

Apresentação de Resultados

REN 1T22

20 de Maio de 2022

AGENDA

- 1.** Vista geral do período
- 2.** Desempenho de atividades
- 3.** Notas finais

1. Visão geral do período



Mensagens Chave

1T22



EBITDA cresceu 3,5% YoY para €118,4M, refletindo o desempenho positivo do negócio tanto em Portugal como no Chile.

Melhoria do EBITDA doméstico como resultado de: (1) impacto positivo dos **proveitos no âmbito do TOTEX¹ (+€5,1M)**; (2) aumento dos Proveitos de Opex (+€1,2M) e (3) incremento da Remuneração do RAB (+€0,7M). Porém, este valor acaba por ser impactado pela diminuição de incentivos regulados (**-€4,4M**) e por um *core opex* mais elevado (+€1,7M), devido aos elevados custos de eletricidade.

O segmento internacional contribuiu de forma positiva, com o **EBITDA a crescer +€2,1M**, com a Transemel a representar +€1,2M.



Resultado líquido sobe para €6,0M, um aumento de 32,6% vs 1T21. Para este resultado contribuiu a boa performance do **EBITDA (+4,3M€)** e a melhoria em 12,2% dos resultados financeiros (-9,4M€), apesar do aumento de impostos, incluindo a CESE (+1,8M€).



Capex decresce €4,5M para €27,3M (vs €31,8M em 1T21). **Transferências para RAB** diminuem €3,7M versus o período homólogo, justificado pelo abrandamento dos negócios de transmissão de eletricidade e gás natural (-€4,1M), parcialmente atenuados pelo progresso na distribuição de gás natural (+€0,4M).



A energia proveniente de fontes renováveis atingiu **48,8%** da oferta total, valor inferior comparado com o mesmo período do ano passado (aprox.-29,9pp), como resultado sobretudo da severa seca sentida no país. O consumo de eletricidade aumentou 1,3% e o do gás natural cresceu 6,6%.



Elevada qualidade de serviço manteve-se durante os primeiros três meses do ano. O **nível de perdas no transporte de energia decresceu** relativamente ao ano anterior e a **taxa combinada de gás disponível permaneceu na capacidade máxima**.

¹ Inclui remuneração e amortizações de RAB assim com recuperação de *opex* na atividade de transporte de eletricidade. Isto vem em resultado do novo modelo de remuneração baseado no Totex, introduzido em 2022, para a atividade de transporte de eletricidade, sobre a qual o Opex e o Capex da REN é remunerado através de um montante fixo anualmente definido pelo regulador para a totalidade do período regulatório, de 2022 a 2025.

VISÃO GERAL DO SECTOR



Compromisso com o hidrogénio e transição energética



Preparativos para Hidrogénio

- **As infraestruturas nacionais relevantes de gás terão de estar aptas para receber hidrogénio, de acordo com a lei Portuguesa, para permitir misturas de H₂ e gás natural até 5%, em 2025 e entre 10-15% em 2030. A REN criou uma *Task Force* (TF H2REN) para identificar e executar as atividades e os investimentos necessários para se certificar que a transmissão de gás, armazenamento e instalações de distribuição, serão compatíveis com misturas de hidrogénio com gás natural de até 10% até 2023.**



Tarifas excecionais em vigor a partir de 1 de Julho de 2022

- De acordo com a ERSE, esta revisão de tarifas excepcional em 2022, é essencial para garantir maior estabilidade da tarifa face ao atual contexto de elevada volatilidade e de preços sentidos nos mercados de comercialização de eletricidade. Esta revisão tem como objetivo mitigar o impacto do custo de energia nas faturas dos consumidores, através da redução das tarifas de acesso à Rede.
- Esta redução é possível graças à devolução antecipada, aos consumidores, dos retornos superiores ao esperado da produção de energia sob regime especial (PRE) e ao acordo de compra de energia ainda em operação, assim como os proveitos adicionais provenientes dos leilões de permissões para emissões de gases poluentes.
- A ERSE submeteu ao Conselho Tarifário (CT) a documentação confidencial que suporta a sua proposta para as tarifas. O CT terá que emitir o seu parecer sobre a proposta dentro de três semanas e caberá à ERSE publicar, até 15 de Junho, a sua decisão final. As tarifas entrarão em vigor a 1 de Julho, por um período de seis meses.



Proposta para tarifas de gás para 2022/2023

- A ERSE submeteu ao CT a documentação confidencial que suporta a sua proposta para as tarifas e preços do gás. O CT terá que emitir o seu parecer sobre a proposta dentro no prazo de 30 dias, e caberá à ERSE publicar, até 1 de Junho, a sua decisão final. A 1 de Outubro, as tarifas para o próximo ano (que decorre entre 1 de Outubro de 2022 até 30 de Setembro de 2023) entrarão em vigor.
- Por se tratar de um ano intermédio, não há questões regulatórias relevantes para a REN.



Transição energética e gases renováveis

- **REN candidatou-se à última fase do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) com o “H₂ Green Valley”.** Este projeto foca-se no desenvolvimento de um ecossistema em Sines de hidrogénio verde com parceiros relevantes, tais como, Dianagás, Bosch, Hylab, INL e IST, para referir alguns. Este projeto é focado em H₂ puro e poderá ser implementado por um armazenamento integrado para melhorar a flexibilidade dos produtores e consumidores de H₂. A proposta final foi submetida a 13 de Abril e a expectativa é receber uma resposta no 2ºT.

NOVA REGULAÇÃO DA ELETRICIDADE



Para o período regulatório 2022-2025, ERSE estabeleceu um modelo TOTEX – com um *revenue cap* nos proveitos aplicável a todos os custos controláveis

	Visão geral	Detalhe
Receitas da Eletricidade 2022-25 ¹	<p>Revenue Cap para TOTEX (CAPEX + OPEX)</p> <ul style="list-style-type: none"> REN reconhecerá na demonstração de resultados a renda anual fixa para a totalidade do período, que tem como objetivo remunerar o Opex e o Capex Este valor é atualizado anualmente de acordo com as variáveis de custo, nomeadamente o RoR. O fator de eficiência é definido para novos investimentos e para Opex Esta metodologia foi discutida e aprovada pelo auditor externo da REN 	<p>A remuneração anual começa em 264,3M€ e é atualizada de acordo com:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ RoR indexado ao rendimento das OT's a 10 anos (incluindo 2022) ✓ Alteração anual da inflação² (a partir de 2023) ✓ Fator de eficiência de 1,5% anual (a partir de 2023) ✓ Variáveis de volume (Km de rede e potência total conectada dos produtores; incluindo 2022)
	<p>Mecanismo de Partilha de Eficiência</p> <ul style="list-style-type: none"> A aplicação do mecanismo apenas termina no fim do período regulatório No próximo ciclo regulatório, a REN poderá ter de partilhar ganhos ou perdas com os consumidores Durante o período regulatório, a REN poderá reconhecer ativos e passivos contingentes de forma a refletir potenciais ganhos ou perdas Não foram registadas quaisquer eficiências ao abrigo deste mecanismo. A melhor estimativa deve ser registada próximo do final do período regulatório 	<p>Eficiências são partilhadas progressivamente (entre 0%, 50% e 100%) e são avaliadas contra a referência estabelecida pela ERSE</p> <p><i>Eficiências vs referência definido pela ERSE</i></p>
	<p>Incentivos</p> <ul style="list-style-type: none"> Novo Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RNT (IMDT) baseado em métricas de <i>performance</i> Incentivo varia entre -20M€ e 20M€ 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Tempo de Interrupção Equivalente ✓ Disponibilidade de rede e equipamento ✓ Capacidade de interligação disponibilizada <p>A partir de 2022</p>

1. Exclui atividade de Gestão de Sistema 2. Alteração anual do Índice de Preços Internos Básicos Grossistas (mudança anual termina no 2ºT do ano n-1)

2. Desempenho das atividades



Destaques da atividade

A qualidade de serviço manteve-se alta, apesar da pouca disponibilidade de renováveis e aumento da relevância do gás



Eletricidade

Consumo

13,2TWh ↑ 0,2 TWh (1,3%)

1T21: 13,1TWh

% de Renováveis na oferta de consumo

48,8% ↓ 29,9pp

1T21: 78,7%

Perdas no transporte de Energia

1,8% ↓ 0,5pp

1T21: 2,3%

Tempo de interrupção médio

0,06min ↑ 0,06min

1T21: 0,00min

Comprimento de linhas

9.366km ↑ 334km (3,7%)

1T21: 9.032km

Taxa combinada disponível

99,1% ↓ 0,3pp

1Q21: 99,4%



Transmissão de gás

Consumo

16,0TWh ↑ 1,0TWh (6,6%)

1T21: 15,0TWh

Taxa combinada de disponibilidade

100,0% = 0,0pp

1T21: 100,0%

Comprimento de linhas

1.375km = 0km (0,0%)

1T21: 1.375km



Distribuição de gás

Gás distribuído

1,9TWh ↓ 0,4TWh (17,1%)

1T21: 2,2TWh

Situações de emergência com tempo de resposta 60min

98,6% ↑ 0,3pp

1T21: 98,3%

Comprimento de linhas

6.148km ↑ 220km (3,7%)

1T21: 5.928km

Destaques financeiros

Forte consolidação de Resultado Líquido, na sua maioria atribuído à melhoria em EBIT e Resultados Financeiros

EBITDA

€118,4M

↑ 4,0
(3,5%)

1T21: €114,4M

Resultados Financeiros

-€9,4M

↑ 1,3
(12,2%)

1T21: -€10,8M

Resultado Líquido

€6,0M

↑ 1,5
(32,6%)

1T21: €4,5M

CAPEX

€27,3M

↓ 4,5
(14,1%)

1T21: €31,8M

RAB Médio¹

€3.660,M

↑ 118,9
(3,4%)

1T21: €3.541,2M

Dívida Líquida

€2.098,7M

↓ 449,3
(17,6%)

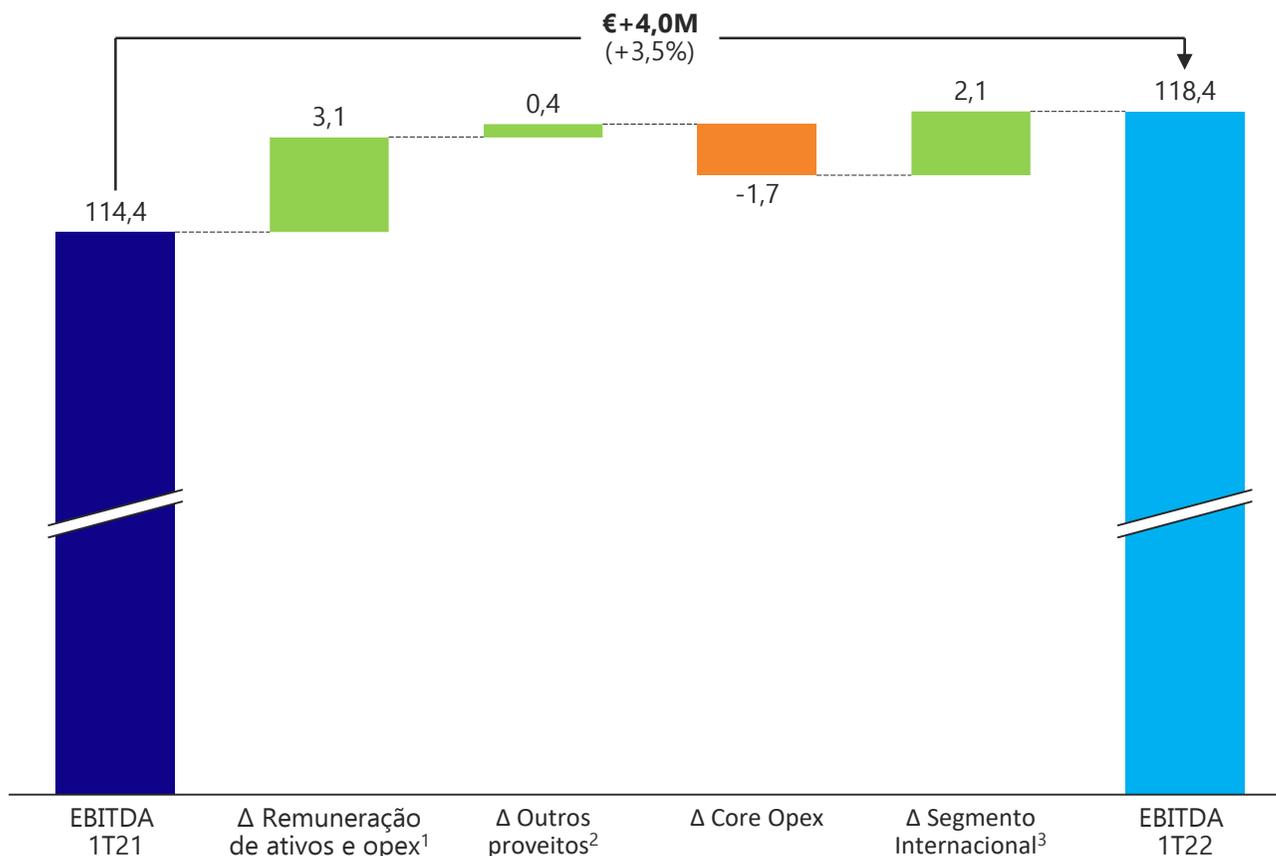
1T21: €2.547,9M

VISÃO CONSOLIDADA



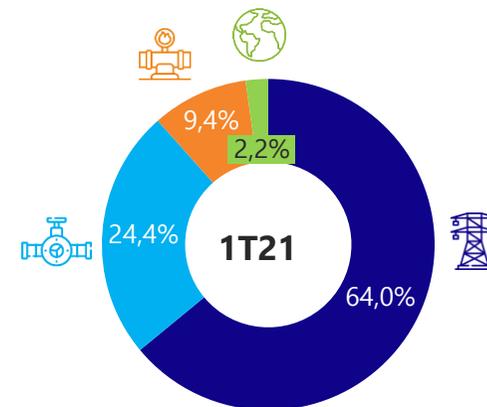
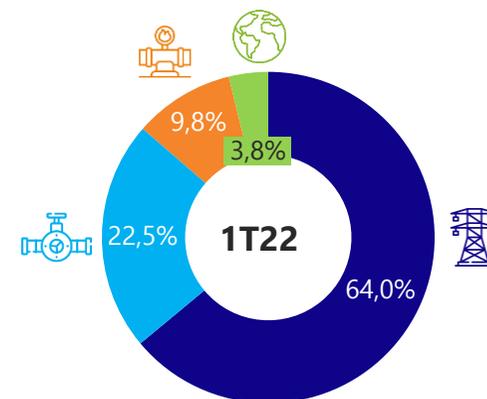
EBITDA cresce como resultado da maior remuneração dos ativos e opex doméstico bem como da performance do negócio internacional

Evolução do EBITDA €M



Contribuição do EBITDA por segment de negócio³ %

- Eletricidade
- Distribuição de Gás⁵
- Transmissão de Gás
- Internacional



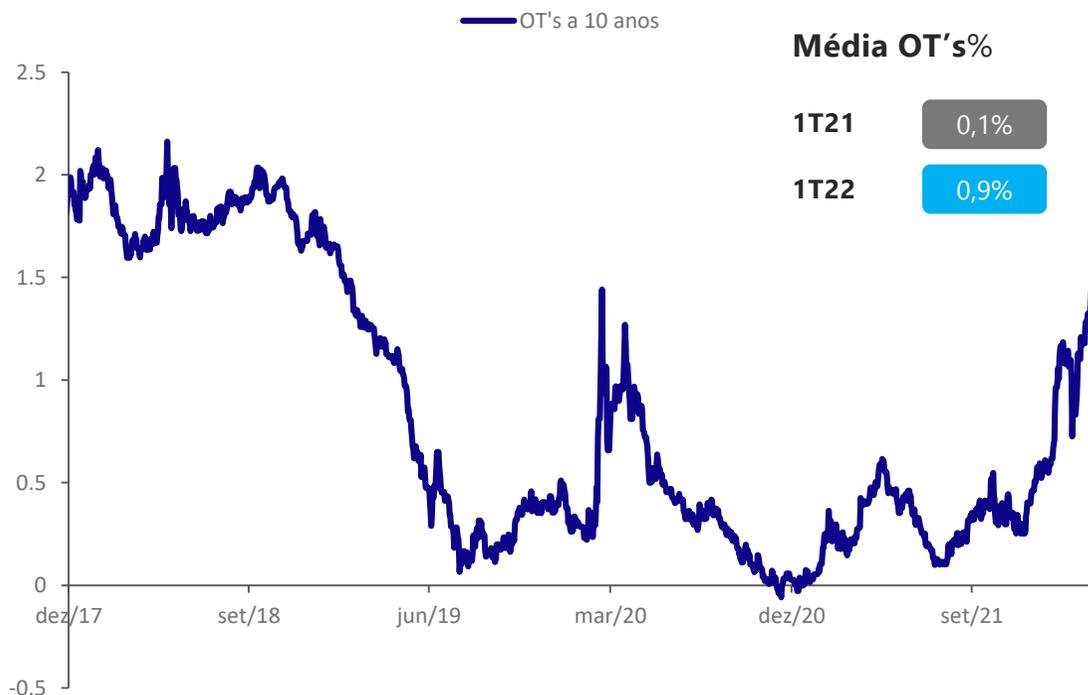
1. Inclui incentivos regulatórios da eletricidade (€6,3M de investimentos no 1T21 do Incentivo à Racionalização Económica de Investimentos e €1,9M no 1T22, do Incentivo à melhoria de performance técnica do TSO, excluindo a remuneração de Opex relacionada com custos *pass through* | 2. Inclui incentivos, vendas e prestações de serviços de telecomunicações, juros de desvios tarifários, proveitos de consultoria e outros serviços prestados, resultados OMIP e Nester | 3. Inclui custos de Apolo SpA e Aereo Chile SpA | 4 Exclui a rubrica "Outros", que inclui REN SGPS, REN Serviços, REN Telecom, REN Trading, REN PRO e REN Finance B.V | 5. Portugal

ATIVIDADE DOMÉSTICA

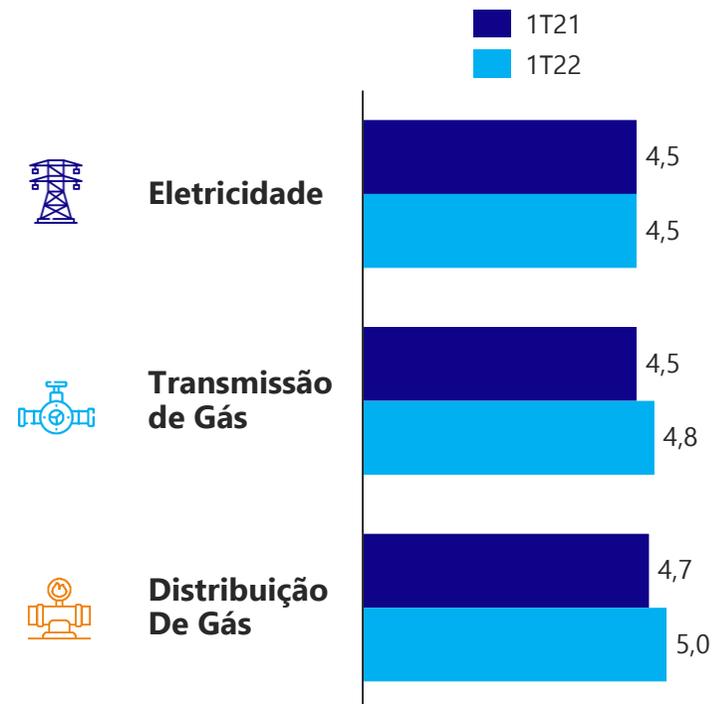
As Obrigações de Tesouro portuguesas estão a seguir uma tendência crescente, estando em níveis semelhantes ao de Março 2020



Obrigações de Tesouro portuguesas (OT's) a 10 anos%



Taxa de remuneração base do RAB (RoR)* %



Fonte: Bloomberg; REN

* Eletricidade: dados observados entre Out-21 a Set-22; Gás: dados observados entre Jan-22 a Dez-22;

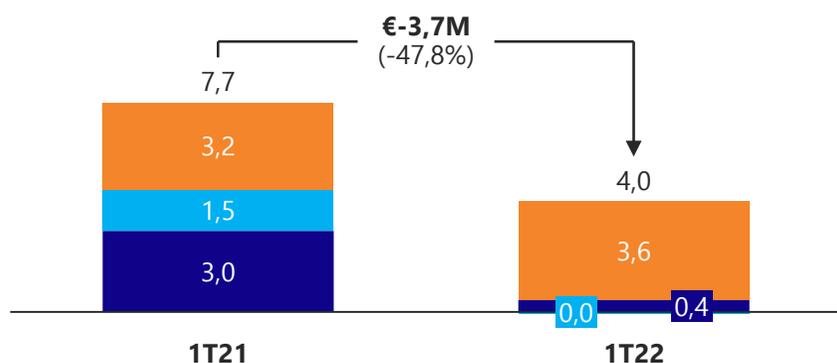
ATIVIDADE DOMÉSTICA

Transferências para RAB e Capex diminuíram vs período homólogo, em parte porque em 2021 a REN recuperou vários projetos atrasados

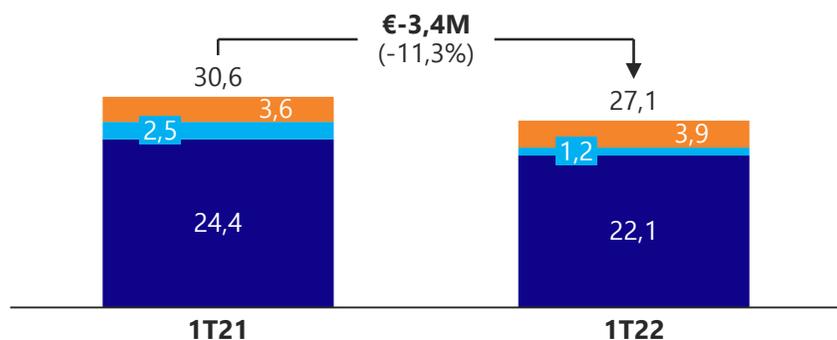


Transferências para RAB €M

■ Eletricidade ■ Transmissão de Gás
■ Gas Distribution



Capex €M



Destaques



Eletricidade

Principais projetos de investimento:

- Ligação 150kV entre as subestações Fernão Ferro –Trafaria
- Remodelação das linhas de 400kV Palmela – Sines 1 e Palmela – Sines 2, assim como a remodelação da linha de 400kV de Alcochete e Fanhões



Distribuição de Gás

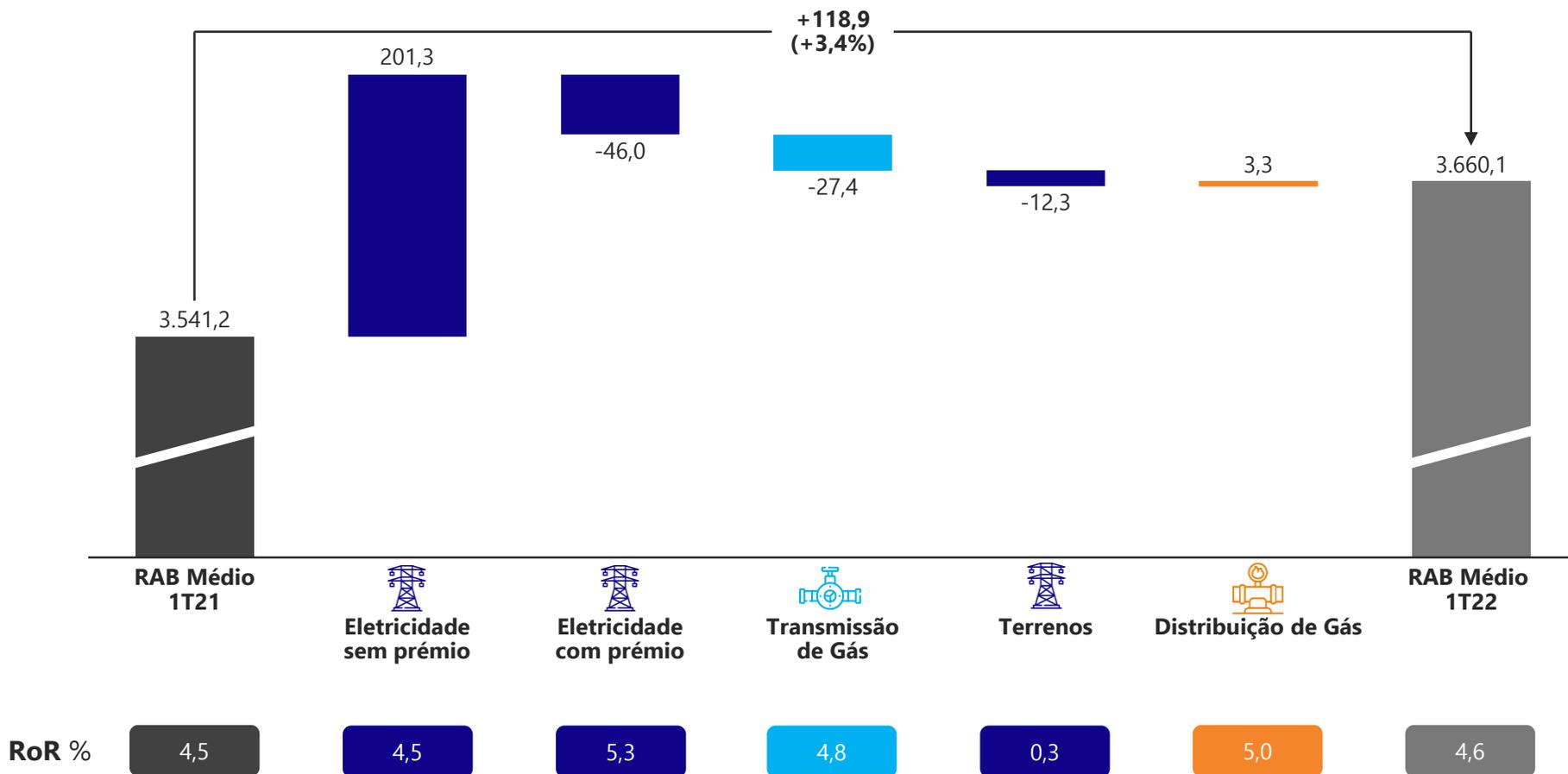
- Investimentos em **expansão e densificação da rede**, maioritariamente em B2C
- Novas perspetivas de investimentos B2B monitorizadas atenção de modo a fornecer ao cliente conforto relativamente aos custos de rede
- Plano de descarbonização e digitalização em curso
- **Novo plano de investimento 23-27 foi entregue a DGEG e ERSE a Abril de 2022**
- Expansão para novas zonas industriais em preparação

ATIVIDADE DOMÉSTICA



RAB médio da eletricidade aumentou devido ao novo modelo regulatório que define um RAB fixo aplicável durante todo o período

Evolução média do RAB €M



ATIVIDADE DOMÉSTICA

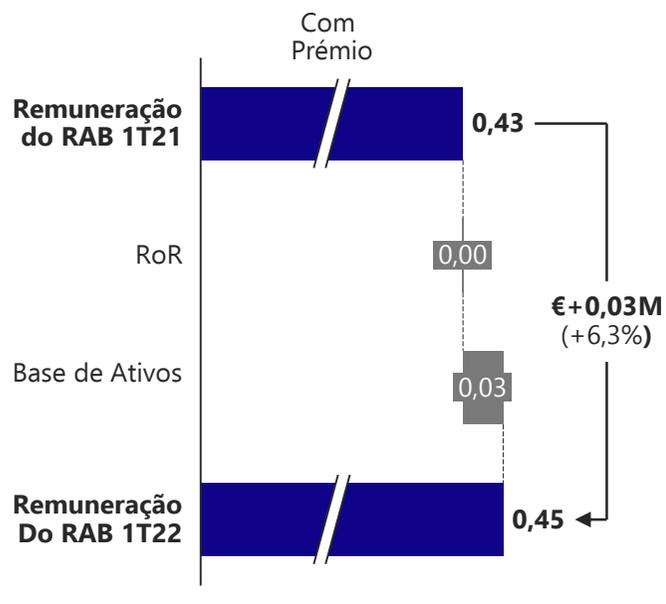
Remuneração de RAB aumentou em todos os negócios, maioritariamente devido ao aumento da taxa de remuneração



Evolução da remuneração do RAB €M



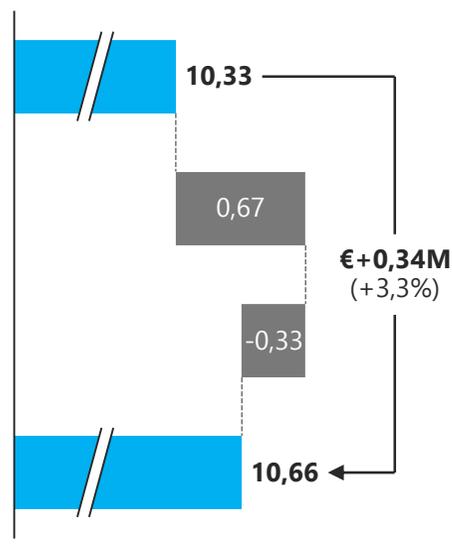
Eletricidade (GGs¹)



Remuneração do RAB aumentou em resultado **de uma maior base de ativos** (aumento de €2,4M para €40,2M)



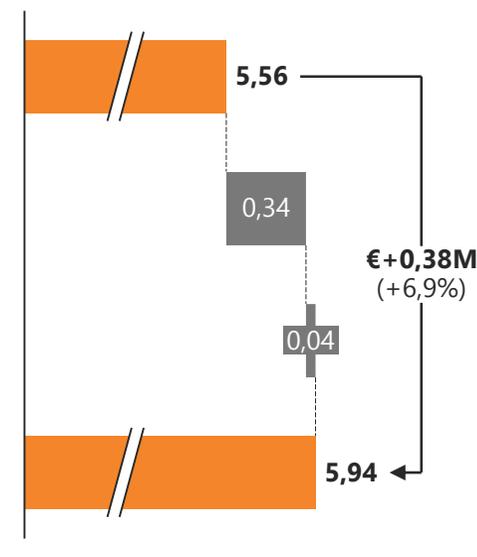
Transmissão de Gás



Aumento da Remuneração do RAB justificado pelo **RoR superior** de 4,79% (vs 4,50%), apesar do **decréscimo da base de ativos** (decréscimo de €27,4M para um total de €890,4M)



Distribuição de Gás



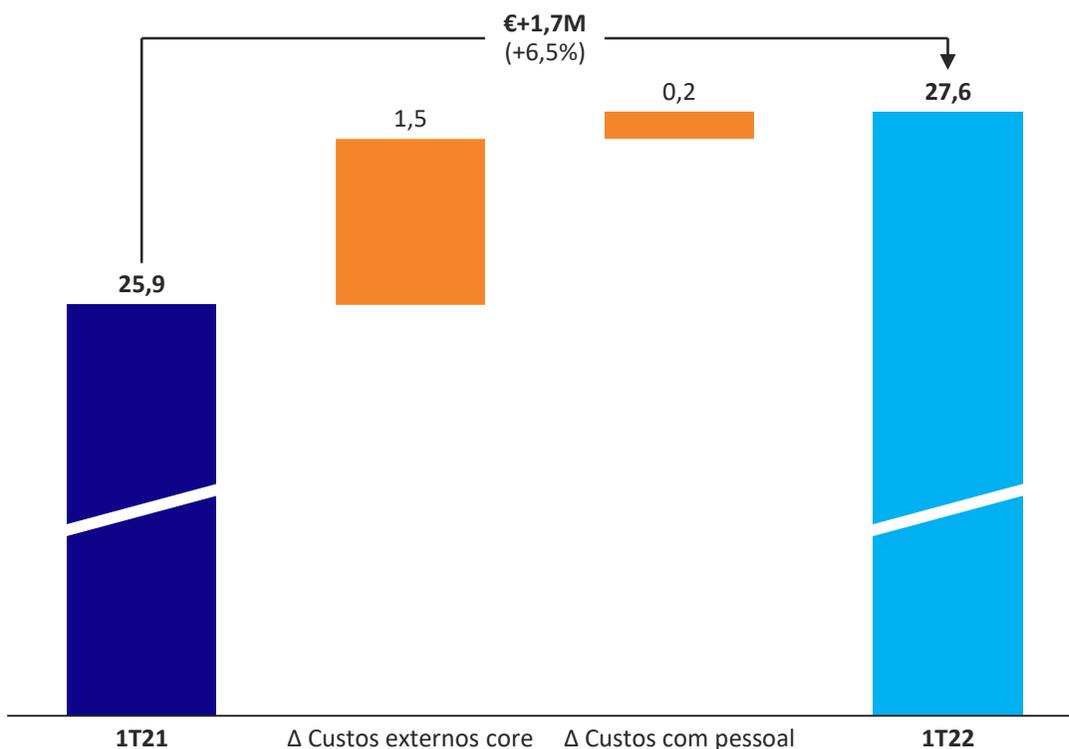
Remuneração de RAB mais elevada devido ao **aumento da taxa de remuneração** (de 4,70% para 4,99%) e uma maior **base de ativos** (+€3,3M para um total de €476,1M)

ATIVIDADE DOMÉSTICA

OPEX subiu 6,1% YoY, com o core OPEX a crescer 6,5%



Evolução core OPEX¹ €M



OPEX €M



Destaques

Custos externos core

- Custos de eletricidade no terminal de LNG (+2,7M€) continuam a ter um peso significativo

Non-core costs

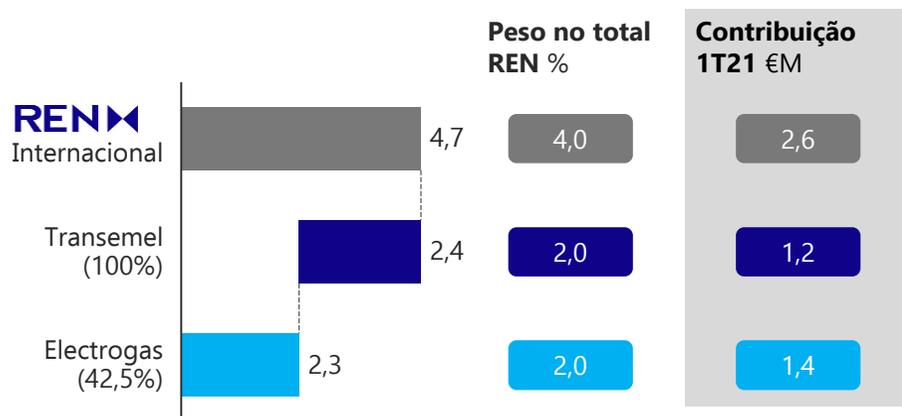
- Custos *pass-through* (custos aceites na tarifa) **aumentaram €0,4M**, dos quais €1,0M correspondem à **aquisição de gás necessário** relacionado com o início do mercado de gás na Península Ibérica (Mibgás), +€1,6M em impostos de ocupação de subsolos e -€1,8M em **custos transfronteiriços e de serviços de Sistema**

ATIVIDADE INTERNACIONAL

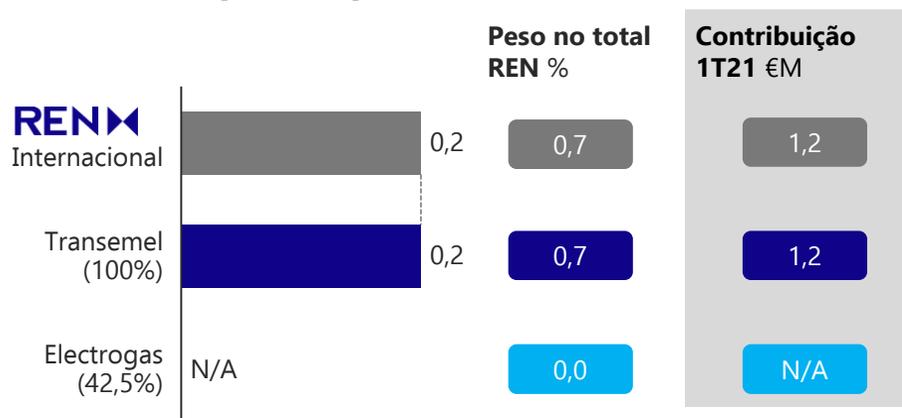
Forte consolidação dos negócios chilenos



Contribuição para EBITDA 1T22 €M



Contribuição para Capex 1T22 €M



Destaques

Transemel, Chile

- **EBITDA aumentou YoY** principalmente devido ao aumento das receitas e à redução de Opex

Receitas

€3,1M ↑ €0,8M (36,1%)

1T21: €2,3M

EBITDA

€2,4M ↑ €1,2M (97,0%)

1T21: €1,2M

Electrogas, Chile

- **EBITDA cresceu YoY**, sustentado pelo aumento das receitas (tarifas mais elevadas)

Receitas

€9,3M ↑ €2,9M (44,2%)

1T21: €6,5M

EBITDA

€8,4M ↑ €2,8M (49,6%)

1T21: €5,6M

VISÃO CONSOLIDADA



Evolução positiva dos Resultados Financeiros, refletindo as taxas de câmbio favoráveis apesar do aumento ligeiro do custo médio da dívida

Depreciações & Amortizações

€62,1M  €2,0M
(3,3%)

1T21: €60,1M

- Aumento de €2,0M versus 1T21, essencialmente devido à evolução positiva da base de ativos.

Resultados financeiros

-€9,4M  €1,3M
(12,2%)

1T21: -€10,8M

- **A mudança positiva dos resultados financeiros** (+€1,3M) reflete a **diminuição da dívida líquida** e das diferenças de **taxas de câmbio favoráveis**, apesar do ligeiro aumento no custo médio da dívida em 0,04pp de 1,58% para 1,62%.

Impostos

€40,9M  €1,8M
(4,7%)

1T21: €39,0M

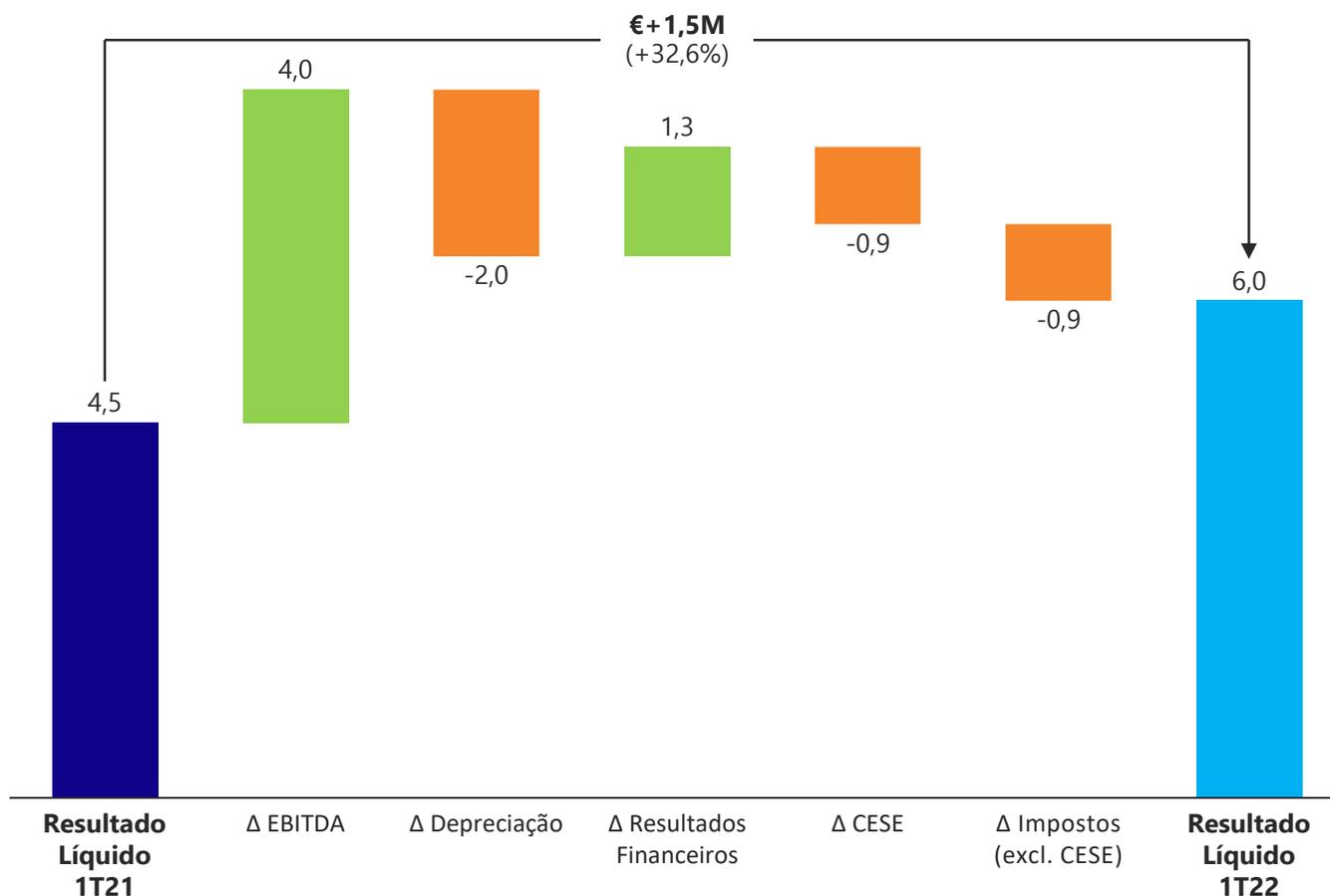
- Os impostos totais incluem a **CESE de €28,0M** (€27,1M em 1T21) e **imposto sobre o rendimento**, que aumentou €0,9M to €12,9M.
- **A taxa efetiva de imposto foi de 42,4%**, uma subida de 0,6 p.p. face ao 1T21 (incluindo a CESE).
- **Este aumento vs 1T21** reflete o crescimento em EBT (+€3,3M).

VISÃO CONSOLIDADA



Resultado líquido superior devido ao EBITDA e aos Resultados Financeiros, parcialmente atenuado pelas depreciações, impostos e CESE

Evolução do Resultado Líquido €M



Destaques

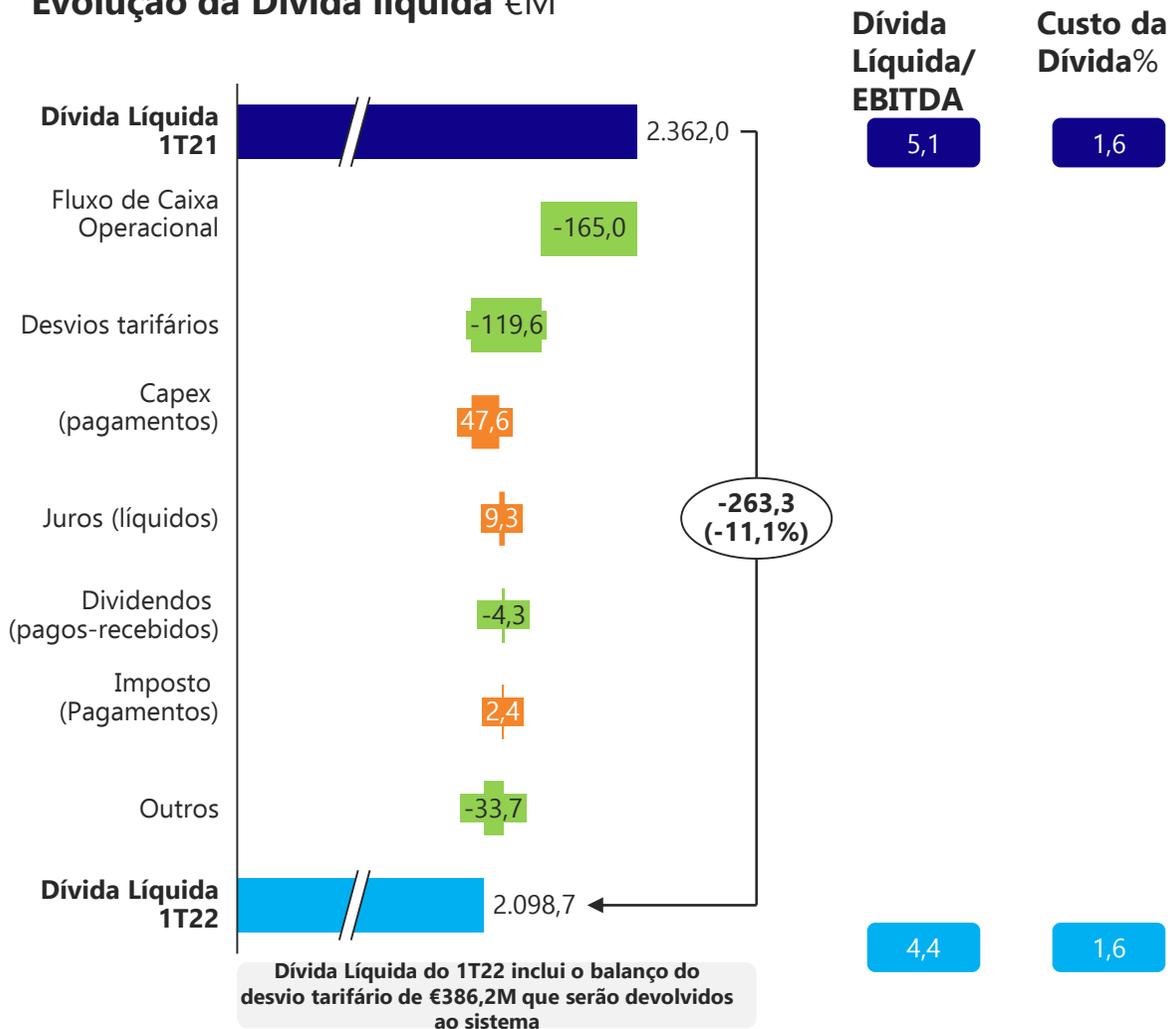
- O **aumento em EBITDA (+€4,0M)**, reflete as contribuições positivas de ambas as atividades internacionais (€2,1M) e domésticas
- O **efeito positivo** de €1,3M dos **Resultados Financeiros**, como consequência de melhores condições financeiras, menor dívida líquida e diferenças de taxa de câmbio
- **Maior impacto por parte da CESE (Δ€0,9M)**, refletindo a evolução da base de ativos

VISÃO CONSOLIDADA

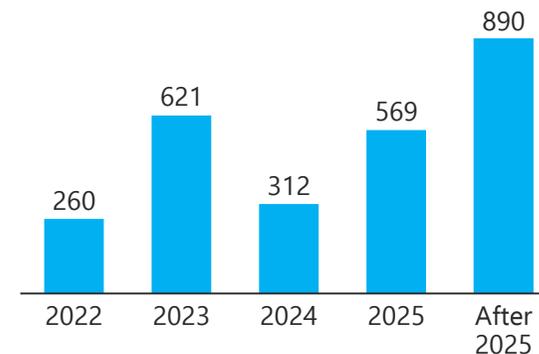


Otimização da Dívida Líquida atribuído ao facto de os fluxos de caixa e dos desvios tarifários superarem as saídas de Capex e financiamento

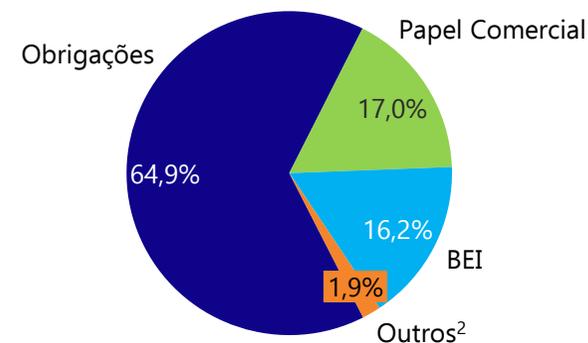
Evolução da Dívida líquida €M



Maturidade da dívida bruta ajustada¹ €M



Fontes da dívida %



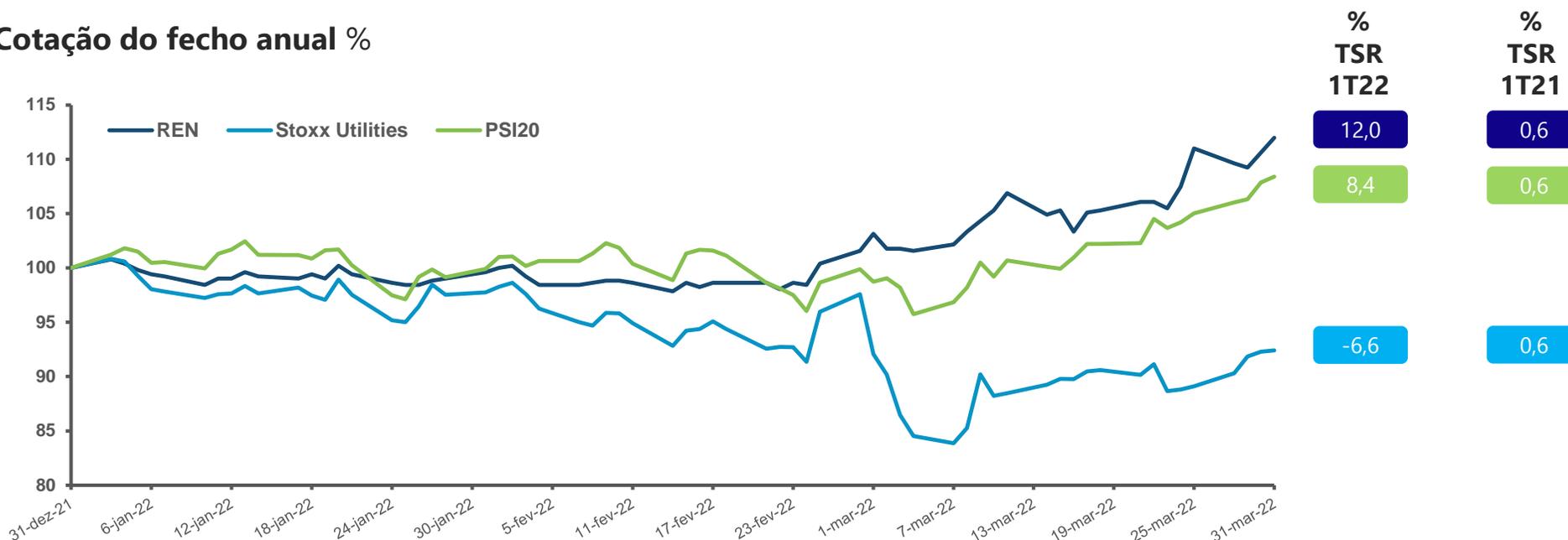
¹ Inclui Dívida Líquida mais Caixa, depósitos bancários e instrumentos financeiros derivados (€530M), sem efeitos de cobertura de dívida denominada em lenes, juros a pagar (empréstimos) e descobertos bancários | ² Inclui empréstimos (1,7%) e leasing (0,2%)

PREÇO DA AÇÃO E RETORNO ACIONISTA



Ação da REN terminou o 1ºT com um retorno para o acionista de 12% claramente acima do sector

Cotação do fecho anual %



Recomendações dos analistas¹

Preço Alvo (Média)

€2,55 ↓ €0,1 (3,8%)

1T21: **€2,65**

Upside/Downside (+/-)

-1,3% ↓ 14,3pp

1T21: **13,0%**

Recomendações "Comprar"

20,0% ↓ 25,0pp

1T21: **45,0%**

Recomendações "Manter"

50,0% ↓ 5,0pp

2020: **55,0%**

3. Notas finais



Notas Finais



Forte compromisso em fornecer um serviço de qualidade, atingir estabilidade financeira e oferecer retornos sustentáveis



EBITDA de €118,4M um progresso de €4,0M YoY (+3,5%), na sua maioria explicado pelo impacto positivo dos proveitos de TOTEX, remuneração de RAB mais elevada e o desempenho positivo das atividades internacionais.



Resultado Líquido atingiu €6,0M (+32,6%) em parte atribuídos à influência positiva do EBIT e dos Resultados Financeiros, apesar de estes serem parcialmente diluídos por impostos e CESE mais elevados.



Notável progresso da **Dívida Líquida** em resultado de um Fluxo de caixa operacional e desvio tarifário superior juntamente com um custo médio de dívida estável.



Capex e transferências para RAB abrandaram YoY, em parte porque em 2021 se retomaram alguns projetos adiados.



O **pagamento do dividendo de 15,4 cêntimos por ação** foi aprovado em Assembleia Geral a 28 de Abril com maioria e começou a ser pago no dia 19 de Maio.

Esta apresentação e todos os materiais, documentos e informações usados ou distribuídos aos investidores no contexto desta apresentação não constituem, nem fazem parte de uma oferta pública ou privada ou solicitação por parte da REN, ou de qualquer dos seus acionistas, para a venda ou aquisição de valores mobiliários emitidos pela REN. O seu propósito é meramente informativo e esta apresentação e todos os materiais, documentos e informações usados ou distribuídos aos investidores no contexto desta apresentação não podem ser utilizados numa oferta futura relacionada com valores mobiliários emitidos pela REN sem que esta o tenha expressamente autorizado.

Visite o nosso web site em :
www.ren.pt

ou contacte-nos:

Madalena Garrido – Head of IR

Alexandra Martins

José Farinha

Telma Mendes

Av. EUA, 55

1749-061 Lisboa

Telephone: +351 210 013 546

ir@ren.pt



What's Happening

Discover our latest news:

