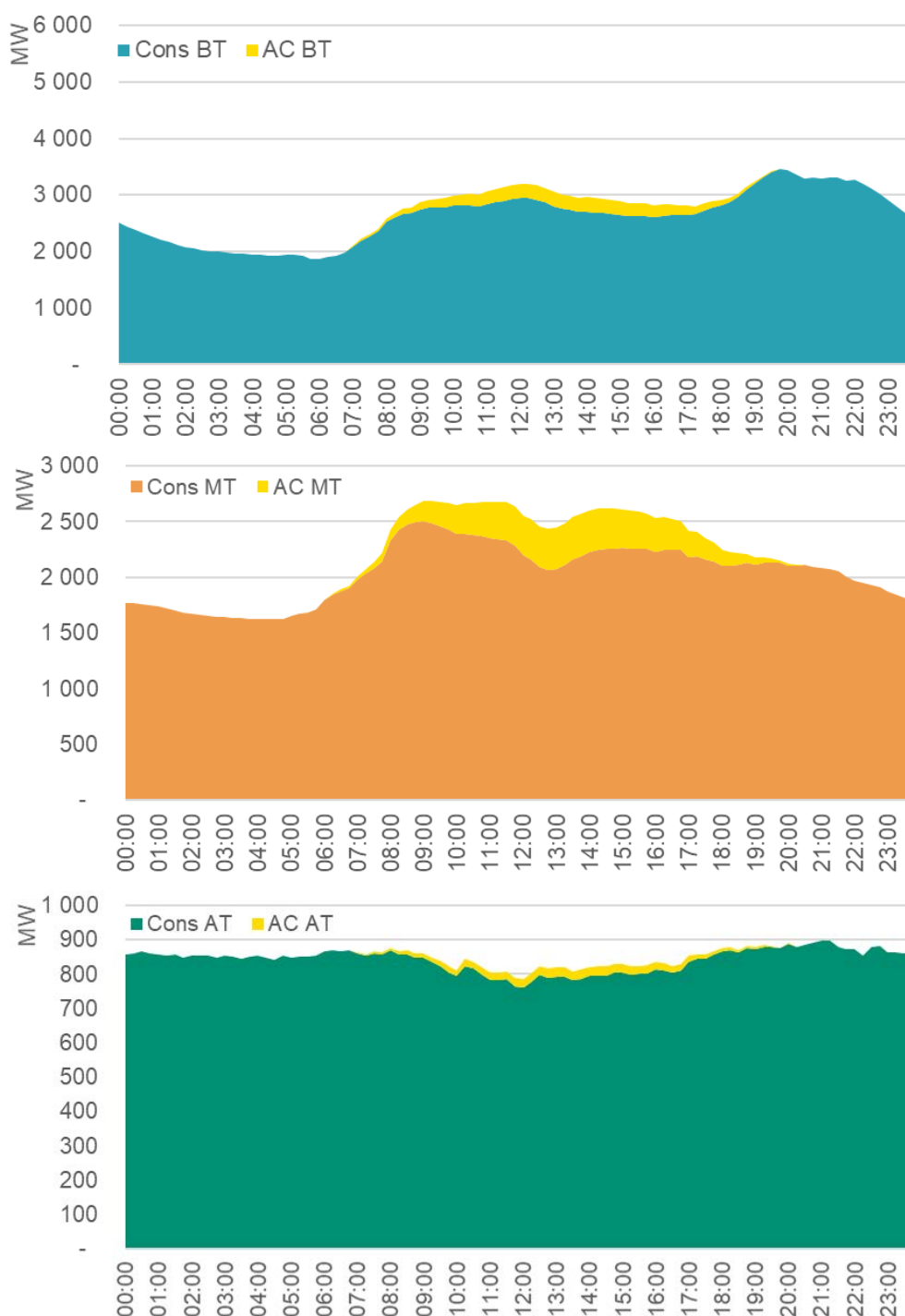
Tomando ainda os dados do portal [OpenData](#) ²⁸ da E-REDES, sobre o consumo dos clientes por nível de tensão, é possível sobrepor o perfil de produção para autoconsumo estimado por nível de tensão ao perfil diário médio de consumo real por nível de tensão. Obtém-se, assim, o consumo por nível de tensão com e sem o efeito do autoconsumo interno.

As figuras seguintes apresentam o efeito do autoconsumo sobreposto ao consumo fornecido a partir da rede, por nível de tensão e para dias representativos dos solstícios de verão e de inverno, em dia normal de consumo.

²⁷ O excedente foi descontado da produção total em autoconsumo em valor médio anual (27%) não correspondendo a dados de 15 minutos ao longo do ano.

²⁸ E-REDES – Distribuição de eletricidade, “Portal Open Data E-REDES”. Acedido em 31.3.2025. [Online] Disponível em <https://e-redes.opendatasoft.com/pages/homepage/>

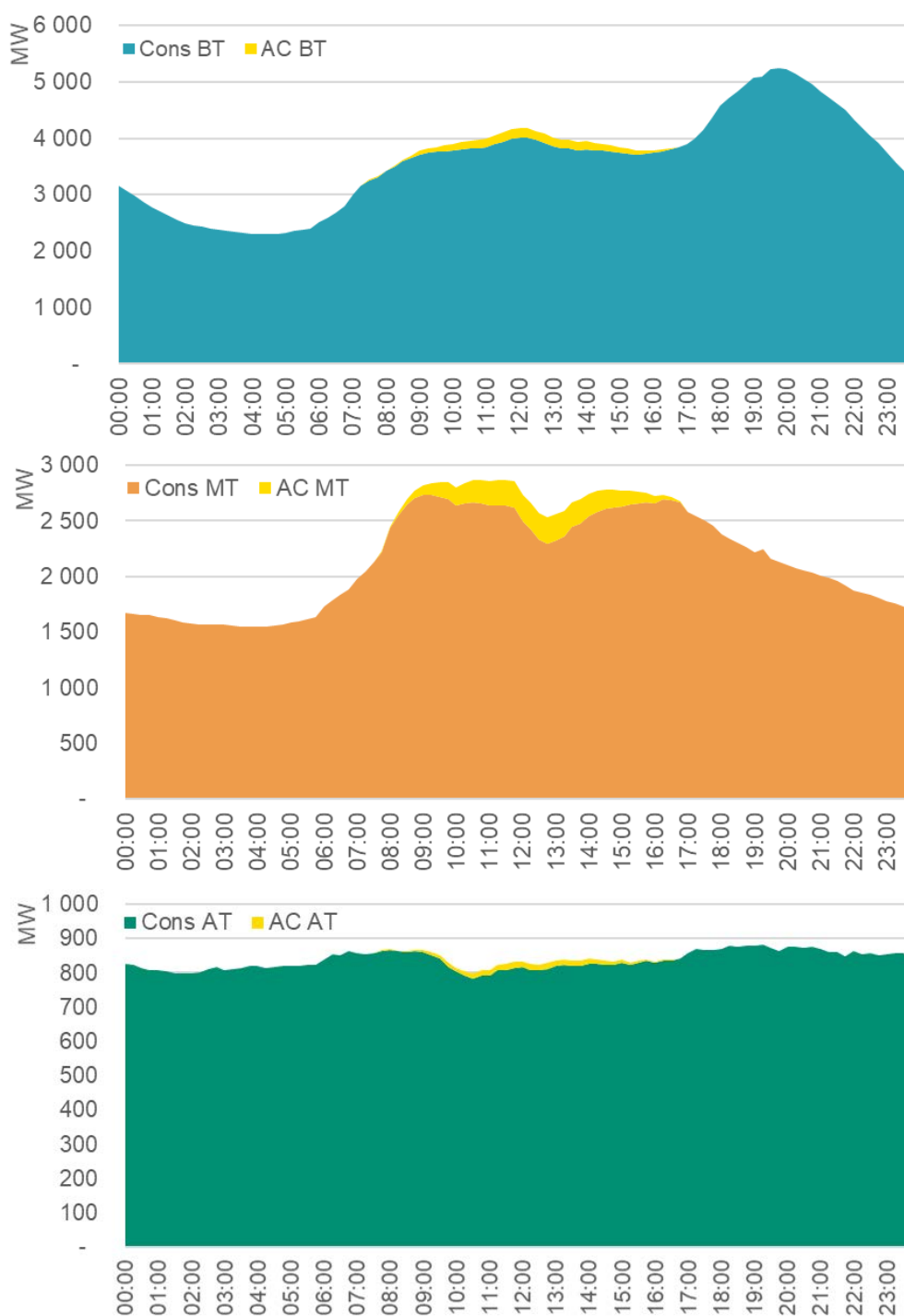
Figura 4-3 – Diagrama de carga agregado dos clientes por nível de tensão e estimativa do consumo evitado pelo autoconsumo (quarta-feira, 26 de junho de 2024)



Fonte: dados E-REDES (OpenData), elaboração ERSE

Devido à grande sazonalidade da produção fotovoltaica (e do próprio consumo final), o efeito do autoconsumo nos diagramas de carga é bastante diferente se se considerar um dia de inverno. A Figura 4-4 apresenta a estimativa do efeito do autoconsumo sobre o consumo num dia típico de inverno.

Figura 4-4 – Diagrama de carga agregado dos clientes por nível de tensão e estimativa do consumo evitado pelo autoconsumo (quarta-feira, 17 de janeiro de 2024)



Fonte: dados E-REDES (OpenData), elaboração ERSE

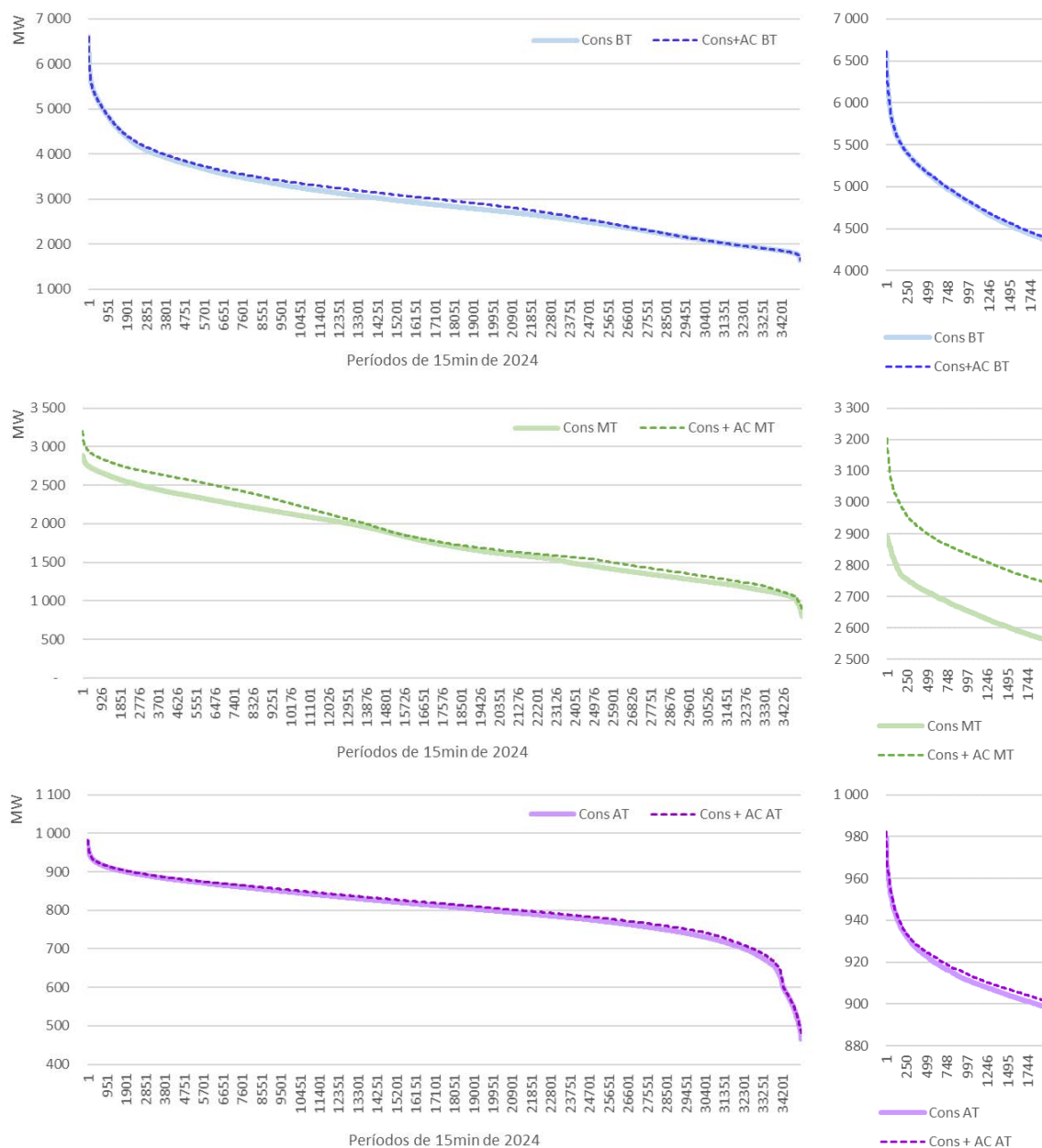
Os diagramas de carga do consumo por nível de tensão mostram que os clientes em MT têm o diagrama mais compatível com a curva de produção fotovoltaica. Essa será uma das explicações para a forte adesão ao autoconsumo pelos clientes MT (no final de 2024 o autoconsumo abrangia 24% das instalações).

No caso das instalações de AT, sabe-se que os clientes industriais são mais sensíveis aos preços de energia e das tarifas de acesso às redes, tendo maior elasticidade preço-procura que os clientes ligados em níveis de tensão inferiores. A consolidação de preços inferiores durante o período de pico solar, eventualmente complementada por alterações ao nível das tarifas de acesso às redes, poderá vir a modificar a curva de consumo deste nível de tensão, no sentido de um maior “seguimento” da disponibilidade de produção fotovoltaica.

4.2 IMPACTE DO AUTOCONSUMO NO HISTOGRAMA DE CONSUMO

Importa analisar o impacte da potência absorvida em autoconsumo na forma do diagrama de consumo, em particular na alteração dos seus valores máximos.

Figura 4-5 – Impacte do autoconsumo no histograma do consumo em 2024, por nível de tensão



Fonte: elaboração ERSE

As figuras anteriores revelam que o autoconsumo em MT tem um impacte significativo sobre o valor da ponta do diagrama de consumo neste nível de tensão, reforçando o comentário de grande alinhamento entre o consumo em MT e o perfil de produção fotovoltaica. Em ponta, em 2024, estima-se uma redução do valor de consumo em MT de 300 MW. Este efeito é positivo sobre a utilização das redes.

Em BT e em AT não se observa o mesmo resultado. Esta situação deriva de a ponta dos respetivos diagramas de consumo se situar em períodos afastados do pico solar. No caso da BT, por exemplo, o pico

do consumo acontece na ponta noturna de inverno, em que o autoconsumo fotovoltaico não tem qualquer papel, salvo se acoplado a sistemas de armazenamento.

Dado que o trânsito nas redes segue, em geral, de montante para jusante, o diagrama de carga da rede em cada nível de tensão agrega o consumo nos níveis de tensão inferiores. A figura seguinte mostra o impacto do autoconsumo no histograma do diagrama de carga da rede por nível de tensão.

Figura 4-6 – Impacte do autoconsumo no histograma do diagrama de carga da rede em 2024, por nível de tensão



Fonte: elaboração ERSE

Os histogramas do diagrama de carga da rede de distribuição por nível de tensão não revelam um impacto relevante do autoconsumo quanto aos valores máximos. Todavia, esta conclusão pode não ser verdadeira se for analisado este diagrama de forma mais local, focando, por exemplo, em zonas de grande consumo industrial, onde o consumo em MT tem maior preponderância.

5 IMPACTE DO AUTOCONSUMO NAS PERDAS

O autoconsumo traduz-se em trânsito de energia evitado na rede e, dessa forma, em redução das perdas, em termos absolutos.

Para estimar o efeito do autoconsumo na redução das perdas nas redes de distribuição, importa caracterizar o momento temporal e a dimensão da energia autoconsumida. No capítulo anterior, foram apresentadas as estimativas para o diagrama de produção em autoconsumo, por nível de tensão, incluindo o consumo evitado resultante dessa produção.

A partir da estimativa do perfil de produção em autoconsumo efetivamente consumida na própria instalação (considerando saldos quarto-horários), é possível estimar o respetivo impacte sobre as perdas nas redes em cada nível de tensão.

O pressuposto base é a consideração de que a energia autoconsumida corresponde diretamente a trânsitos evitados nas redes desse nível de tensão e dos níveis de montante (na rede de distribuição). Note-se que a estimativa de energia autoconsumida apresentada no capítulo anterior assume que toda a produção em autoconsumo corresponde a UPAC em autoconsumo individual, ou em autoconsumo coletivo com partilha através da rede interna. O valor da energia partilhada em autoconsumo através da RESP tem sido residual (durante o ano de 2024 correspondeu a cerca de 0,6 GWh). Sublinha-se ainda que a estimativa da energia autoconsumida considerou (deduziu) o valor da energia excedente, i.e., produzida por UPAC, mas não autoconsumida.

A análise não avalia eventuais efeitos nas perdas devidos à injeção de excedentes (provavelmente consumidos nas proximidades, por instalações não participantes em autoconsumo), nem devidos à partilha através da RESP, que está limitada aos critérios de proximidade previstos na lei.

Assim, aplicando ao perfil estimado de autoconsumo por nível de tensão os respetivos perfis de perdas, e assumindo que esta energia corresponde a trânsito evitado nas redes, obtém-se uma estimativa da energia de perdas evitadas nas redes.

Com esses pressupostos, calculam-se as perdas, em valor absoluto e em valor relativo (taxa de perdas), no cenário “Sem autoconsumo”, comparando-as com os valores reais das perdas no balanço energético de 2024.

O AUTOCONSUMO REDUZ AS PERDAS

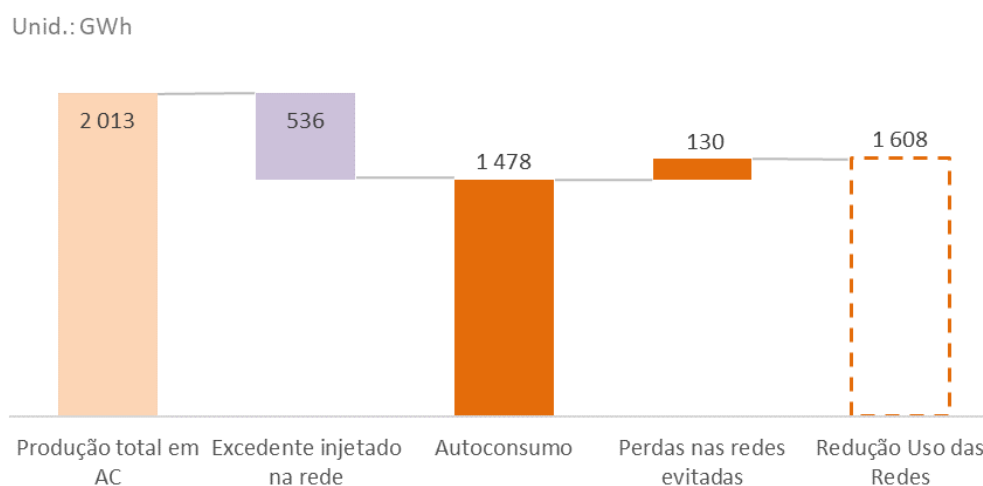
As perdas absolutas nas redes de distribuição reduzem-se por efeito do autoconsumo interno às instalações, pois este corresponde a energia que deixa de transitar nas redes.

O efeito estimado do autoconsumo nas perdas nas redes é determinado considerando que a redução de consumo e de trânsito nas redes de um dado nível de tensão, também implica uma redução nas redes dos níveis de tensão de montante.

Como se viu no capítulo anterior, o autoconsumo em 2024 teve um efeito estimado de redução de consumo de 1,5 TWh, já descontado da injeção de excedentes para a rede (cerca de 27% da produção). A esta redução do consumo visto pela rede adiciona-se o efeito de redução das perdas, de 130 GWh, considerando na estimativa o perfil de perdas por nível de tensão para 2024 publicado pela E-REDES ²⁹. Assim, o efeito total do autoconsumo no consumo de energia elétrica referido à emissão, em 2024, foi de cerca de 1,6 TWh (Figura 5-1).

Este valor de consumo evitado, incluindo as perdas nas redes, corresponde a cerca de 3,0% do consumo dos clientes ligados na rede de distribuição em 2024.

Figura 5-1 – Estimativa do contributo do autoconsumo para a redução do uso das redes em 2024



Fonte: elaboração ERSE

²⁹ Disponível online em <https://www.e-redes.pt/pt-pt/clientes-e-parceiros/comercializadores/perfis-de-consumo>

O efeito deste consumo evitado na taxa de perdas nas redes não é evidente, pois as perdas reduzem em valor absoluto (numerador da taxa de perdas), mas também se reduzem os trânsitos de energia na rede (denominador da taxa de perdas). Efetivamente, o efeito do autoconsumo sobre a taxa de perdas tem mais relação com o momento em que ocorre esse consumo evitado (mais ou menos coincidente com os períodos de perdas elevadas), do que com o volume total do autoconsumo.

As estimativas deste estudo apontam para que o autoconsumo contribua para reduzir, marginalmente, a taxa de perdas da rede. O efeito global do autoconsumo na taxa de perdas da rede de distribuição é reduzido, mas ligeiramente negativo, ou seja, reduz a taxa de perdas global da rede. Este efeito é assimétrico entre os níveis de tensão, sendo que na rede de BT, a taxa de perdas é ligeiramente aumentada.

Tabela 5-1 – Estimativa do impacto do autoconsumo nas perdas das redes de distribuição em 2024

Perdas por nível de tensão			Unid.: GWh
	Com AC (real)	Sem AC (estim)	Contributo AC
BT	2 578	2 627	-49
MT	1 229	1 289	-60
AT	215	237	-22
Rede Dist.	4 023	4 153	-130

Taxa de perdas por nível de tensão (relativas à entrada)			
	Com AC (real)	Sem AC (estim)	Contributo AC
BT	10,32%	10,26%	0,06%
MT	3,00%	3,03%	-0,03%
AT	0,42%	0,45%	-0,03%
Rede Dist.	7,84%	7,85%	-0,01%

Fonte: elaboração ERSE

O efeito do autoconsumo na taxa de perdas depende do diagrama de produção em autoconsumo, na medida em que essa produção (e, portanto, o consumo evitado da rede) aconteça em períodos de maiores ou menores perdas nas redes. Assim, o resultado apurado é bastante sensível ao perfil de produção, mesmo considerando sempre a tecnologia fotovoltaica. Com os pressupostos usados, o autoconsumo tem um contributo marginal no sentido de reduzir a taxa de perdas nas redes de distribuição.

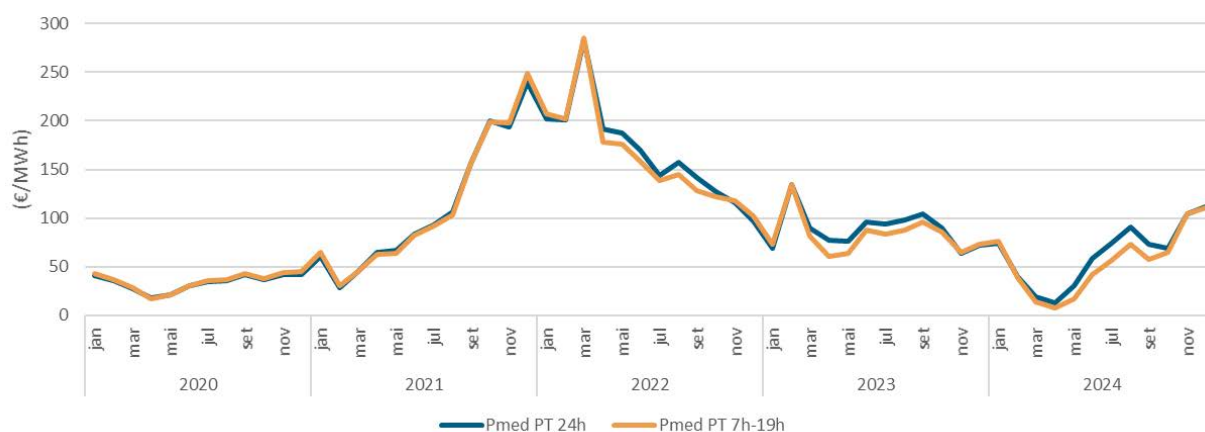
As conclusões obtidas para 2024 poderão alterar-se no futuro, caso a produção de origem eólica venha a assumir maior peso nas UPAC ou, sobretudo, se o autoconsumo se desenvolver em modelo híbrido de produção fotovoltaica e armazenamento local. A possibilidade de deslocar no tempo a produção em autoconsumo, de forma a evitar consumo da rede em períodos de preço mais elevado, tenderá a aumentar o contributo do autoconsumo para a redução das perdas nas redes.

Importa ter presente que, seja o contributo do autoconsumo no sentido de aumentar ou de reduzir a taxa de perdas nas redes, na configuração atual (condição de proximidade entre a instalação de produção e de utilização) é indiscutível o seu efeito na redução das perdas em valor absoluto. Esta redução soma-se ao consumo evitado no contributo do autoconsumo para a descarbonização.

6 RELAÇÃO ENTRE AUTOCONSUMO E PREÇO GROSSISTA DA ELETRICIDADE

A Figura 6-1 apresenta a evolução mensal da média aritmética do preço marginal diário para a zona portuguesa, entre 2020 e 2024, abrangendo, na curva a azul, as 24 horas do dia e, na curva a amarelo, o período compreendido entre as 7 e as 19 horas (horas solares ³⁰).

Figura 6-1 – Média aritmética dos preços



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

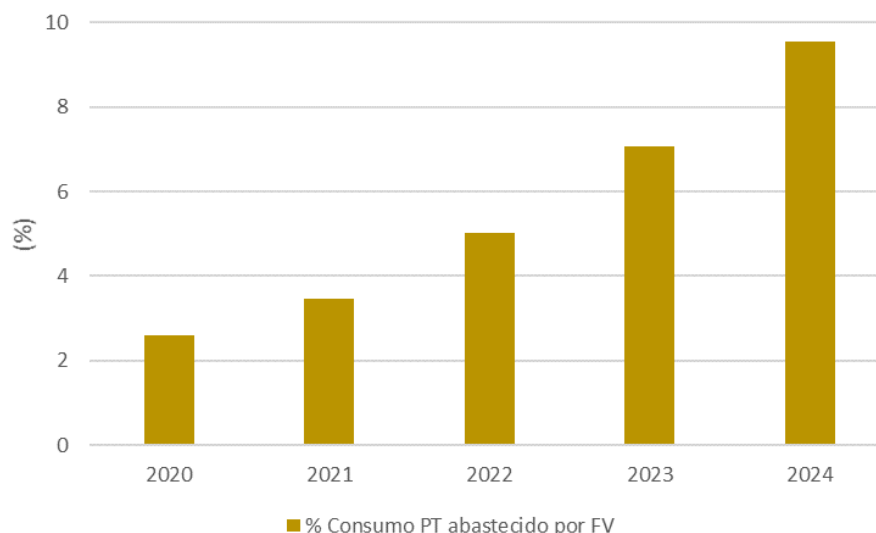
Até o primeiro trimestre de 2022, o preço médio das horas solares foi geralmente superior ao preço médio das 24 horas tendo-se a partir daí observado uma inversão dessa tendência, particularmente nos meses de primavera e verão. Em 2022, em média, o preço relativo às horas solares foi 3% inferior ao preço relativo às 24 horas, percentagem que aumentou em 2023 para 7% e, em 2024, para 13%. Esta evolução anual é, pelo menos em parte, explicada pelo crescimento (absoluto e relativo) da produção solar fotovoltaica ³¹ que, como se ilustra na Figura 6-2, abasteceu, em 2024, já quase 10% do consumo nacional visto da rede ³².

³⁰ É considerada a média do horário de nascer do sol e de pôr do sol para os solstícios de verão e de inverno.

³¹ Devido ao efeito denominado por “curva de pato”, que reduz fortemente a “carga residual” (carga a fornecer pelas tecnologias de custo marginal não nulo) no mercado grossista durante as horas de maior radiação solar.

³² Este contributo, entre 2020 e 2024, cresceu, em termos médios, quase 2 p.p./ano.

Figura 6-2 – Consumo da zona portuguesa abastecido por produção solar fotovoltaica

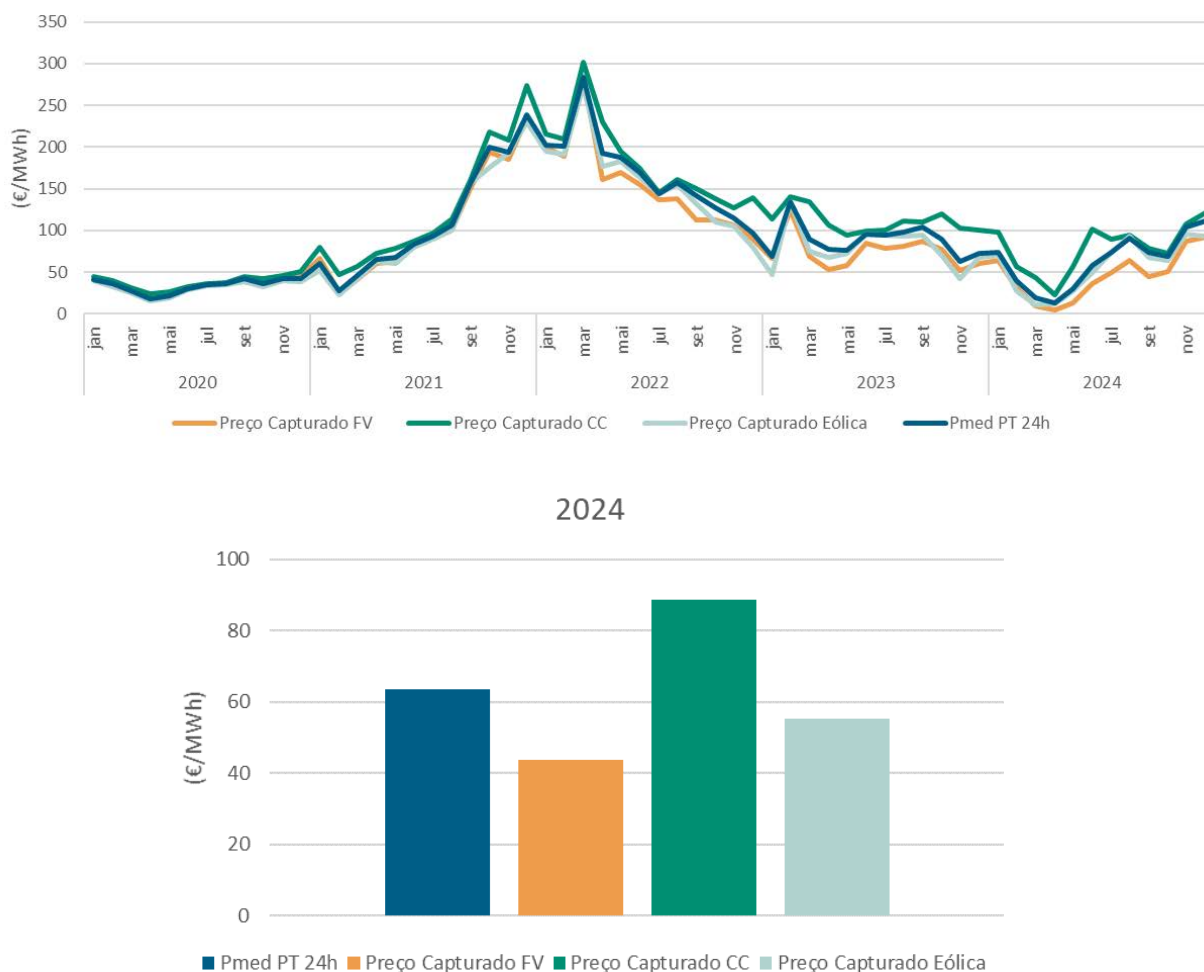


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Note-se que o impacto da produção solar fotovoltaica ao nível da formação do preço nas horas solares regista-se quer do lado da oferta (principalmente por via dos designados parques fotovoltaicos, mas também dos excedentes transacionados do autoconsumo), quer do lado da procura (por via do autoconsumo). Num e noutro casos, respetivamente, pelo aumento da oferta e pela diminuição da procura, o preço é, tendencialmente, pressionado em baixa. Tem-se, aliás, assistido com frequência crescente à formação de preços nulos e mesmo negativos no mercado diário, mormente em horas solares, em resultado do excesso de oferta. Os preços baixos formados em mercado grossista dificultam a rentabilização dos investimentos já realizados e reduzem a atratividade de novos investimentos em produção. A Figura 6-3 apresenta os preços mensais capturados ³³, para diferentes tecnologias de produção (solar fotovoltaica, eólica e ciclo combinado), no período compreendido entre 2020 e 2024, assim como o preço médio marginal registado no mercado diário.

³³ O preço mensal capturado por dada tecnologia é dado pelo quociente entre 1) o somatório horário do produto entre o preço marginal do mercado diário e a energia vendida em mercado por essa tecnologia, para todas as horas do mês e 2) a energia mensal vendida em mercado por essa tecnologia.

Figura 6-3 – Preços do mercado diário mensais capturados por tecnologia



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

O preço médio capturado representa o preço médio recebido por unidade de energia vendida em mercado diário. Deste modo, tecnologias que tendam a produzir a sua energia em horas de maior preço apresentam preços médios capturados mais elevados e vice-versa. Em 2024, e para um preço médio marginal de 63,5 €/MWh, o preço médio capturado pela tecnologia solar fotovoltaica foi de 43,6 €/MWh ³⁴ (que compara com 55,3 €/MWh no caso da eólica e 88,6 €/MWh no caso dos ciclos combinados).

O aumento do preço médio capturado, designadamente por parte da tecnologia solar fotovoltaica, convoca dimensões como a eletrificação de consumos (em particular no setor dos transportes) ou o armazenamento de energia (bombagem hidroelétrica, mas também baterias).

³⁴ Na introdução do documento foi referido um LCOE para a solar fotovoltaica, no final de 2023, de 44 USD/MWh (ou 41 €/MWh).

RELAÇÃO ENTRE O MERCADO GROSSISTA E OS BENEFÍCIOS DO AUTOCONSUMO

Os benefícios económicos do autoconsumo concretizam-se no custo evitado de fornecimento pelo comercializador, devido à redução do consumo faturado, e também na eventual venda de excedentes do autoconsumo.

No caso da redução da fatura de comercialização, o benefício depende desde logo do maior ou menor aproveitamento da produção em autoconsumo devido à adequação da curva de consumos ao perfil de produção e à própria potência instalada da UPAC. Além disso, o valor do benefício depende do contrato de fornecimento e dos preços aplicáveis. Nessa medida, é um valor muito dependente das condições particulares de cada autoconsumidor.

Na dimensão do potencial rendimento dos excedentes de autoconsumo, importa saber que o regime legal permite aos autoconsumidores vender o seu excedente em mercado, designadamente através de agregadores ³⁵. O valor de venda dos excedentes depende novamente do contrato entre agregador e autoconsumidor. No entanto, estará limitado pela referência das receitas que o próprio agregador pode obter no mercado grossista.

Se os excedentes tiverem um perfil temporal semelhante ao da curva de produção fotovoltaica, o valor de referência é o preço capturado por esta tecnologia no mercado diário. A este valor deve ser descontado uma parte relativa aos custos de representação em mercado e ao próprio risco de preço assumido, no caso de venda a agregador.

³⁵ No caso de autoconsumidores com potência de ligação atribuída igual ou inferior a 1 MW, os excedentes do autoconsumo podem ser adquiridos pelo Agregador de Último Recurso, nos termos do disposto no artigo 288.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

7 CONCLUSÕES

O presente relatório apresenta um conjunto de informação caracterizadora do autoconsumo em Portugal, com referência ao ano de 2024, com base nos dados reportados pelos operadores de rede à ERSE complementada com a informação disponível publicamente no site da DGEG.

Esta informação e análises complementares dão um retrato do impacto do autoconsumo no setor elétrico e nas redes elétricas, permitindo estabelecer um ponto de partida para projeções de evolução face aos planos de crescimento desta forma de produção.

EVOLUÇÃO DO AUTOCONSUMO

Em três anos, desde o final de 2021 e de 2024, a potência instalada em autoconsumo cresceu 57% anualmente, e o número de UPAC cresceu 44% anualmente.

O tipo de UPAC instalado foi essencialmente em instalações de consumo, ou seja, colocadas, verificando-se que as primeiras UPAC ligadas diretamente à rede surgiram apenas no 2º trimestre de 2024.

O maior número de UPAC concentra-se principalmente no segmento de potência até 4 kW, com 88% das instalações. Por outro lado, a potência instalada concentra-se no segmento de 30 kW a 1000 kW, com 61% da potência.

A taxa de adesão ao autoconsumo tem maior expressão na MT, chegando a 24% das instalações em Portugal Continental e 7% na RAA. Na RAM apenas 1% do total das instalações de consumo tinham UPAC no final de 2024.

Tanto o número de UPAC, como a potência instalada, em Portugal Continental, concentram-se junto ao litoral, acompanhando a localização dos consumos.

O autoconsumo coletivo tem vindo a desenvolver-se desde o 4º trimestre de 2023, chegando aos 331 acordos de partilha, envolvendo 1 352 consumidores participantes em final de 2024 em Portugal Continental. Na RAM, existiam 2 ACC com 13 consumidores participantes.

O modo de partilha preferencial adotado no ACC tem sido a partilha proporcional ao consumo, sendo, no caso da RAM, utilizada também a partilha através de coeficientes fixos. Por seu lado, a partilha através de

coeficientes dinâmicos ou hierárquicos está a ser testada no âmbito de projetos-piloto aprovados pela ERSE.

A energia partilhada através das redes, em 2024, foi de 575 MWh, dos quais 553 MWh através da rede pública.

Em 2024, a energia autoconsumida representou cerca de 73% da produção total para autoconsumo, ou 1 478 GWh, o que representou cerca de 2,8% do consumo referido à emissão em Portugal Continental. Este rácio de aproveitamento da produção em autoconsumo é relativamente elevado e atesta o crescimento bem orientado desta forma de produção, cumprindo o princípio legal da adequação da produção local ao consumo local.

A energia excedente, que ascendeu em 2024 a cerca de 536 GWh, é injetada essencialmente nas redes de BT e MT, e apenas 43% dessa energia é transacionada em mercado grossista. O potencial de valor para a energia excedente não transacionada em 2024 é da ordem dos 19 M€, tendo revertido a favor dos comercializadores, por efeito de redução das perdas nas redes.

INFLUÊNCIA DO AUTOCONSUMO NA UTILIZAÇÃO DAS REDES

Os diagramas de carga do consumo por nível de tensão mostram que os clientes em MT têm o diagrama mais compatível com a curva de produção fotovoltaica. Essa será uma das razões para explicar a forte adesão ao autoconsumo por este segmento de clientes que, no final de 2024, abrangia cerca de 24% das instalações de MT.

O autoconsumo em MT tem um impacto significativo sobre o valor da ponta do diagrama de consumo neste nível de tensão, reforçando o comentário de grande alinhamento entre o consumo em MT e o perfil de produção fotovoltaica. Em ponta, em 2024, estima-se uma redução do valor de consumo em MT de 300 MW. Este efeito é positivo sobre a utilização das redes.

Em BT e em AT não se observa o mesmo resultado. Esta situação ocorre porque a ponta dos respetivos diagramas de consumo se situa em períodos afastados do pico solar. No caso da BT, por exemplo, o pico do consumo acontece na ponta noturna de inverno, quando o autoconsumo fotovoltaico não tem qualquer papel, salvo se acoplado a sistemas de armazenamento.

Os histogramas do diagrama de carga da rede de distribuição por nível de tensão não revelam um impacto relevante do autoconsumo quanto aos valores máximos. Todavia, esta conclusão pode não ser verdadeira

se for analisado este diagrama de forma mais local, focando, por exemplo, em zonas de grande consumo industrial, onde o consumo em MT tem maior preponderância.

EFEITO DO AUTOCONSUMO SOBRE AS PERDAS NAS REDES

As perdas absolutas nas redes de distribuição reduzem-se por efeito do autoconsumo interno às instalações, pois este corresponde a energia que deixa de transitar nas redes.

O efeito estimado do autoconsumo nas perdas nas redes é determinado considerando que a redução de consumo e de trânsito nas redes de um dado nível de tensão, também implica uma redução nas redes dos níveis de tensão de montante.

O efeito de redução das perdas foi estimado pela ERSE em 130 GWh, em 2024, considerando na estimativa o perfil de perdas por nível de tensão.

O efeito deste consumo evitado na taxa de perdas nas redes não é evidente, pois as perdas reduzem em valor absoluto (numerador da taxa de perdas), mas também se reduz o consumo visto da rede (denominador da taxa de perdas). As estimativas deste estudo apontam para que o autoconsumo contribua para reduzir, marginalmente, a taxa de perdas da rede nos vários níveis de tensão. O efeito global do autoconsumo na taxa de perdas da rede de distribuição é reduzido, mas ligeiramente negativo, ou seja, reduz a taxa de perdas global da rede.

A possibilidade de deslocar no tempo a produção em autoconsumo (por exemplo, usando baterias), de forma a evitar consumo da rede em períodos de preço e procura mais elevados, tenderá a aumentar o contributo do autoconsumo para a redução das perdas nas redes.

RELAÇÃO ENTRE O AUTOCONSUMO E O PREÇO GROSSISTA DA ELETRICIDADE

A partir do primeiro trimestre de 2022, e com tendência crescente, tem-se verificado um afundamento do preço marginal formado no mercado diário nas horas solares, em particular na primavera e no verão. Em 2024, significou um preço 13% inferior face ao preço obtido considerando a totalidade das horas de negociação.

Este diferencial é explicado pelo impacte da produção fotovoltaica do lado da oferta (parques fotovoltaicos e excedentes de autoconsumo) e do lado da procura (autoconsumo) e introduz dificuldades ao nível da rentabilização dos investimentos já realizados em ativos de produção, reduzindo igualmente a atratividade

de novos investimentos. Em 2024, o preço médio capturado pela tecnologia solar fotovoltaica foi de 43,6 €/MWh, que compara com um LCOE de 41 €/MWh registado no final de 2023. Este preço foi cerca de 20% inferior ao capturado pela tecnologia eólica e 50% inferior ao preço médio da tecnologia de ciclo combinado.

Este efeito pode ser mitigado, designadamente através da eletrificação de consumos (em particular no setor dos transportes) e do armazenamento de energia (bombagem hidroelétrica, mas também baterias).



ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400 - 113 Lisboa

+351 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt