



**African  
Energy  
Chamber**

[www.energychamber.org](http://www.energychamber.org)

# O Estado da Energia Africana 2022





**African  
Energy  
Chamber**

**O Estado da  
Energia Africana**  
2022



**African  
Energy  
Chamber**

**O Estado da  
Energia Africana**  
2022



# Equipa de Produção

**Diretor Executivo**

NJ Ayuk

**Vice-Presidente Sénior**

Verner Ayukegba

**Diretora de Marketing & Comunicação**

Motheo Motlhanke

**Especialista em Marketing Digital**

Amina Williams

**Coordenador de Comunicação**

Sipho Ndlovu

**Gestão, análise e edição de conteúdo**

Andrés Vega

**Senior and Concept Designer**

Ahmet Sağır





# O Estado da Energia Africana 2022

## Conteúdos

<b>Prefácio</b>	6
<b>Introdução</b>	8
<b>Principais Destaques</b>	9
<b>Capítulo Um</b>	
<b>Análise da Indústria</b>	<b>10</b>
1.1. Panorama do Mercado. Espera-se que a geração de FCL diminua em 2022 com a retoma do investimento	10
1.2. Mercado Petrolífero. COVID-19 causa turbulência sem precedentes no mercado petrolífero. Alívio das restrições globais e acordos da OPEP+ resultam em retoma do preço do crude	16
1.3. Mercado do Gás. Os preços do gás devem aumentar devido à forte procura global	20
1.4. Impacto da COVID-19 na indústria do P&G	25
<b>Capítulo Dois</b>	
<b>Análise do Upstream Africano</b>	<b>29</b>
2.1. Estado da indústria energética africana em 2022	29
2.2. Prospecção pronta para a retoma em 2022	38
2.3. Perspetiva dos projetos de GNL para impulsionar os serviços nos campos petrolíferos africanos	44
<b>Capítulo Três</b>	
<b>Com a saída das majors, aumentam as aquisições das NOC</b>	<b>34</b>
<b>Capítulo Quatro</b>	
<b>O financiamento de E&amp;P em África pode tornar-se mais dependente da Ásia</b>	<b>58</b>
<b>Capítulo Cinco</b>	
<b>Energia &amp; Minerais</b>	<b>66</b>
5.1. Um ano desafiante para a economia e indústria energética de África	67
5.2. Evolução dos mercados: o setor da eletricidade africano em 2020 e 2021	70

5.2.1. Oferta	70
5.2.2. Procura	74
5.4. Clima de investimento e pipeline dos projetos	77
5.5. Cenários para o fornecimento de energia elétrica	79
5.5.1. Cenário 1: Cenário BAU – fluxos normais de investimento	81
5.5.2. Cenário 2: Making energy poverty history by 2030	81
5.5.3. Cenário 3: Um mix «mais limpo»	82

## Capítulo Seis

### **A transição energética, os mercados energéticos em África: Desafios e oportunidades** **83**

6.1. Transição energética e mercados energéticos em África	83
6.2. O impacto do cenário de ENZ na indústria energética africana	86
6.3. Panorama das fontes de energia renováveis	89
Energia fotovoltaica	89
Energia eólica	90
Energia hidroelétrica	92
Energia geotérmica	94

## Capítulo Sete

### **A nossa estratégia para fornecer energia que gere desenvolvimento económico para todos** **96**

7.1. Um fornecimento de energia que traz desenvolvimento económico para todos	96
7.2. Destaque ao gás: promoção agressiva do gás natural como via para a industrialização de África	97
Estudos de caso selecionados	100

## Capítulo Oito

### **Transição energética e as cadeias de valor dos minerais africanos** **103**

8.1. A procura crescente	103
8.2. Quota africana da oferta global	104
8.3. Aprofundamento das ligações de África à cadeia de valor de minerais fundamentais	106

## Prefácio

Caro leitor(a),

O relatório O Estado da Energia Africana 2022 é diferente de todos os anteriores. O ano passado foi extraordinário para a indústria de petróleo e gás, pois a pandemia de COVID-19 afetou a procura global, levando a uma queda nos preços do petróleo. As empresas responderam rapidamente através de cortes nos seus orçamentos e atrasando decisões relativas ao licenciamento de projetos.

A pandemia também tem sido particularmente desafiadora para muitos países em todo o mundo, mais ainda em África. O continente entrou na sua primeira recessão em décadas, com várias economias africanas a testemunharem uma forte desaceleração da atividade económica desde o início de 2020 devido ao surto da pandemia do Coronavírus (COVID-19). Embora tenhamos assistido a uma retoma da atividade económica, esse impulso de crescimento renovado no continente ainda está atrás do de outras regiões, como a Ásia emergente e em desenvolvimento.

Entre as razões para as projeções modestas de crescimento no continente inclui-se a contínua falta de acesso às tão importantes vacinas (iniquidade da vacinação) e a posição fiscal mais fraca da maioria dos governos.

No final de meados de outubro de 2021, menos de 5% da população adulta do continente havia sido totalmente vacinada.

Embora o continente africano tenha registado uma incidência relativamente menor quer do vírus quer de mortes por ele causadas, há várias consequências socioeconómicas indesejáveis da pandemia, inclusivamente para o setor energético do continente. A recessão económica causada pela pandemia prejudicou o progresso da eletrificação em África. As empresas de petróleo e gás e de utilitários, por exemplo, enfrentaram graves dificuldades financeiras devido ao congelamento dos investimentos.

No mesmo período, houve um aumento dos apelos por parte de governos e investidores internacionais para que se fizesse mais para combater a ameaça



existente da mudança climática — um evento decisivo este ano será a 26.ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (COP26), em Glasgow.

Estas mudanças de prioridades refletiram a maior atenção que os investidores e as partes interessadas dedicam às questões ambientais, sociais e de governança, evidente em vários compromissos Net Zero. No futuro, os projetos de energia, particularmente os projetos de petróleo e gás upstream, estarão sob uma maior pressão para mostrar a sua «credibilidade verde», de modo a conseguirem atrair financiamentos.

Neste contexto, o relatório O Estado da Energia Africana 2022 avalia a cadeia de valor da energia, abrangendo as necessidades de investimento upstream, midstream e downstream, especialmente à luz dos choques de mercado relacionados com a pandemia e com as oportunidades aí existentes.

O Outlook de 2022 mostra que nem tudo está



perdido, especialmente no que diz respeito ao continente africano. Existem pelo menos 3 razões que devem pôr em perspectiva algumas das previsões pessimistas acerca do petróleo e do gás em África e sobre a indústria energética em geral. Em primeiro lugar, espera-se que a atividade de prospeção na região aumente gradualmente até aos níveis de 2019, embora bem abaixo dos níveis anteriores a 2015. Espera-se que a atividade greenfield continue a aumentar até ao final desta década, dado que muitos dos projetos de extração de gás natural liquefeito (GNL) na África Oriental começam a atrair investimentos. Os investimentos greenfield offshore na África Subsaariana também deverão aumentar com a retoma do licenciamento. Prevê-se que 6 rondas de licenciamento sejam concluídas antes do final de 2021, com cerca de 92 blocos em oferta, enquanto outras 14 deverão ser concluídas em 2022.

Em segundo lugar, uma mudança importante visível em África é que se espera que o continente dê aval a mais recursos de gás do que na última década, em que se concentrou principalmente em projetos de petróleo não refinado. Devido à pobreza energética de África, as metas Net Zero não são prioritárias para a maioria dos países. Pelo contrário, o principal objetivo é fornecer energia suficiente para responder às necessidades básicas da população. Os abundantes 600 mil milhões de pés cúbicos (Bpc, na sigla inglesa) de reservas de gás natural em África podem ajudar a responder à futura procura de energia do continente e desempenhar um papel fundamental na eletrificação de vários países, devido à sua acessibilidade. A produção de gás para energia pode ajudar a que África se afaste de outros combustíveis convencionais mais poluentes e auxiliar na transição energética.

Em terceiro lugar, movimentações rápidas para atingir o Net Zero a quaisquer custos terão um impacto negativo severo sobre os setores energéticos em África, que são uma fonte crucial de empregos e de rendimentos em moeda estrangeira.

África continua a ser um dos menores emissores de CO2 — e outros gases de efeito de estufa — em todo o mundo. A transição não envolve tanto escolhas tecnológicas e de combustível, mas antes meios de subsistência sustentáveis para os milhões de pessoas que habitam o continente africano. O aumento da procura de metais de bateria perturbará as cadeias de abastecimento globais e abrirá novas oportunidades de mercado para países em todo o mundo, especialmente em África.

Finalmente, no que diz respeito a fazer negócios no continente, teremos de reduzir a burocracia para tornar a vida mais fácil para os trabalhadores, empresas e investidores africanos que trabalham e fazem crescer o setor energético. Sabemos, por experiência própria, que isto irá reduzir o custo de fazer negócios, acelerar as aprovações e melhorar a vida dos africanos. Nunca devemos ter vergonha de apoiar uma indústria que trouxe tanto a África e que continuará a tirar pessoas da pobreza e a reduzir a dependência da ajuda externa. A mensagem central do relatório deste ano é que África tem à sua disposição uma excelente oportunidade para alavancar todos os recursos energéticos, de forma a apoiar a sua agenda de recuperação económica pós-COVID-19, diminuir o hiato de acesso e combater a pobreza. Não podemos esquecer este imperativo. Espero que desfrute da leitura do relatório.



**Muito obrigado,**

**NJ Ayuk**  
**Presidente**

**Câmara Africana de Energia**







## Principais Destaques

- A geração de fluxo de caixa livre (FCL) e as participações governamentais diminuiram pouco menos de 50% em 2020.
- Maior produção de FCL esperada em 2021, apoiada pela melhoria dos preços das mercadorias e pela redução dos investimentos de capital.
- Aumento do licenciamento e das atividades de investimento em 2022, que reduzirão o FCL em 15%.
- A perspectiva a curto prazo sugere um bom equilíbrio entre oferta e procura para o resto de 2021, mas um excesso de oferta se a OPEP+ cumprir as suas novas metas de oferta.
- Pode haver uma correção nos preços de referência a partir de 2022 se os volumes adicionais da OPEP+ resultarem numa oferta superior à procura.
- A procura e oferta deverão apresentar uma retoma após terem sido afetadas em 2020 pela COVID-19 e em 2021 por um défice da oferta.
- Os principais preços de referência devem manter-se elevados devido a novos atrasos no fornecimento de GNL, exemplificado pela recente escalada nos preços do gás durante 2021, também afetada pelos fluxos de gasodutos.
- Estima-se que a COVID-19 e a subsequente perturbação dos mercados globais tenham afastado de África cerca de 150 mil milhões de dólares em despesas de prospeção e desenvolvimento entre 2020 e 2025.
- Nos últimos 12 a 15 meses, mais empresas, e em especial as majors, anunciaram revisões estratégicas com um foco crescente na transição energética, diminuindo as suas emissões de carbono, reduzindo assim as respetivas despesas upstream daqui para frente.
- Embora se espere que 2021 registe um investimento upstream marginalmente mais alto, totalizando pouco mais de 33 mil milhões de dólares em África, a queda estimada nas despesas upstream em África entre 2022 e 2025 rondará os 34 mil milhões de dólares em comparação com as estimativas do final de 2020.
- As despesas de capital upstream caíram quase 50%, passando do patamar dos 60 mil milhões de dólares em 2014 para um valor estimado de 33 mil milhões de dólares em 2022.
- Espera-se que a atividade de perfuração diminua para cerca de 950 poços por ano em 2022, contrastantes com os 1475 poços perfurados em 2012.
- A procura por plataformas offshore em 2021 diminuiu em 22% quando comparada com 2020, mas estima-se que a procura em 2022 duplique em relação aos níveis de 2021, evidenciando um mercado movimentado para prestadores de serviços de perfuração.
- Se em 2020 testemunhámos o segundo menor volume de descobertas da última década, até agora, em 2021, foram descobertos volumes muito menores.
- Apenas 1 poço de alto impacto foi perfurado em 2021, o que resultou em fluxos não comerciais de petróleo; espera-se que mais 3 venham a ser perfurados antes do final do ano.
- Espera-se que 2022 seja um ano muito mais encorajador, prevendo-se a perfuração de 13 poços de alto impacto.
- Prevê-se a conclusão de 6 rondas de licenciamento antes do final de 2021, com a oferta de cerca de 92 blocos. Em 2022, espera-se que 14 rondas sejam fechadas, embora 7 dessas rondas continuem incertas.
- As majors estão a alienar ativos de petróleo não refinado intensivos em carbono para atingir as metas de descarbonização através da venda às Empresas Petrolíferas Nacionais (NOC, no acrónimo inglês) e às Empresas Petrolíferas Internacionais (IOC, no acrónimo inglês), num cenário de players em constante mudança.
- As NOC têm vindo a comprar ativos de petróleo não refinado às majors.
- Espera-se que as majors europeias aumentem a produção de gás, com o intuito de entrar nos mercados globais por meio da produção de GNL.
- Os governos do G20 alocaram 123 mil milhões de dólares de financiamento público em África e no Médio Oriente entre 2013 e 2019.
- As instituições financeiras europeias evidenciam uma maior relutância em investir em projetos relacionados com combustíveis fósseis.
- É provável que as instituições de financiamento asiáticas continuem a ser as principais fontes de financiamento de projetos de combustíveis fósseis em África.



## 1.1. Panorama do Mercado.

### Espera-se que a produção de FCL diminua em 2022 com a **retoma do investimento**

---

**A geração de fluxo de caixa livre (FCL) e as participações governamentais diminuirão pouco menos de 50% em 2020**

---

**Maior geração de FCL esperada em 2021, apoiada pela melhoria dos preços das mercadorias e pela redução dos investimentos de capital**

---

**Aumento do licenciamento e das atividades de investimento em 2022, que reduzirão o FCL em 15%**

---

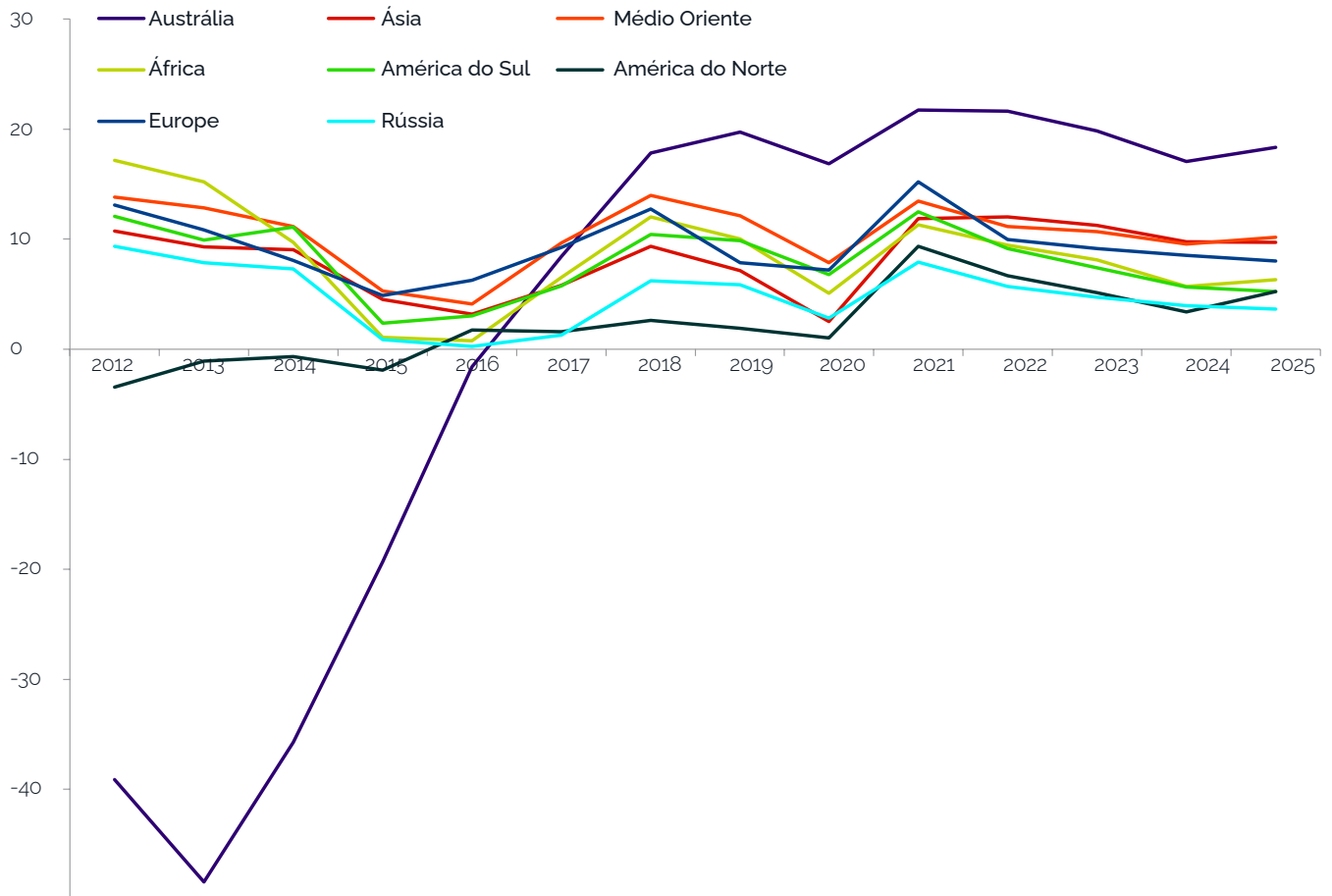
O ano passado foi um ano de exceção para a indústria de petróleo e gás, tendo a COVID-19 afetado a procura global e, conseqüentemente, levado à queda dos preços do petróleo. As empresas responderam rapidamente, reduzindo orçamentos e adiando decisões relativas ao licenciamento de projetos futuros. Estas medidas ajudaram os operadores a superar a tempestade e posicionaram as empresas para que possam colher os benefícios nos anos vindouros. Espera-se que este seja um ano recorde em termos de geração de FCL. A geração global de FCL para todas as empresas de capital aberto está estimada em mais de 350 mil milhões de dólares, apoiada pelo aumento dos preços do petróleo. Espera-se que a maior parte deste aumento venha da América do Norte, enquanto África deve contribuir com cerca de 24 mil milhões de dólares para o total. Continua a existir um risco de queda dos preços do petróleo em 2022 e, portanto, estimamos que os FCL venham a diminuir para cerca de 300 mil milhões de dólares em 2022, dos quais 17 mil milhões virão de África, que ainda permanece acima do patamar de 2019, 20 mil milhões de dólares.

Observando as tendências da Imagem 1.1., onde os FCL gerados por

barril equivalente de petróleo (boe, no acrónimo inglês) se encontram ilustrados por continente, é expectável que todos os continentes venham a gerar FCL positivos daqui em diante. As maiores atividades de investimento na Austrália e nos Estados Unidos foram responsáveis pelos fluxos de caixa negativos no período de 2012 a 2015, porém, os avultados investimentos do passado e o adiamento do licenciamento de projetos devolveram os continentes a valores de fluxos de caixa positivos. Espera-se que a Austrália gere os maiores FCL, acima dos USD 20/boe, seguida da Europa, que gerará USD 15/boe em 2021. Enquanto se prevê que a Austrália gere mais de USD 18/boe a curto prazo, o FCL de África por barril deverá diminuir gradualmente de USD 11/boe em 2021 para USD 6,5/boe em 2025. Globalmente, o principal responsável por 2021 ter sido um ano recorde são os Estados Unidos, gerando cerca de USD 10/boe em 2021, em comparação com apenas USD 1/boe em 2020. Estima-se que o fluxo de caixa por barril da América do Norte caia para cerca de USD 5/boe em 2025, contrastando com os atuais USD 9,5/boe. Com o início do próximo ciclo de investimento, espera-se que a geração de FCL venha a diminuir gradualmente em curto prazo.

**Imagem 1.1.1: Análise da Indústria – Panorama do Mercado**

**Evolução do fluxo de caixa livre upstream por continente - USD / bep nominal**



África encontra-se mais alinhada com os restantes continentes, estando o FCL cumulativo de todos os projetos africanos ilustrado na Imagem 1.1.2. Em 2021, espera-se que o continente gere FCL de cerca de 50 mil milhões de dólares, ligeiramente abaixo dos 55 mil milhões registados em 2018. Dada a rápida resposta das empresas, a onda de choque de 2020 foi menos severa do que a do crash de 2015. No entanto, prevê-se que a retoma seja cir-

cunscrita a 2021, dado que a geração de FCL começa a diminuir à medida que se licencia a prospeção de mais recursos e os níveis de investimento aumentam. Isto leva a uma queda prevista de 15% na geração de FCL em 2022. Na primeira metade desta década, estimamos que se venha a licenciar em 2024 a prospeção do maior volume de recursos, com mais de metade a envolver projetos offshore em águas profundas e ultraprofundas.

Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

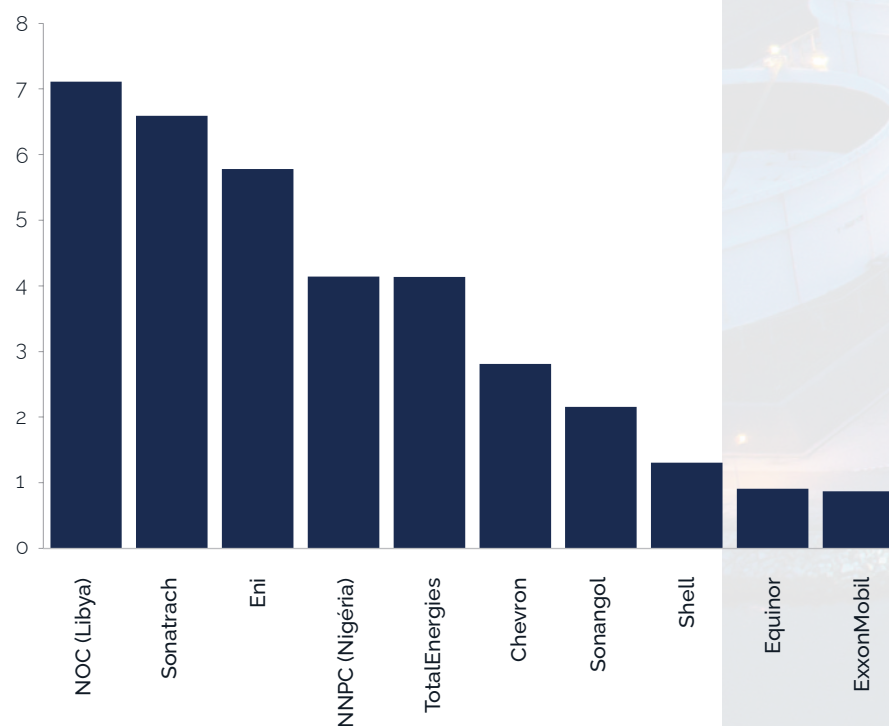
Imagem 1.1.2 Espera-se que a atividade de prospeção na região aumente gradualmente até aos níveis de 2019, embora bastante abaixo dos níveis anteriores a 2015. A retoma é predominantemente impulsionada pela prospeção no Gana e em Angola. No entanto, estima-se que a atividade greenfield continue a aumentar ao longo do resto da década, à medida que muitos dos projetos de extração de GNL na África Oriental começarem a atrair investimentos. Os investimentos greenfield offshore na África Subsaariana também devem aumentar com a retoma da atividade de licenciamento. É ainda evidente uma mudança importante na evolução de África: o continente deverá conceder o aval à prospeção de mais recursos de gás em comparação com a última década, que se concentrou principalmente em projetos de petróleo não refinado.

**Imagem 1.1.2: Análise da Indústria – Panorama do Mercado**  
Evolução dos FCF upstream e previsão para 2025, África – Valores em mil milhões de dólares nominais



A Imagem 1.1.3. apresenta o fluxo de caixa livre previsto para 2021 e 2022, respetivamente, em relação às 10 principais empresas a atuar em África. Com a melhoria dos preços das mercadorias e a retoma da produção em países como a Líbia, a lista é dominada por NOC e majors. As NOC da Líbia (NOC Libya) e da Argélia (Sonatrach) são as principais contribuintes em ambos os anos, sendo a ENI a maior contribuinte entre as majors. Os fluxos de caixa da BP registam uma melhoria significativa impulsionada pelo aumento da produção da sua base de ativos no Egito, sendo que a Rosneft ascende também à lista em 2022.

**Imagem 1.1.3: Análise da Indústria – Panorama do Mercado**  
As 10 maiores empresas em termos de FCL de 2021 em África – Valores em mil milhões de dólares nominais



Fonte: UCube, agosto de 2021



**Imagem 1.1.4: Análise da Indústria – Panorama do Mercado**

**Evolução das participações governamentais em África – Valores em mil milhões de dólares nominais**

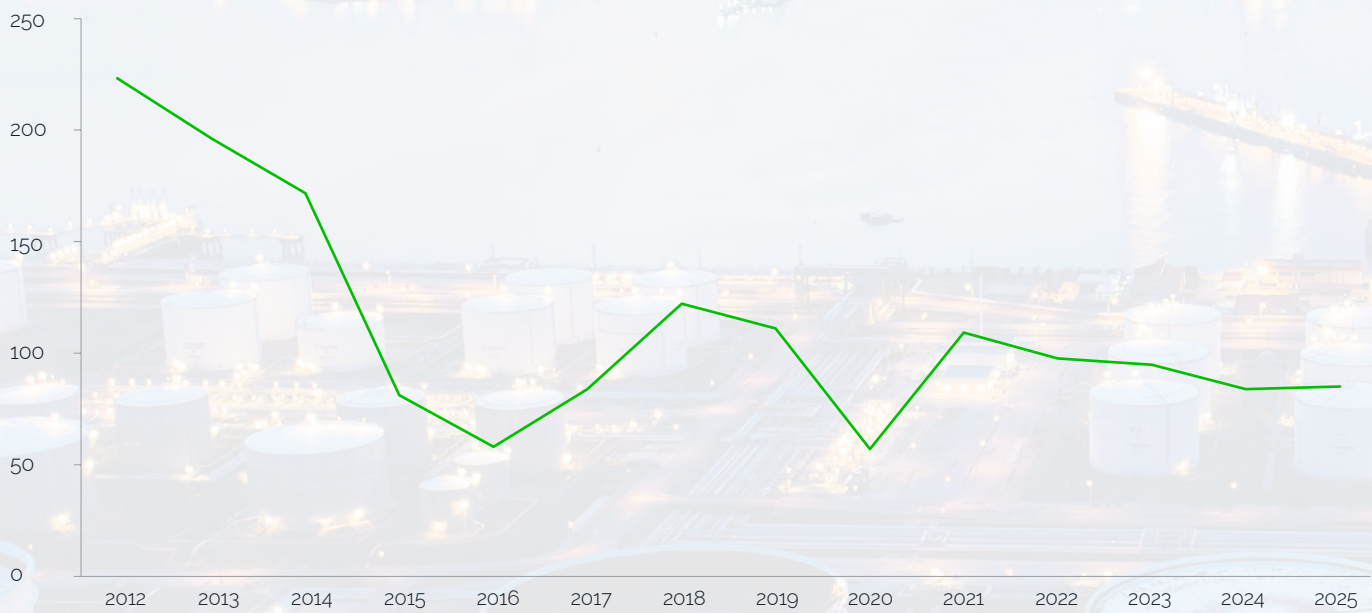


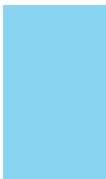
Imagem 11.4 ilustra a evolução do FCL obtido pelos governos africanos. Vários parâmetros fiscais, como royalties, lucros do petróleo e outros impostos, contribuem para estes fluxos de caixa. Estes variam de acordo com diferentes parâmetros, como a produção, a rentabilidade e os preços das mercadorias, dependentes dos regimes fiscais dos respetivos países. Embora os fluxos de caixa continuem bastante abaixo dos níveis de 2012, espera-se que regressem ainda este ano aos níveis de 2019 (cerca de 100 mil milhões de dólares), depois de se terem atingido mínimos de 55 mil milhões de dólares em 2020. Depois disso, é expectável um declínio gradual. Embora o gás vá desempenhar um papel importante no futuro, a participação governa-

mental não deverá alterar muito, devendo permanecer em África próximo dos 75%, em média.

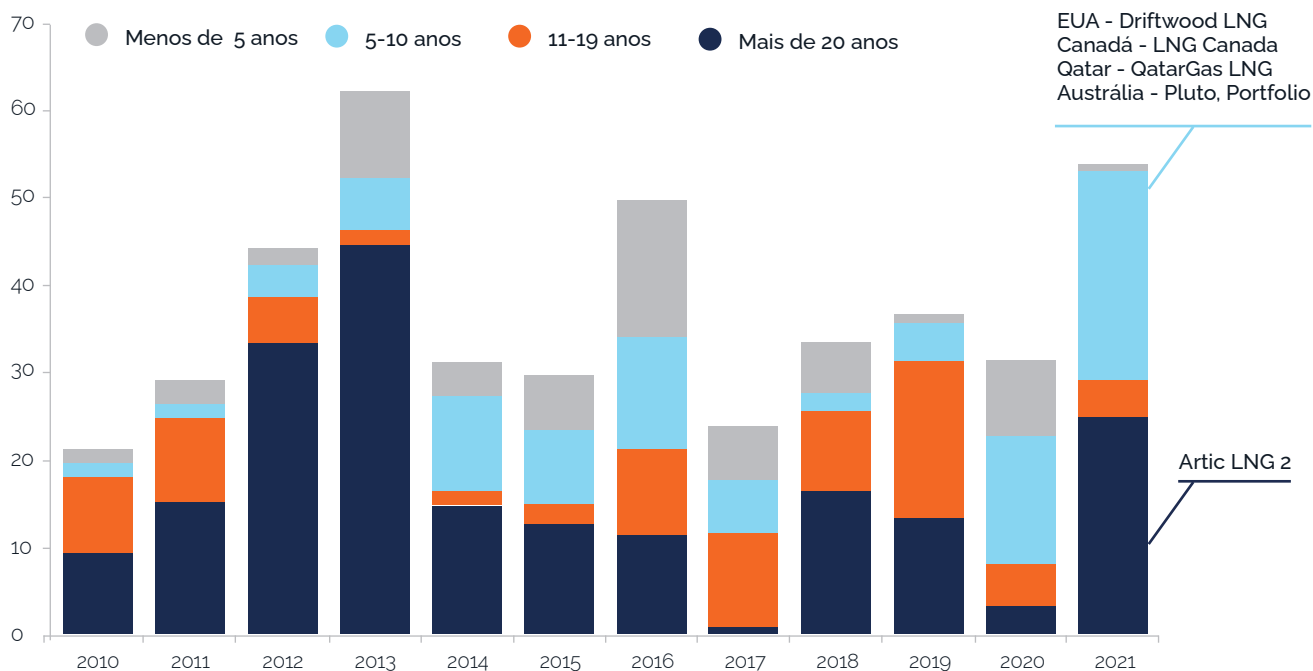
Recentemente, o mercado spot dentro do mercado do gás tornou-se bastante ativo devido às atuais condições de mercado, tais como os altos preços do gás na Ásia e Europa. De facto, registou-se uma maior atividade no mercado spot. No entanto, quando se trata do licenciamento de projetos de extração de GNL, os operadores ainda estão a assinar contratos de longo prazo, de forma a evitar incertezas. Anteriormente, verificou-se a existência de projetos de extração de GNL licenciados após terem reservado pelo menos 85% da capacidade do projeto para contratos a longo prazo, mas esse número tem

vindo a diminuir recentemente. Outra tendência interessante foi a alteração de um paradigma na duração dos contratos, que antes eram acordados a 20 anos e agora passaram a ser predominantemente a 5 ou 10 anos. No entanto, mesmo em tempos de elevada atividade no mercado spot de gás, os contratos a longo prazo continuam a ter um valor relevante, como a Imagem 11.5 evidencia. Em 2021, foi contratualizada a extração de mais de 50 Mt (milhões de toneladas) de GNL a longo prazo, o que é comparável aos níveis de 2016. A Driftwood LNG nos Estados Unidos, a LNG Canada no Canadá, a Qatar LNG no Qatar, a Arctic LNG 2 na Rússia e a Pluto LNG na Austrália são alguns exemplos de projetos que assinaram tais acordos a longo prazo.

Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021



**Imagem 1.1.5: Análise da Indústria – Panorama do Mercado**  
Evolução das participações governamentais em África – Valores em mil milhões de dólares nominais



Fonte: UCube, agosto de 2021

Muitas das nações africanas ainda dependem de hidrocarbonetos como fontes de receitas de exportação e para consumo interno. No Norte de África, a Argélia é um dos principais exportadores de gás para a Europa, produzindo volumes significativos de crude. Na África Subsaariana, a Nigéria e Angola produzem mais de 1 milhão de barris por dia (bpd) de petróleo não refinado anualmente, enquanto países como a Mauritânia e o Senegal detêm vastos recursos de gás descobertos. Na África Oriental, espera-se que países como o Uganda e o Quênia avancem com os seus primeiros projetos de prospeção de petróleo na segunda metade da década, enquanto Moçambique e a Tanzânia já se encontram a diligenciar esforços de forma a comercializar os seus recursos de gás.



# África é uma Potência

**Junte-se a nós na vanguarda da  
indústria energética africana.**

Aproveitamos a experiência, o conhecimento e a força coletiva dos membros da nossa equipa para assumir um papel ativo na elaboração de políticas, recorrendo às melhores práticas e utilizando recursos de modo a criar valor para os africanos.

**Juntos,  
podemos moldar  
o futuro da  
energia em  
África.**



**African  
Energy  
Chamber**

Descubra mais  
[www.energychamber.org/members](http://www.energychamber.org/members)

Contacte-nos por e-mail  
[members@energychamber.org](mailto:members@energychamber.org)

[www.energychamber.org](http://www.energychamber.org)



## 1.2. Mercado Petrolífero. COVID-19 causa turbulência sem precedentes no mercado petrolífero. Alívio das **restrições globais e acordos da OPEP+** resultam em retoma do preço do crude

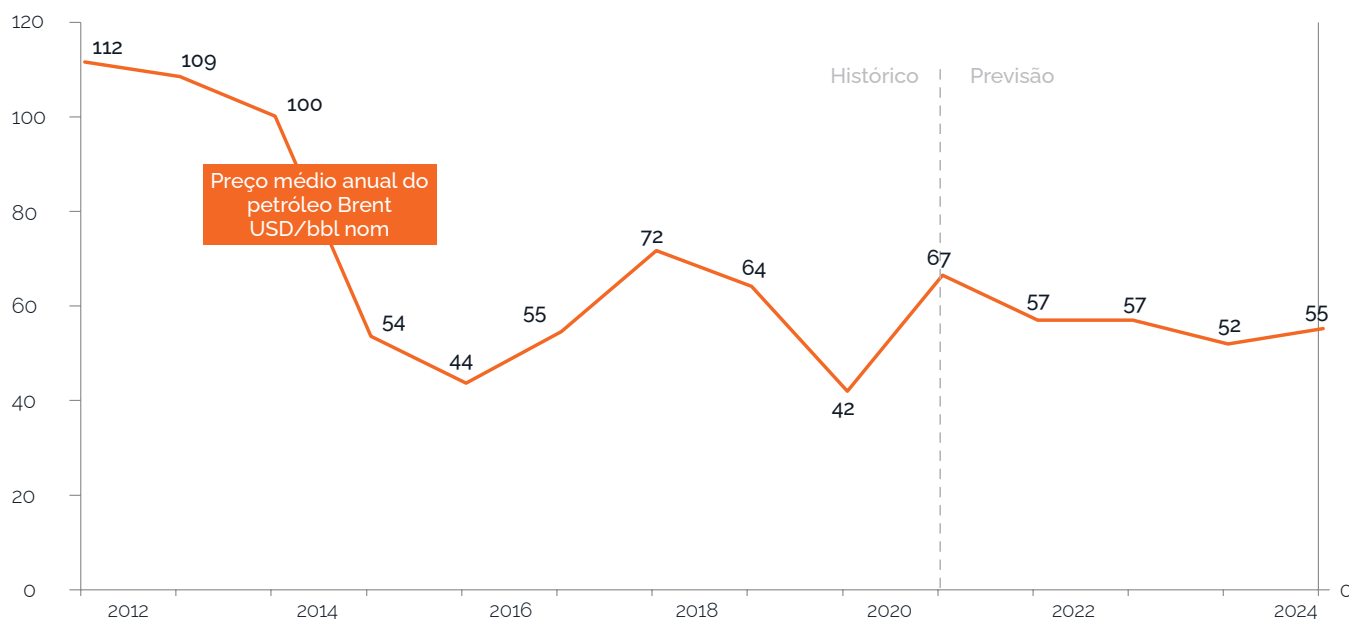
A perspectiva a curto prazo sugere um bom equilíbrio entre oferta e procura para o resto de 2021, mas um excesso de oferta se a OPEP+ cumprir as suas novas metas de oferta

Pode haver uma correção nos preços de referência a partir de 2022 se os volumes adicionais da OPEP+ resultarem numa oferta superior à procura

Até agora, 2021 tem sido o ano da retoma dos preços do petróleo não refinado, depois da pandemia da COVID-19 ter causado os mínimos de 2020. As medidas de confinamento foram gradualmente aliviadas em todo o mundo, o que resultou no levantamento das restrições ao transporte. Entre 2019 e 2020, a procura

global de líquidos sofreu uma contração média anual de cerca de 9 milhões de bpd, sendo expectável uma retoma de cerca de 5,15 milhões de bpd em 2021. A Imagem 1.2.1 apresenta as alterações anuais no preço médio do petróleo Brent, bem como uma projeção da melhor estimativa para 2025.

**Imagem 1.2.1: Perspetiva do preço do petróleo (Brent USD/bbl nominal)**

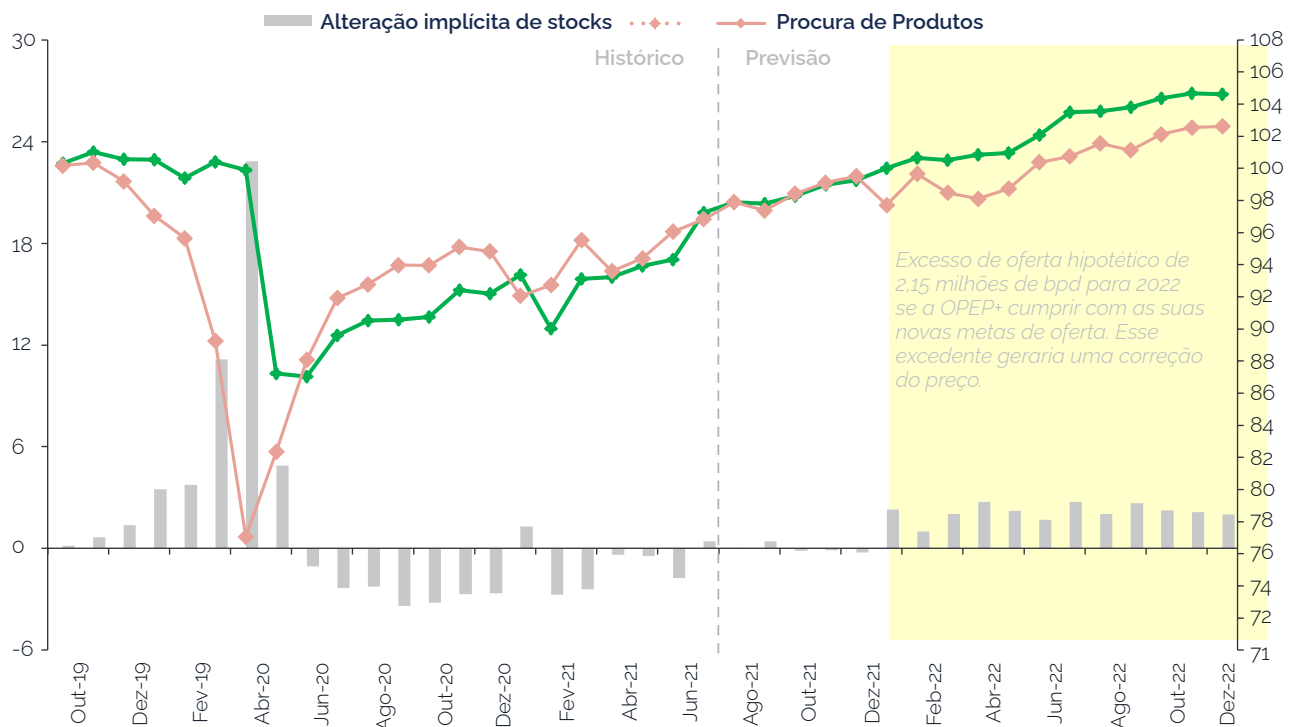


A Imagem 1.2.2 apresenta os desequilíbrios do mercado mês a mês e os correspondentes aumentos ou diminuições de stocks. O desastroso mês de abril de 2020 testemunhou uma turbulência sem precedentes no mercado, resultante do confinamento de várias economias, cujo efeito foi agravado quando a OPEP e a Rússia aumentaram a produção, o que resultou numa situação de excesso de oferta de cerca de 23 milhões de bpd. Os

fornecedores responderam à situação de excesso de oferta e aos preços negativos reduzindo a produção a nível global. A diminuição na produção imposta pela OPEP+ e pelos governos restaurou algum equilíbrio à situação de excesso de oferta de 2022. No seguimento disto, o equilíbrio entre procura e oferta foi restaurado, ou melhor, direcionado para um mercado subfornecido com a entrada em vigor de algumas restrições. No restante de

2020, registou-se uma diminuição da oferta de líquidos para uma média de 90 milhões de bpd, com a procura a recuperar gradualmente para uma média de 91,6 milhões de bpd. As quotas de produção da OPEP+ permaneceram em vigor, ao passo que as restrições impostas pelos confinamentos foram amenizadas ao longo do início de 2021, resultando numa diminuição da oferta de líquidos, que se situou ligeiramente abaixo da procura.

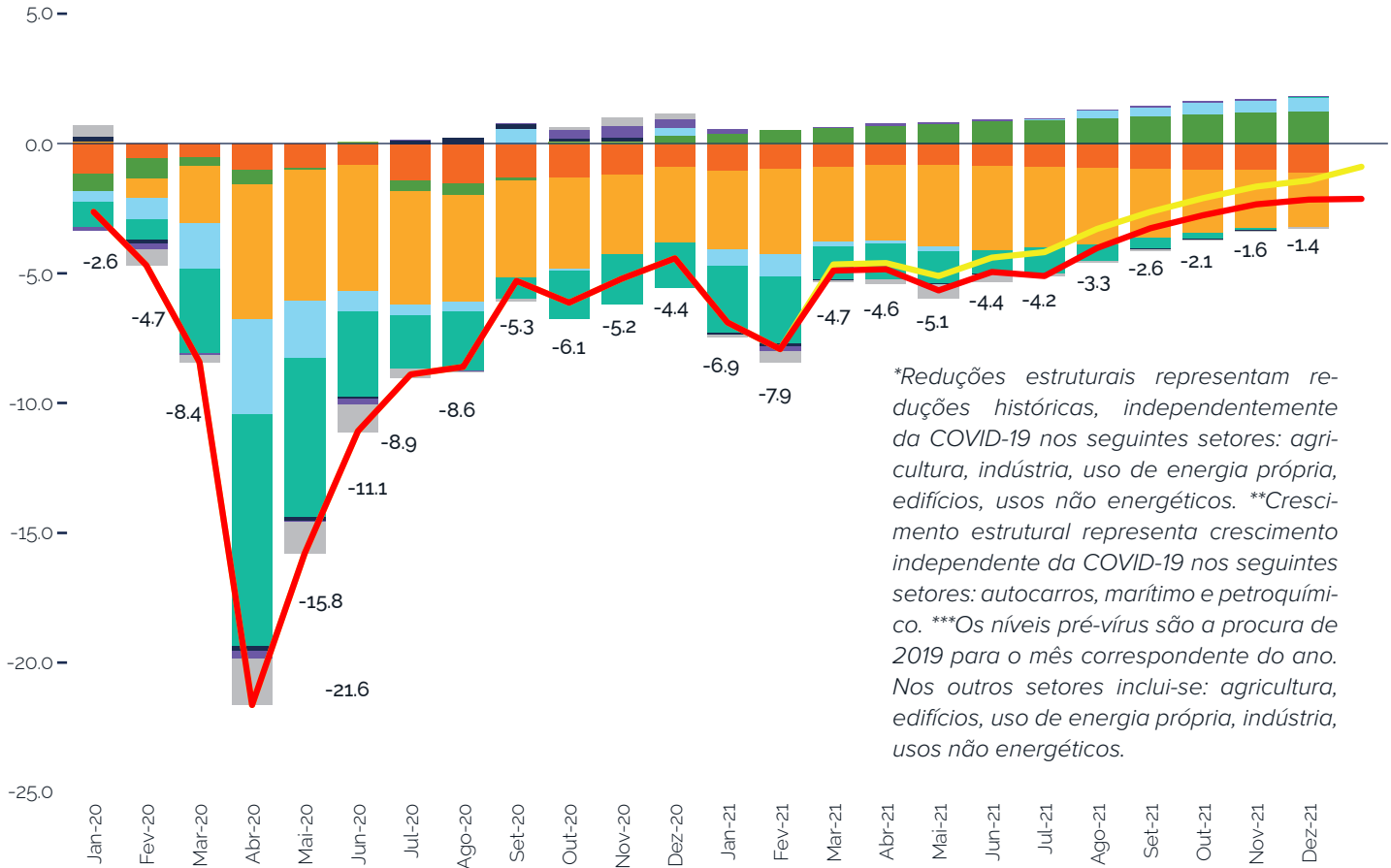
**Imagem 1.2.2: Balanços globais de procura e oferta de líquidos: modelo de referência vigente**  
Milhões de bpd



Fonte: Rystad research and analysis; OilMarketCube



**Imagem 1.2.3: Previsão da procura global de produtos de petróleo (líquidos) por cenário**  
Milhões de barris por dia



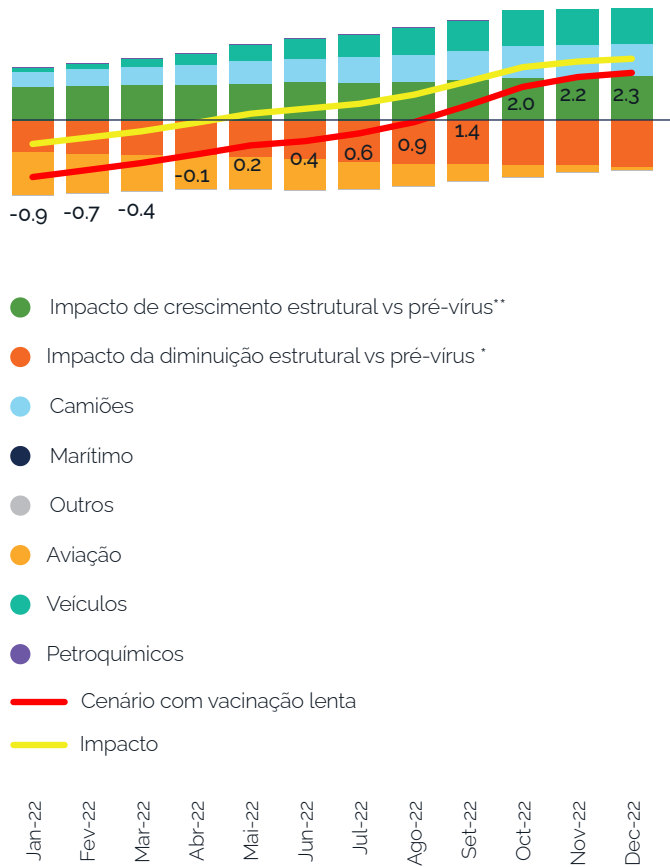
\*Reduções estruturais representam reduções históricas, independentemente da COVID-19 nos seguintes setores: agricultura, indústria, uso de energia própria, edifícios, usos não energéticos. \*\*Crescimento estrutural representa crescimento independente da COVID-19 nos seguintes setores: autocarros, marítimo e petroquímico. \*\*\*Os níveis pré-vírus são a procura de 2019 para o mês correspondente do ano. Nos outros setores inclui-se: agricultura, edifícios, uso de energia própria, indústria, usos não energéticos.

No início de 2021, o equilíbrio foi restaurado, mas a segunda vaga da COVID-19 na Europa e na Ásia criou ainda mais turbulência. Os efeitos prolongados dessa segunda vaga na Europa e os novos surtos em países asiáticos desaceleraram a retoma da procura de petróleo na primeira metade de 2021. No entanto, espera-se que a retoma da procura venha a acelerar no segundo semestre do ano, motivada pelo aumento da mobilidade interna, à medida que as taxas de vacinação aumentem globalmente. Ainda que todos os anos se registre um aumento sazonal da atividade aérea, os níveis globais de procura de combustível para aviação permanecem

substancialmente baixos, sendo que as restrições na aviação internacional prejudicam a retoma imediata da procura de combustíveis para este mercado. No geral, estima-se que 2021 registre uma situação de equilíbrio, com a oferta a corresponder à procura.

Até ao momento, no segundo semestre de 2021, a China registou um aumento nos casos de COVID-19 e certas regiões da Índia têm evidenciado uma incidência preocupante de casos de COVID-19, o que acarreta riscos de novas restrições. Assim, com a aproximação de 2022, permanece alguma incerteza sobre como se desenvolverá o surto deste

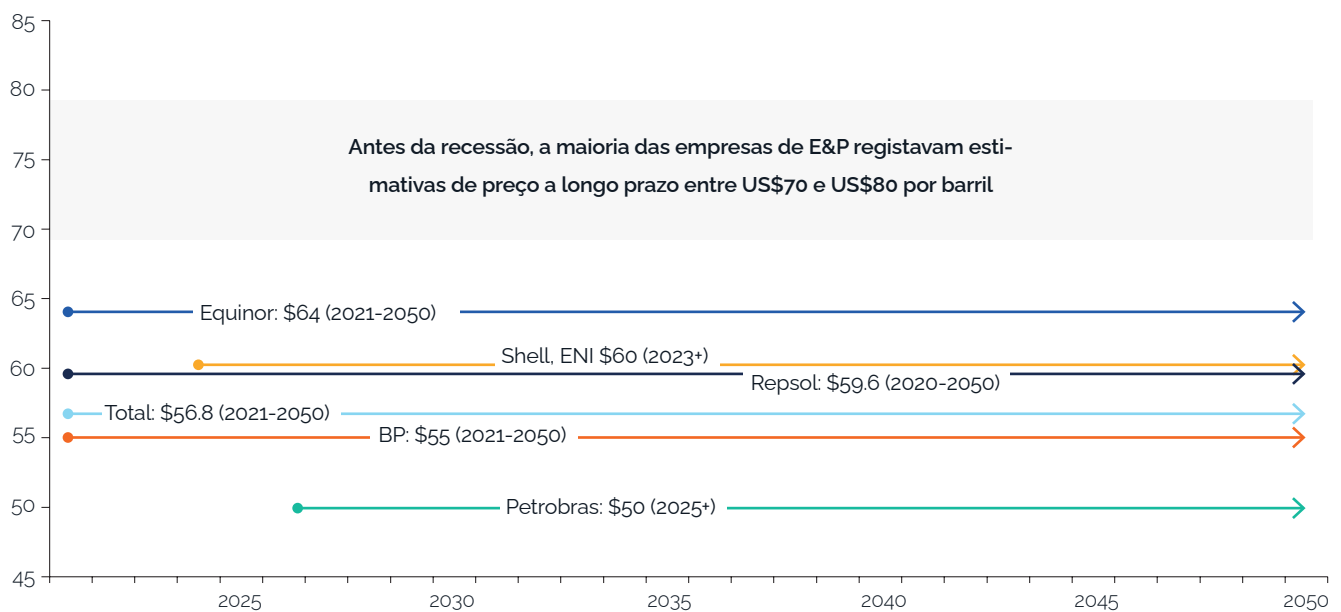
vírus, como reagirão as economias e, em última instância, qual será o impacto nos mercados petrolíferos. Uma vez que os especialistas em saúde de todo o mundo sugerem que a vacinação é uma das maneiras mais eficazes de conter a propagação do vírus, um ritmo lento de vacinação poderá ser perigoso. A Imagem 1.2.3 apresenta um cenário do que pode acontecer se o processo global de vacinação apresentar um progresso lento, resultando numa maior disseminação do vírus. O modelo de partida assenta num aumento gradual da procura ao longo de 2021, de forma a que se atinjam os níveis de procura pré-COVID-19 até ao final desse ano.



Desde que a perspectiva da procura esteja alinhada com o modelo de partida, o atraso deverá tornar-se bastante evidente em 2022 se a OPEP+ se mantiver fiel ao plano atual de aumentar a produção em 400 mil bpd por mês e, em seguida, introduzir quotas mais altas para os «Chosen 5» — Arábia Saudita, Rússia, Iraque, Kuwait e Emirados Árabes Unidos — em maio de 2022.

No geral, em relação às expectativas do preço do petróleo das principais E&Ps, parece ser consensual uma revisão em baixa das perspectivas relativas ao preço do petróleo, ainda que a visão dominante seja a de que o preço permanecerá acima dos 50 USD/bbl. Este nível de preços é sustentado pelo custo de trazer novos volumes para o mercado. A Imagem 1.2.4 compara as perspectivas do preço do petróleo comunicadas a partir das atualizações mais recentes.

**Imagem 1.2.4: Hipóteses a longo prazo de preço do petróleo muito semelhantes entre as majors USD por barril**



Fonte: Pesquisa e análise da Rystad Energy

## 1.3. Mercado do Gás.

# Os preços do gás devem aumentar

## devido à forte procura global

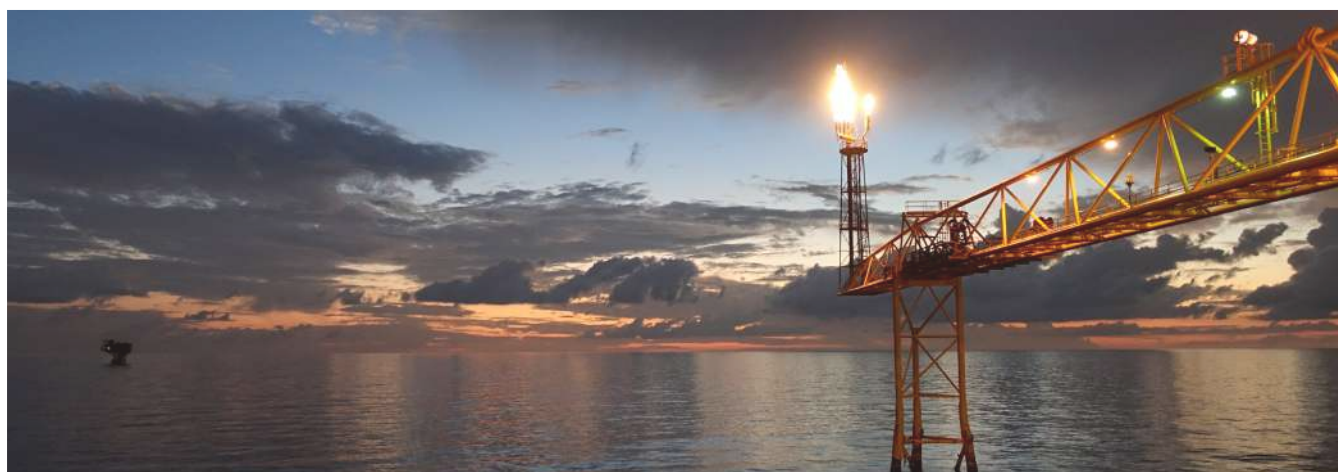
**A procura e oferta deverão apresentar uma retoma após terem sido afetadas em 2020 pela COVID-19 e em 2021 por um défice da oferta**

**Os principais preços de referência devem manter-se elevados devido a novos atrasos no fornecimento de GNL, exemplificado pela recente escalada nos preços do gás durante 2021, também afetada pelos fluxos de gasodutos**

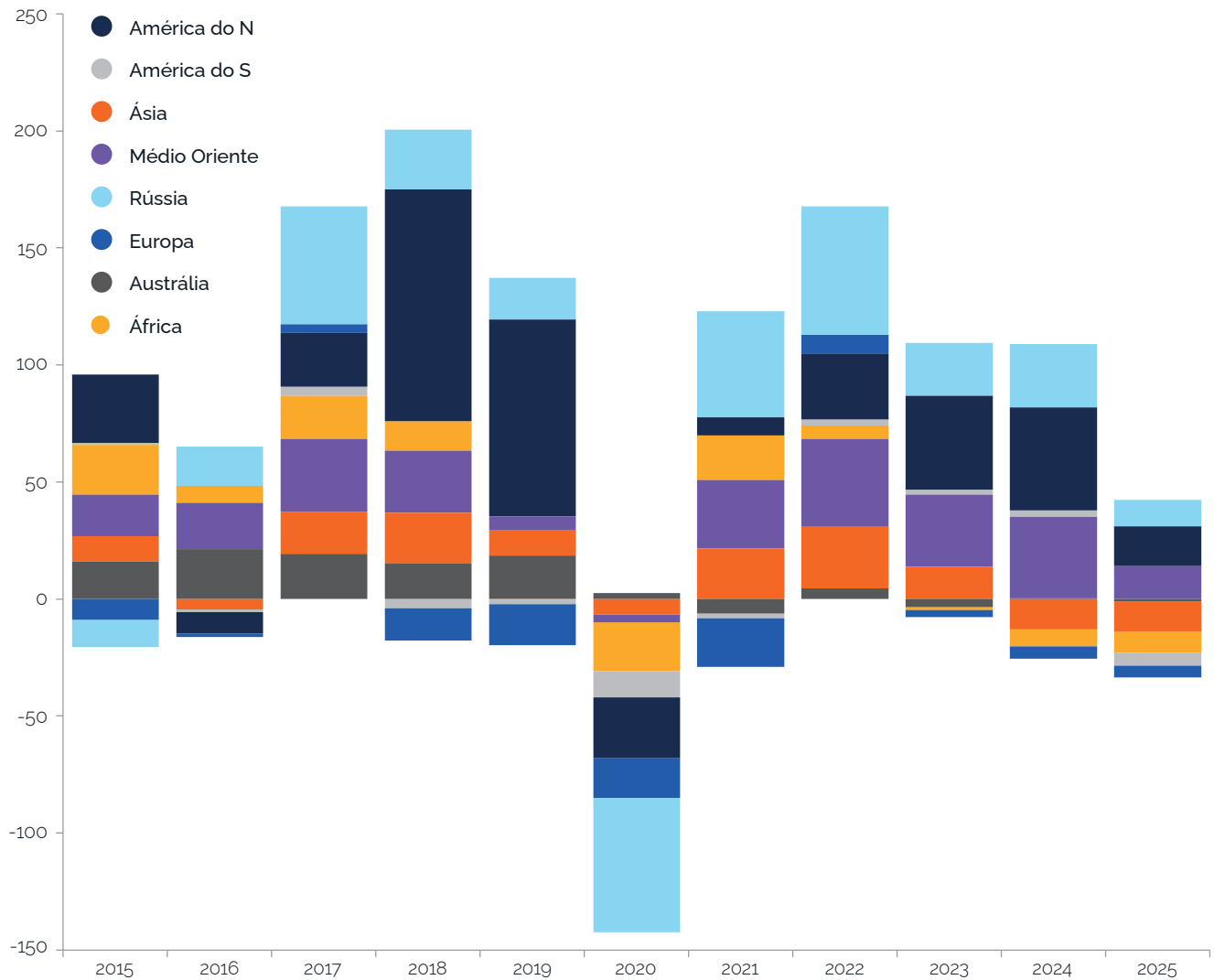
Tanto a procura como a produção de gás têm crescido de forma consistente ao longo da última década, o que representa uma tendência que deverá continuar à medida que os esforços globais de descarbonização se intensifiquem. Contudo, no ano passado houve uma queda devido às restrições impostas pela COVID-19, que afetaram a procura e oferta de gás, tendo estas caído 3% e 4%, respetivamente. Como demonstra a Imagem 1.3.1, a redução na produção de gás deveu-se sobretudo à Rússia, seguida pela América do Norte. A procura asiática manteve-se resiliente, embora tenha diminuído ligeiramente na maioria dos restantes continentes, inclusivamente na América do Norte, Rússia e Médio Oriente.

Para além das restrições à produção imediata de gás, vários outros projetos de extração de GNL enfrentaram atrasos nos li-

cenciamentos, aguardando ainda o início da extração de gás. Um desses casos é o projeto de fornecimento de 13 Mt por ano (MMtpa) de GNL em Moçambique na Área 1, cujo início sofrerá provavelmente um atraso significativo, uma vez que o país lida com ameaças de insurgência. Dito isto, continua a estar previsto que o projeto venha a prosseguir, apesar de se encontrar suspenso para já. O licenciamento do outro projeto na Área 4, com o fornecimento de 15 MMtpa em Rovuma, foi também adiado. Devido aos atrasos na cadeia de fornecimento de GNL, perspectiva-se a longo prazo um aumento dos preços para o GNL TTF (Title Transfer Facility), bem como para o GNL da Ásia, sendo expectável que em 2025 ocorra um pico no preço do gás. À medida que novos projetos iniciarem atividade até 2027, os preços do gás sofrerão alguma pressão para baixar.



**Imagem 1.3.1: Mercado do Gás**  
**Oferta de gás por continente – Bcm (milhares de milhões de metros cúbicos, na sigla inglesa)**

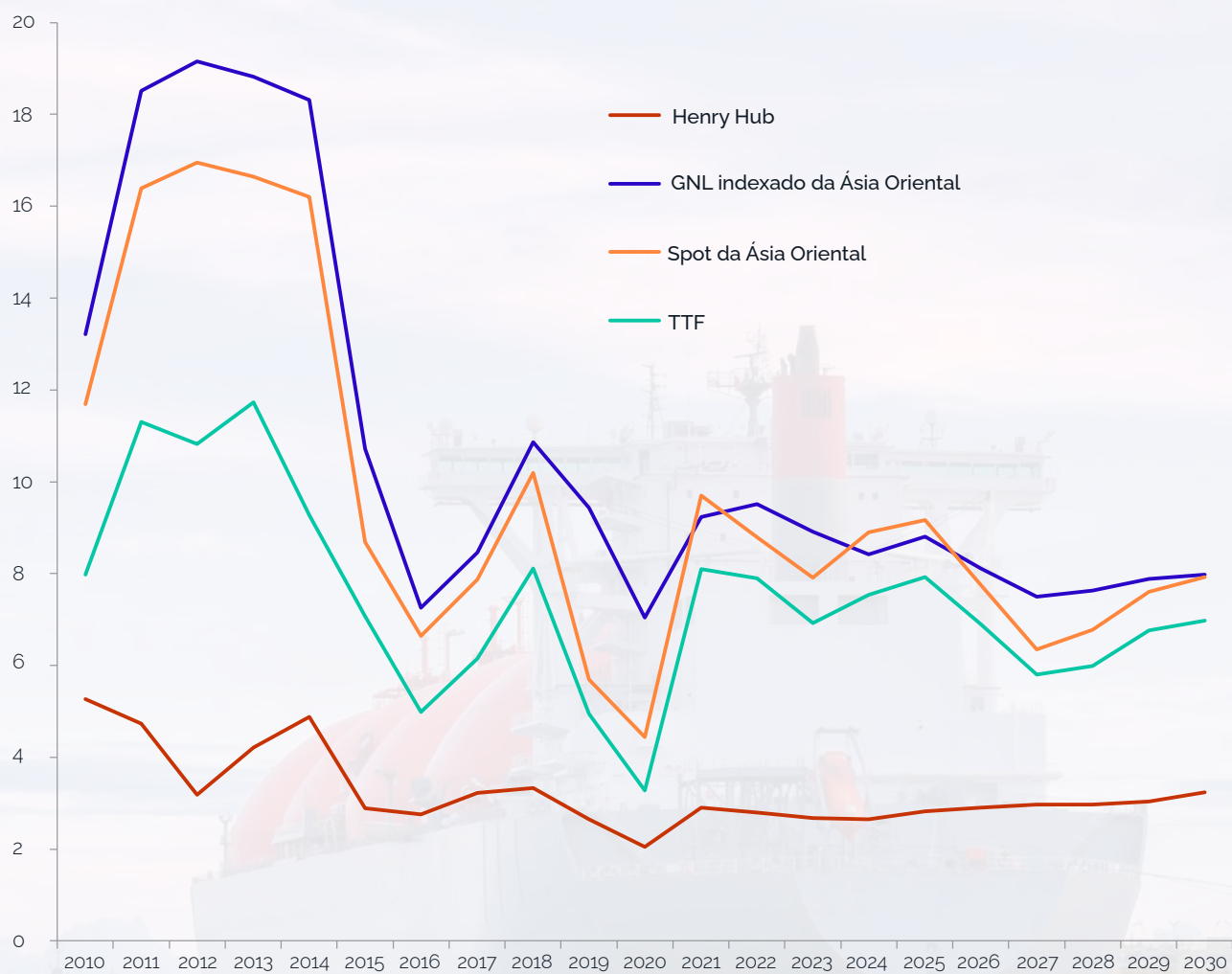


Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

Além da baixa capacidade de armazenamento de combustíveis na Europa, as exportações de gás russo mantiveram-se abaixo do esperado, sendo, por isso, previsível que o preço do gás TTF venha a registar preços elevados. Estima-se que os preços europeus venham a atingir em média USD 8,1 por MMbtu em 2021, enquanto os preços do GNL asiático deverão atingir em média USD 9,7 por MMbtu devido a uma elevada procura.

### Imagem 1.3.2: Mercado do Gás

Preço de referência histórico do gás e perspectivas para 2030 – USD/MMbtu



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

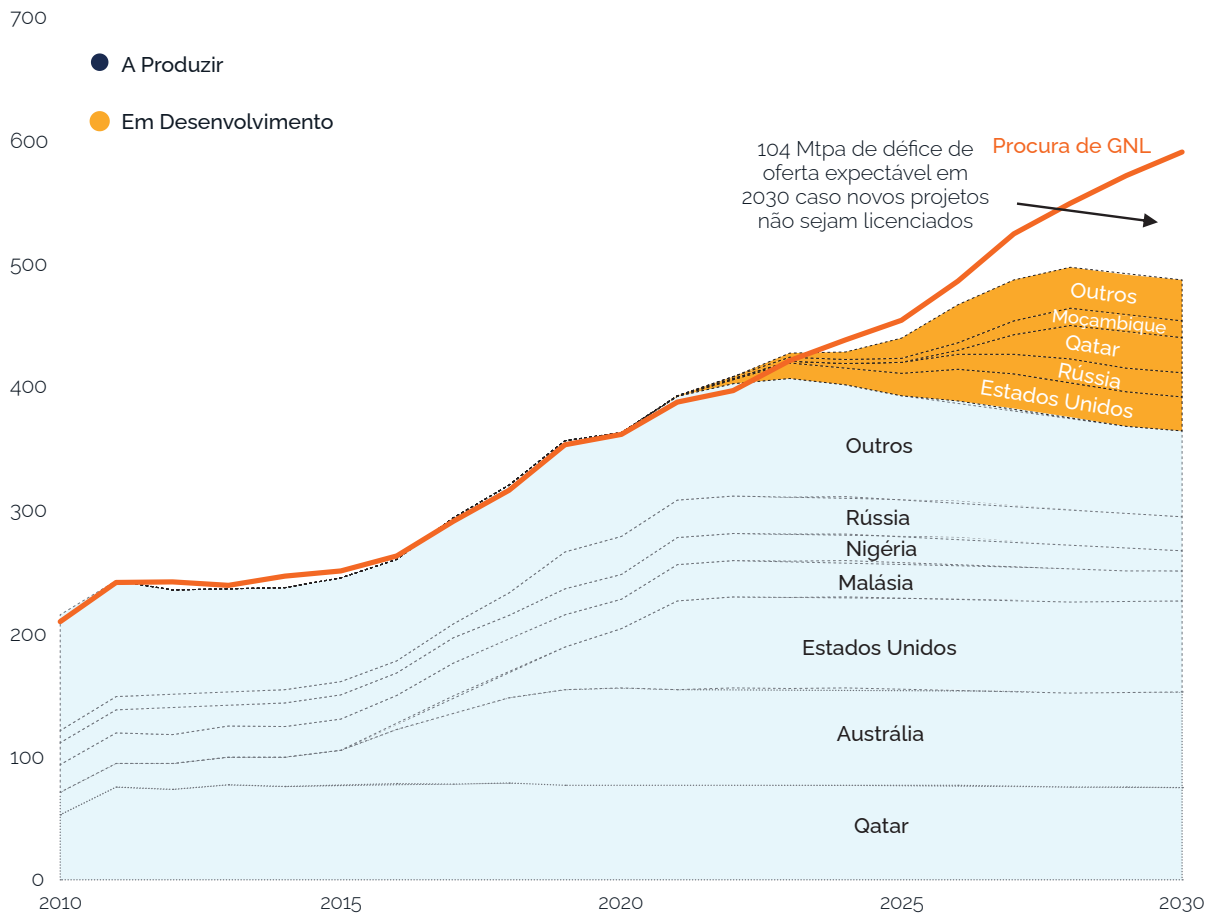
Ao longo dos próximos 2 anos, existirá GNL suficiente para satisfazer a procura, à medida que novos projetos iniciarem atividade, em 2022, como a Coral FLNG, em Moçambique, a Tangguh Train 3, na Indonésia, e a Calcasieu Pass, nos Estados Unidos. Neste período, é expectável

que a procura de GNL registre uma salutar taxa anual de crescimento composta de 5%. Apesar do arranque de alguns importantes projetos de extração de GNL, como sejam o Arctic LNG 2, o Golden Pass, o Train 7, da Nigeria LNG, e o projeto de expansão North Field, no Qatar,

prevê-se um défice de oferta a partir de 2024, como mostra a Imagem 1.3.3. Isto é motivado essencialmente por uma forte procura resultante da produção de eletricidade a partir de gás, visto que a pressão ambiental obstaculiza fortemente a produção de eletricidade a carvão.



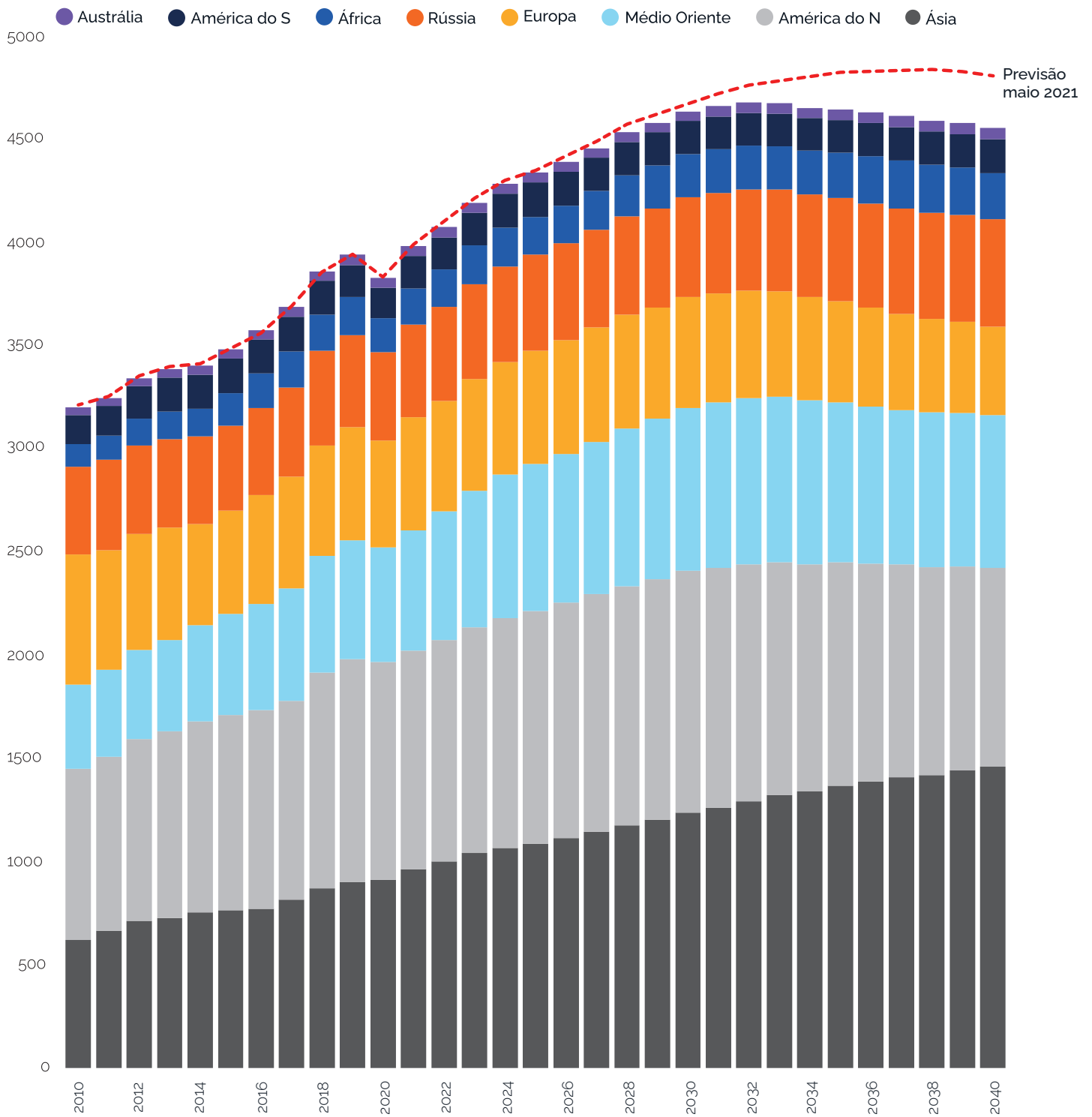
**Imagem 1.3.3: Mercado do Gás**  
**Fornecimento global de GNL por ciclo de vida e equilíbrio da procura de GNL – MMtpa**



Dado que as fontes de energia mais verdes atraem uma maior atenção e que os mercados maduros se concentram nas emissões, espera-se que a procura total de gás natural seja inferior ao estimado anteriormente. Prevê-se que a procura de gás atinja cerca de 4,5 Tcm (bilhões de metros cúbicos, na sigla inglesa) em 2040, diminuindo cerca de 250 Bcm ou 5,5% em relação às estimativas anteriores. Estima-se que o pico da procura se tenha transferido de 2037, com 4,9 Tcm, para 2032, com 4,7 Tcm. Estima-se ainda que o maior contributo para a redução da procura venha da América do Norte e Europa.



**Imagem 1.3.4: Mercado de Gás**  
Procura global de gás natural por continente – Bcm



Fonte: Rystad Energy GasMarketCube, junho de 2021

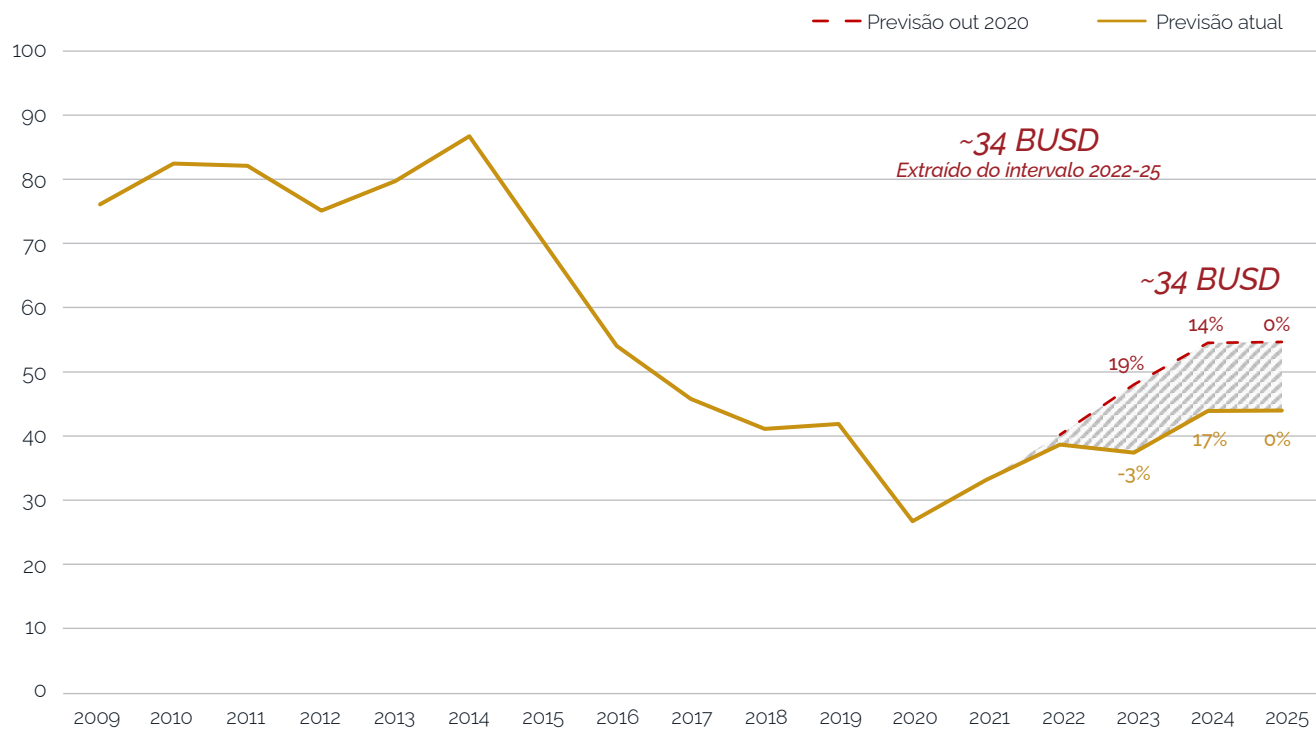
## 1.4. Impacto da COVID-19 na indústria do P&G

Estima-se que a COVID-19 e a subsequente perturbação dos mercados globais tenham afastado de África cerca de 150 mil milhões de dólares em despesas de prospeção e desenvolvimento entre 2020 e 2025

Nos últimos 12 a 15 meses, mais empresas, e em especial as majors, anunciaram revisões estratégicas com um foco crescente na transição energética, diminuindo as suas emissões de carbono, reduzindo assim as respetivas despesas upstream daqui para frente

Embora se espere que 2021 registre um investimento upstream marginalmente mais alto, totalizando pouco mais de 33 mil milhões de dólares em África, a queda estimada nas despesas upstream em África entre 2022 e 2025 rondará os 34 mil milhões de dólares em comparação com as estimativas do final de 2020

**Imagem 1.4.1: Perspetiva da contração do investimento em África**  
Despesas de capital em upstream africano (incluindo prospeção), estimativas de outubro de 2020 vs. estimativas atuais (Relatório de 2021) — Valores em mil milhões de dólares, nominal



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021



A indústria africana de petróleo e gás tem sido até agora uma das mais atingidas na sequência do surto de COVID-19. Os efeitos colaterais iniciais do hiato de procura e da queda de preços causados pela pandemia conduziram a licenciamentos de produção impostos pelos países africanos membros da OPEP. A reação inicial dos operadores resultou no adiamento de projetos com preços de breakeven elevados, na redução de despesas operacionais e de capital mais amplas e em previsões neutras de fluxos de caixa em curvas de preços do petróleo mais baixas. Quer a ENI quer a ExxonMobil declararam que iriam apostar no desenvolvimento de projetos com um preço de breakeven inferior a USD 35 por barril. A Shell anunciou que iria afastar-se dos megaprojetos em águas profundas na costa da Nigéria. Vários projetos em África com um licenciamento pendente foram planeados na presunção de um preço por barril entre os USD 55 e os USD 60. A queda do preço

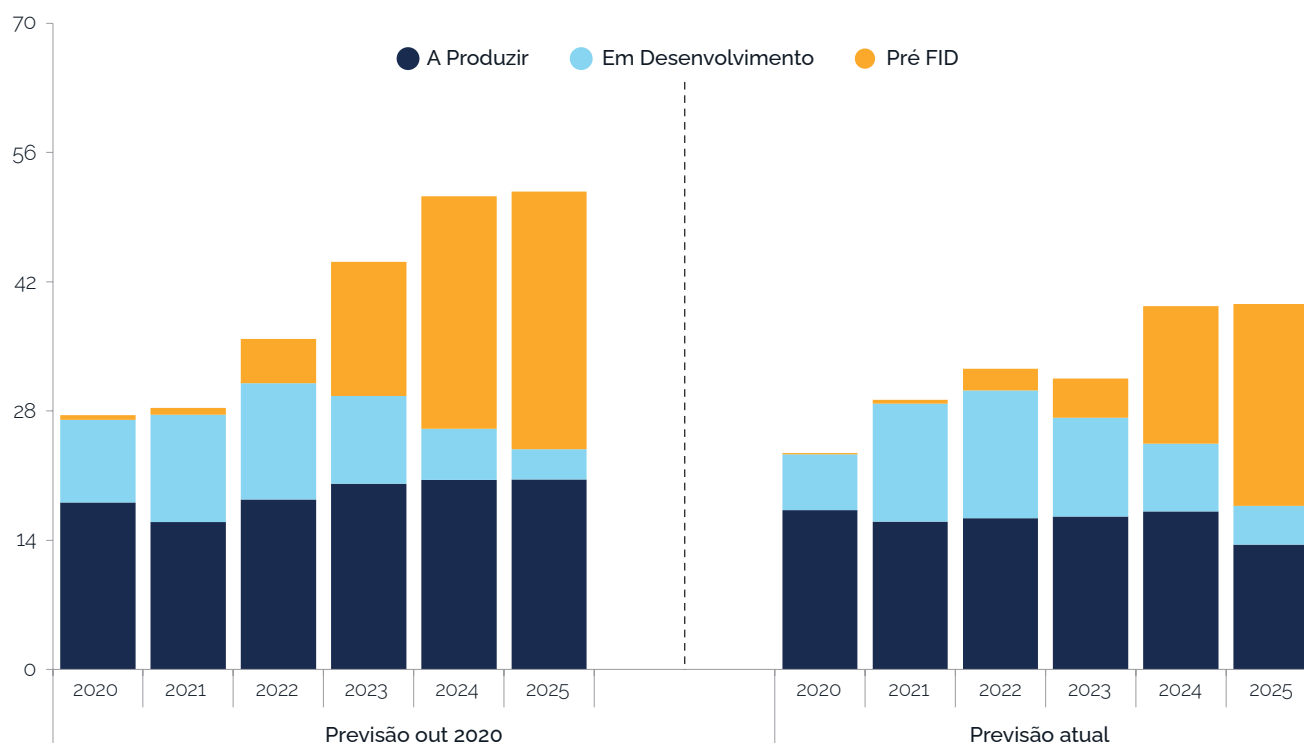
do petróleo para abaixo dos USD 35 por barril reformulou as expectativas económicas dos projetos, particularmente quando algumas das principais decisões finais de investimento (FID, no acrónimo inglês) em África têm um preço de breakeven do crude superior aos USD 45 por barril, sendo que uns se aproximam mesmo dos USD 60 por barril. A redução dos pontos de breakeven dos projetos continua a ser um desafio crucial para o continente africano como um todo e deveria ser essa uma das áreas nucleares de intervenção das estratégias dos governos.

Em 2021, os preços de crude estabilizaram em valores bastante superiores aos mínimos de 2020. O desenvolvimento do gás pobre da Sanha pela Chevron, o campo Cuica em Angola executado pela ENI, o projeto Kingfisher South operado pela CNOOC e o projeto onshore Tilenga, no Uganda, executado pela Total Energies foram alguns dos projetos fundamentais entretanto licenciados. Em re-

sultado disso, estima-se que as despesas de capital em África se aproximem dos 33 mil milhões de dólares, um valor ligeiramente superior às estimativas feitas no final de 2020. No entanto, devido ao anúncio das estratégias de longo prazo das majors em relação à transição energética e às restrições à emissão de carbono, prevê-se que os investimentos upstream em África no período entre 2022 e 2025 sejam reduzidos em cerca de 34 mil milhões de dólares, em comparação com as estimativas feitas no final de 2020.

O nível de investimentos greenfield pós-FID não mudou muito em comparação com as estimativas feitas após as restrições mais recentes relacionadas com a pandemia, como demonstra a Imagem 1.4.2. No entanto, espera-se que a menor atividade de licenciamento e a redução dos investimentos brownfield no período entre 2022 e 2025 venham a reduzir as despesas gerais de capital em África nesse intervalo.

**Imagem 1.4.2: Impacto da COVID-19 nas despesas de África, pré- vs. pós-COVID-19, dividido por ciclo de vida**  
Valores em milhares de milhões de dólares



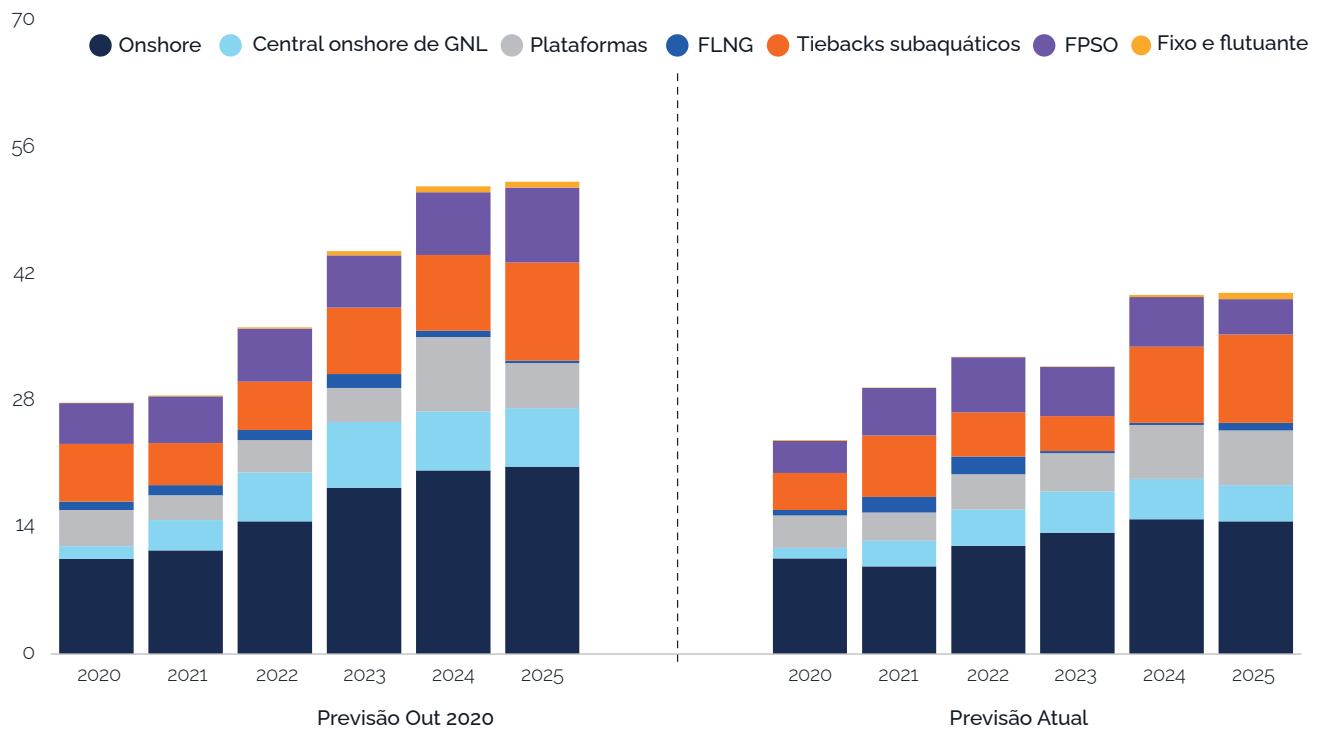
Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

A Imagem 1.4.3. detalha em pormenor as alterações na comparação das expectativas de despesas upstream entre a previsão de outubro de 2020 e a previsão mais recente. A redução na despesa em brownfield onshore e na despesa em GNL na Mauritânia são os fatores que conduziram à redução da despesa em capital onshore. Também os gastos intensivos em águas profundas estavam em risco, resultando em investimentos reduzidos em FPSO

(Floating Production Storage and Off-loading) – projetos subaquáticos de tieback. São expectáveis mudanças marginais na despesa em projetos desenvolvidos com recurso a diferentes tipos de plataformas e de embarcações FLNG (Floating Liquefied Natural Gas), com o impacto geral a ser representado por uma redução dos gastos na última previsão, se comparado com o final do ano – previsão de 2020.

As expectativas de uma redução do preço do petróleo podem reduzir o potencial de crescimento, uma vez que os projetos são considerados comercialmente inviáveis de um ponto de vista comercial e/ou adiados. De acordo com a previsão vigente relativa ao preço do crude, os investimentos deverão regressar aos níveis de 2019 em 2024.

**Imagem 1.4.3: Impacto da COVID-19 nas despesas de África, pré- vs. pós-COVID-19, dividido por tipo de instalação**  
Valores em milhões de dólares

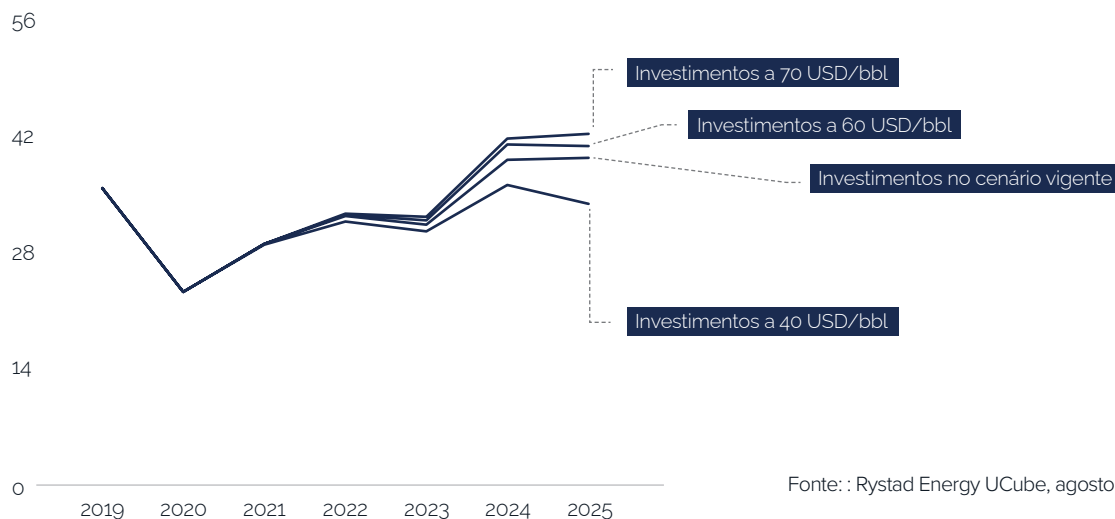


Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021





**Imagem 1.4.4: Sensibilidade da perspectiva de investimento ao preço do petróleo**  
Valores em mil milhões de dólares



Fonte: : Rystad Energy UCube, agosto de 2021

No entanto, a pandemia impeliu governos como o nigeriano a acelerar reformas administrativas e fiscais há muito adiadas no país, nomeadamente, a tão esperada e extraordinariamente relevante Lei da Indústria Petrolífera, ratificada em julho de 2021. A Nigéria concluiu ainda uma ronda de licitações para o seu campo marginal durante a pandemia, que resultou na adjudicação de 57 campos marginais, sendo previsível

que os acordos venham a estar concluídos em breve. É ainda expectável que várias outras nações africanas venham a colocar à disposição dos investidores alguns blocos de prospeção. As economias das nações africanas produtoras de hidrocarbonetos dependem fortemente da respetiva produção para satisfazer tanto as necessidades energéticas domésticas como a procura externa. Devido à possibilidade de um

aumento das pressões do mercado decorrente da pandemia, um período prolongado de preços baixos do crude pode ser prejudicial à saúde destas economias. Uma ação rápida que vise melhorar as perspectivas de investimento num ambiente com um preço do petróleo mais reduzido poderia beneficiar o continente africano, embora isso dependa da rápida implementação de outros incentivos ao desenvolvimento.

# Capítulo Dois

## 2.1. Estado da Indústria Energética Africana em 2022

As despesas de capital upstream caíram quase 50%, passando do patamar dos 60 mil milhões de dólares em 2014 para um valor estimado de 33 mil milhões de dólares em 2022

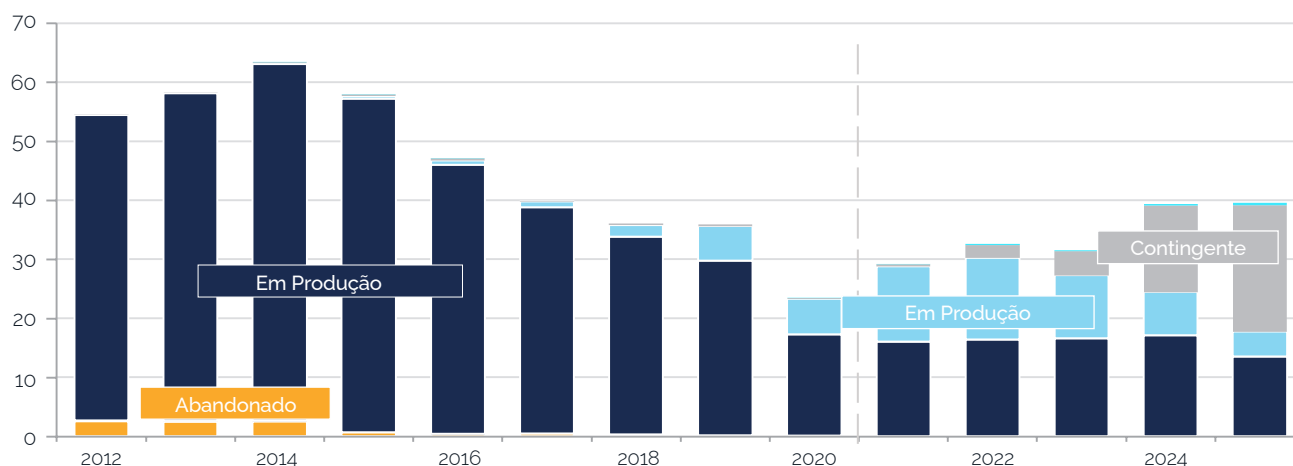
Espera-se que a atividade de perfuração diminua para cerca de 950 poços por ano em 2022, contrastantes com os 1475 poços perfurados em 2012

A procura por plataformas offshore em 2021 diminuiu em 22% quando comparada com 2020, mas estima-se que a procura em 2022 duplique em relação aos níveis de 2021, evidenciando um mercado movimentado para prestadores de serviços de perfuração

Do pico em 2014, com valores a rondar os 63 mil milhões de dólares, as despesas de capital em África diminuíram continuamente para cerca de 35 mil milhões de dólares em 2019. Essa diminuição resulta de uma menor atividade dos novos projetos, da compressão geral dos custos do setor e das dificuldades em conseguir o licenciamento de novos projetos, devido a influências externas como os parâmetros fiscais e as discordâncias relativas à rota de exportação. Em 2020, estas despesas caíram ainda mais, para valores inferiores aos 24 mil milhões de dólares, o que representa uma queda de quase 35% em relação a 2019. O impacto da COVID-19 é o principal culpado, visto que a pandemia adiou as decisões de investimento relativas a vários projetos. Com a retoma de alguns investimentos greenfield, 2021 deverá ser um ano melhor do

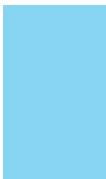
que 2020, apresentando despesas de capital globais estimadas em 30 mil milhões de dólares, mantendo-se ainda assim abaixo dos valores registados em 2019. Espera-se que os projetos atualmente em desenvolvimento elevem o valor das despesas de capital para os 33 mil milhões de dólares em 2022. O nível de gastos deve ficar relativamente estável em 2022 e 2023, sendo que qualquer crescimento em 2024 e 2025 deverá ficar a dever-se a despesas contingentes. Garantir esse investimento contingente depende dos decisores capazes de incentivar projetos através de estruturas de negócio inovadoras e de esforços de cooperação. Os frutos desse trabalho poderiam compensar o continente com um investimento adicional de 40 mil milhões de dólares, o que seria fundamental para garantir a longevidade da indústria do petróleo e gás.

**Imagem 2.1.1: Despesas de capital em upstream africano 2012-2025, dividido por ciclo de vida**  
Valores em mil milhões de dólares



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

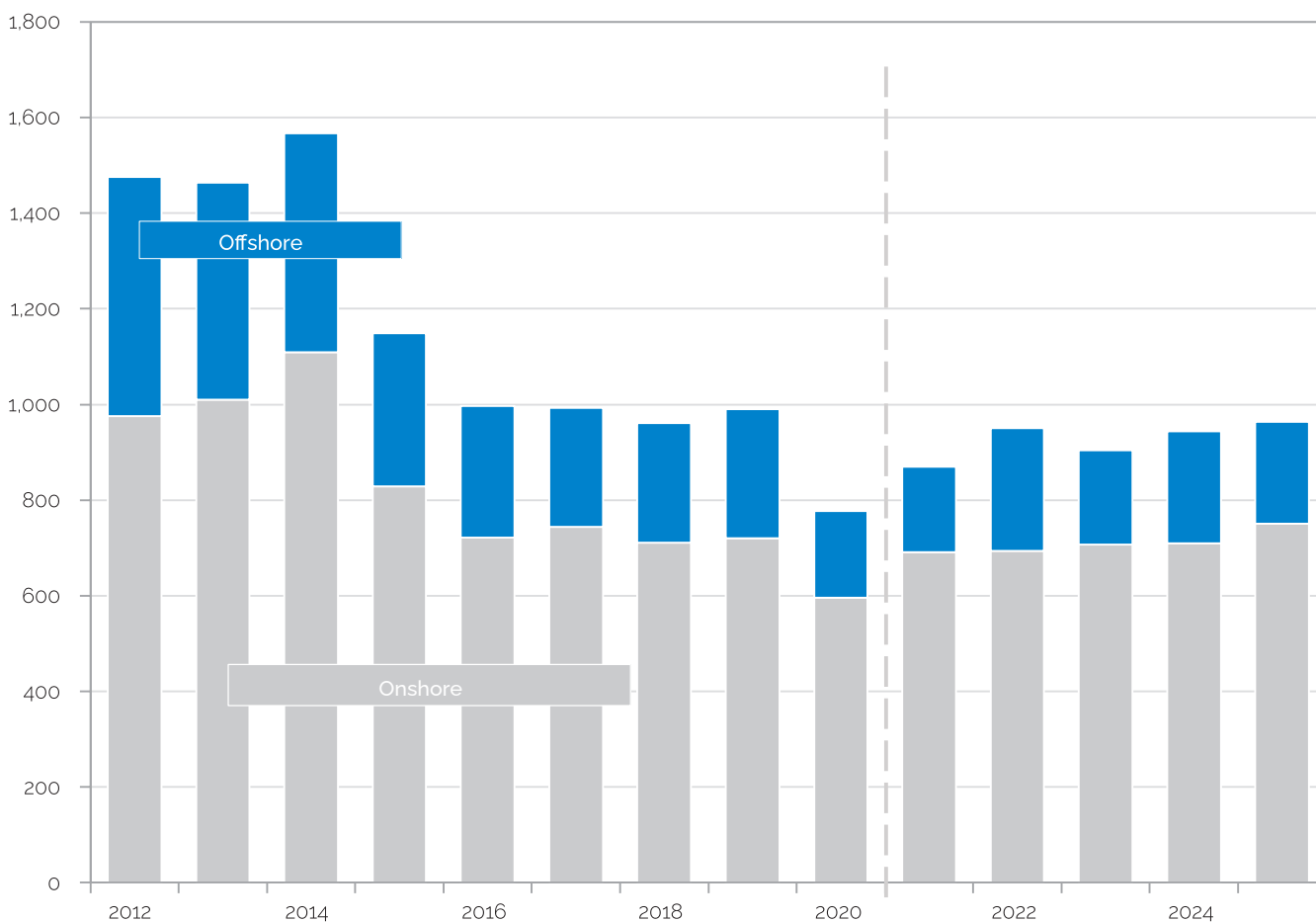




Os poços perfurados em África e as plataformas continentais a eles associadas representam, em última análise, a atividade que garante a recuperação de hidrocarboneto dos depósitos subterrâneos. A Imagem 2.1.2. abaixo ilustra como uma estimativa de 1475 poços foram perfurados ao longo de 2012, sendo que 66% foram perfurados em terra e os restantes 34% offshore. De 2012 a 2014, registou-se um ligeiro aumento no número total de poços perfurados, mas a queda do preço do petróleo em 2014 levou a uma diminuição acentuada da atividade de perfuração, que passou de aproximadamente 1570 poços em 2014 para perto de 1150 em 2015.

Em 2016, seguiram-se novas quedas, com cerca de mil poços perfurados, tendo a tendência permanecido estável até 2019, o que representou uma diminuição da atividade de 45% em relação a 2012. A redução da atividade de perfuração onshore na Líbia e no Egito são os principais responsáveis por esse declínio. A COVID-19 fez assim o que anos de guerra civil não conseguiram – interrompeu por completo a perfuração offshore em Angola e o total de poços perfurados em 2020 diminuiu ainda mais para cerca de 780 poços, meros 53% dos níveis de 2012 e um pouco menos de 50% dos níveis de atividade de 2014.

**Imagem 2.1.2: Poços perfurados em África, divididos em onshore e offshore**  
Contagem



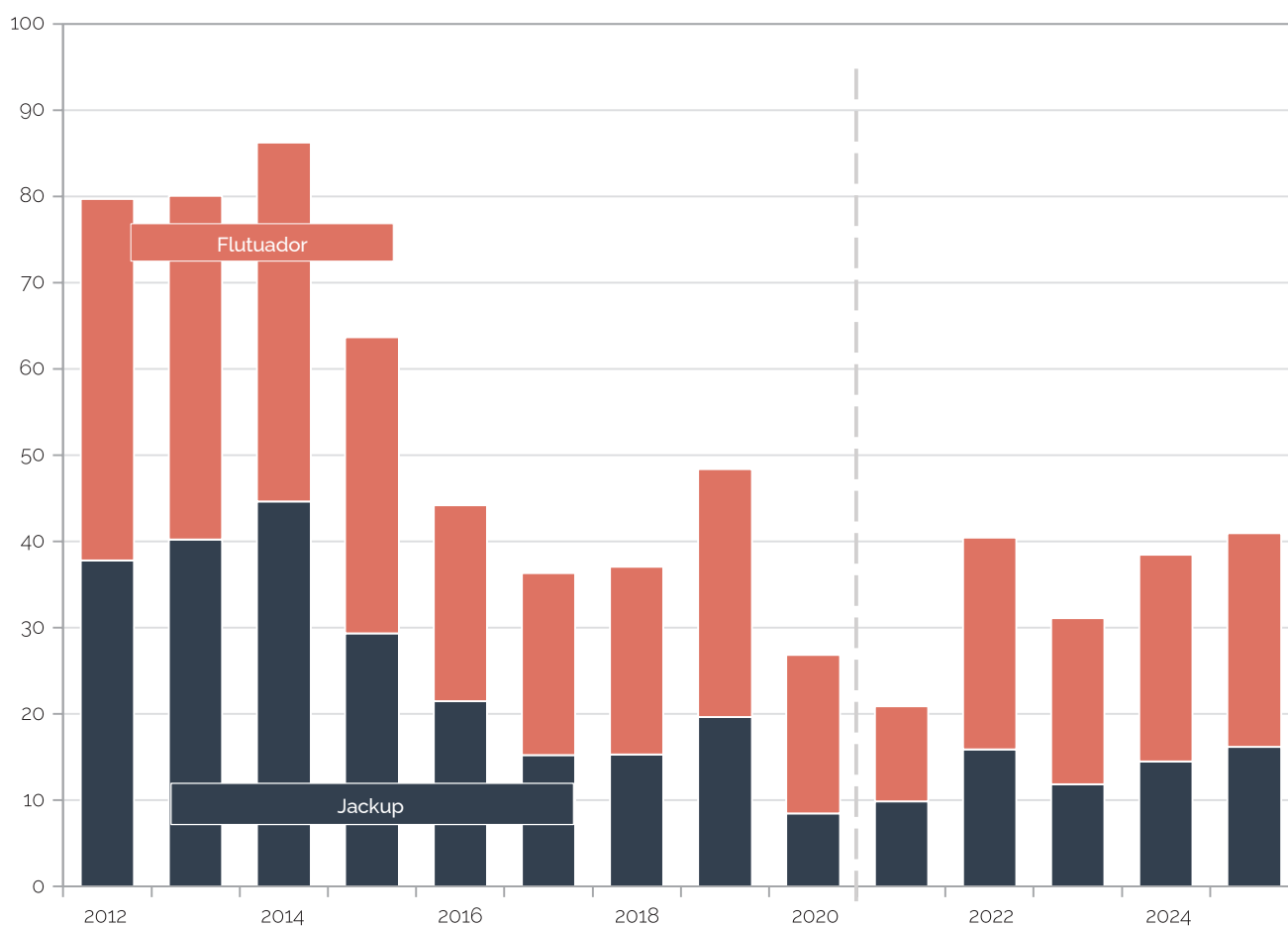
Fonte: Rystad Energy WellCube, agosto de 2021



Em 2021, espera-se que a atividade venha a melhorar ligeiramente em relação aos níveis de 2020, devido ao aumento da perfuração onshore. A estimativa atual indica que cerca de 950 poços serão perfurados, o que representaria um aumento anual de cerca de 9%. Após 2021, espera-se que ocorra uma pausa até 2025, com o número de poços a oscilar em torno dos 900 a 950 por ano.

O número e tipo de poços pode ser traduzido em expectativas de procura por plataformas. Por outras palavras, quantas plataformas de perfuração precisam de estar operacionais por 1 ano para perfurar os poços. A Imagem 2.1.3. abaixo ilustra a divisão da procura por plataformas offshore dividida em jackups e flutuantes. Os jackups são normalmente usados em águas superficiais, com uma profundidade de até 125 metros, enquanto os flutuantes atendem à procura de perfuração em águas mais profundas.

**Imagem 2.1.3: Evolução da procura por plataformas offshore em África, 2012-2025, dividida entre flutuadores e jackups**  
Plataforma-ano



Fonte: Rystad Energy RigCube, agosto de 2021

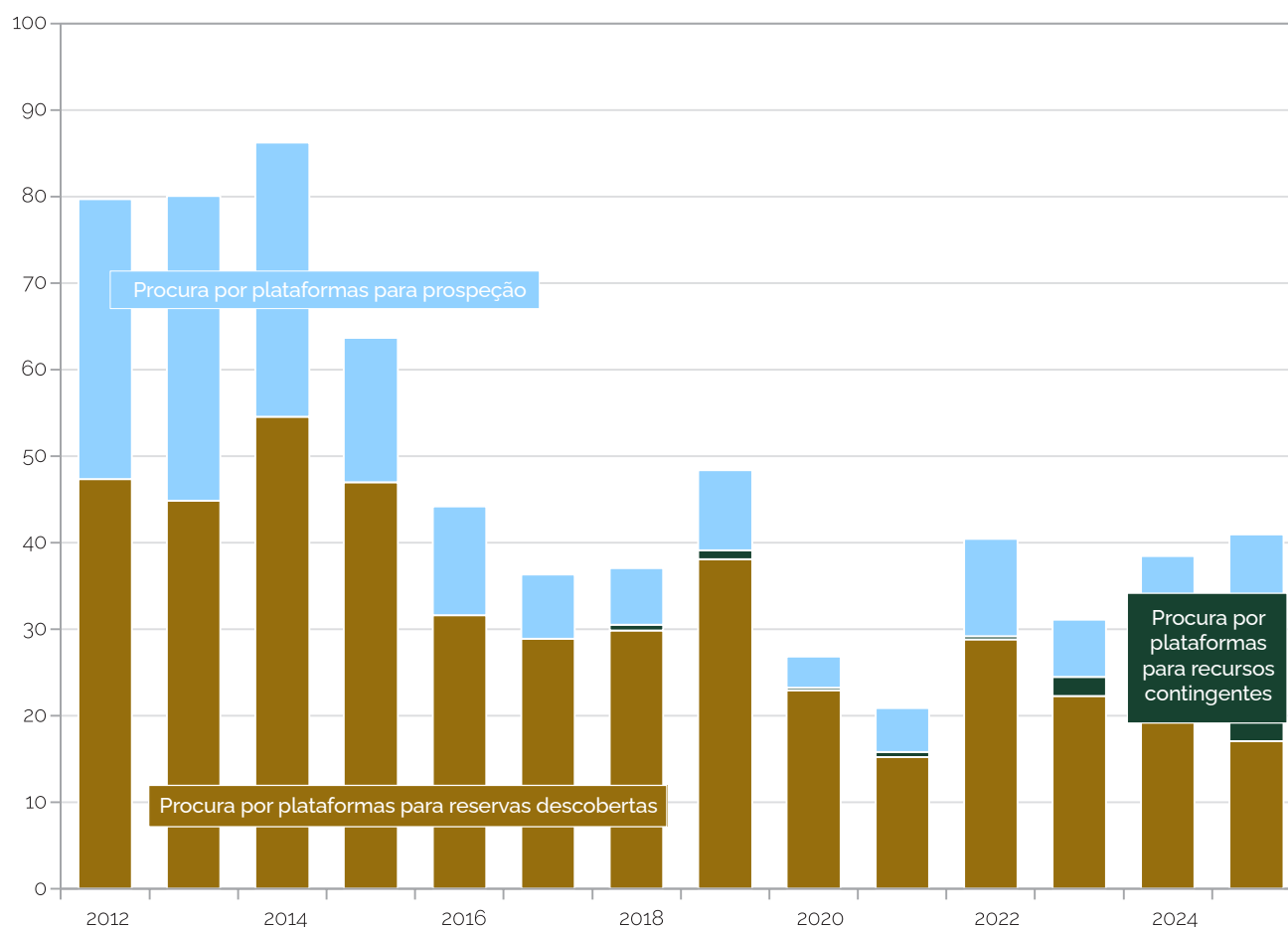
O padrão da procura por plataformas é semelhante ao observado no número estimado de poços perfurados por ano. Partindo de um nível elevado de procura entre 2012 e 2014, com cerca de 80-85 plataformas-ano (indicador que mede o número de plataformas a operar num determinado ano), o colapso do preço do petróleo no final de 2014 viria a reduzir significativamente a procura por perfuração. Em 2018, a procura caiu para 37 plataformas-ano, o que significa uma redução de 53% em relação a 2012 e de 57% em relação aos máximos de 2014. A esse respeito, 2019 foi um ano mais promissor, uma vez que a procura aumentou para 50 plataformas-ano, representando um aumento de quase 30%.

No início de 2020, não se esperava que a procura voltasse a diminuir ao ponto de atingir valores inferiores aos de 2018. No entanto, o impacto sem precedentes da COVID-19 levou a que os níveis de 2020 descessem até às 27 plataformas-ano, o que equivale a uma descida anual de cerca de 45%, sendo que 2021 se encaminha para atingir o valor historicamente baixo de cerca de 21 plataformas-ano.

No entanto, de 2022 em diante, espera-se que a procura por plataformas recupere significativamente, à medida que se iniciem os programas de perfuração associados aos projetos atualmente em desenvolvimento, e que a expectativa de um preço do petróleo mais elevado ajude a reanimar a atividade de prospeção.

Espera-se que a procura por plataformas diminua ligeiramente de 2022 a 2023, regressando aos níveis de 2022 em 2025. A Imagem 2.1.4. abaixo mostra em maior detalhe como o crescimento esperado rumo às 40 plataformas-ano em 2025 depende do licenciamento de novos projetos. Com base nas perspectivas do preço do petróleo apresentadas nas perspectivas do mercado petrolífero, o potencial combinado desses novos projetos com a atividade de prospeção adicional será capaz de impulsionar a procura para níveis pré-COVID-19. No entanto, caso o preço do petróleo não venha a recuperar, 60% da procura por plataformas esperada para 2025 poderia ser posta em causa, o que teria um efeito devastador para os níveis de produção futuros.

**Imagem 2.1.4: Evolução da procura por plataformas offshore em África, 2012-2025, dividida por ciclo de vida, ilustrando os recursos contingentes**  
Anos-plataforma

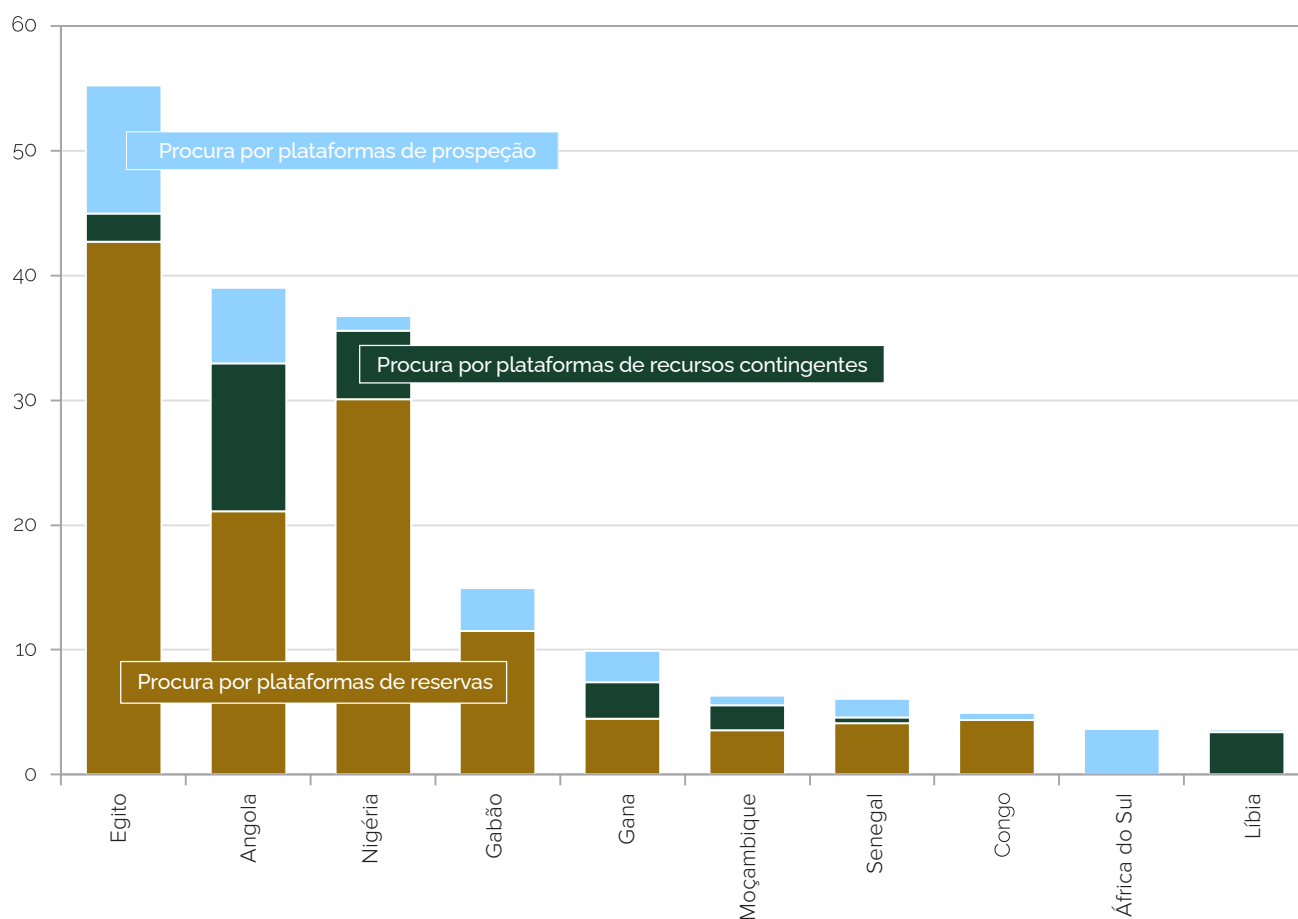


Fonte: Rystad Energy RigCube, agosto de 2021

Dividir a procura cumulativa por plataformas offshore de 2020 a 2025 por país permite ver que o Egito foi o país mais ativo, com cerca de 55 plataformas-ano, seguido de Angola e da Nigéria. A Imagem 2.1.5 abaixo fornece uma decomposição da procura por plataformas entre os 10 países com maior quota de mercado, dividindo-se essa procura entre o tipo de recurso que a sustenta. No caso de Angola, cerca de 45% da procura está relacionada com recursos contingentes, o que implica que a procura por

plataformas nesta área em específico seja sensível às decisões de investimento esperadas nos próximos anos. A Nigéria e o Gabão mostram uma procura por plataformas relativamente robusta, estando apenas cerca de 20% associada a recursos contingentes. Assim, as autoridades reguladoras angolanas devem garantir que os projetos sejam acelerados, de forma a fornecer uma visibilidade a mais longo prazo sobre os futuros volumes de produção e sobre a participação governamental associada.

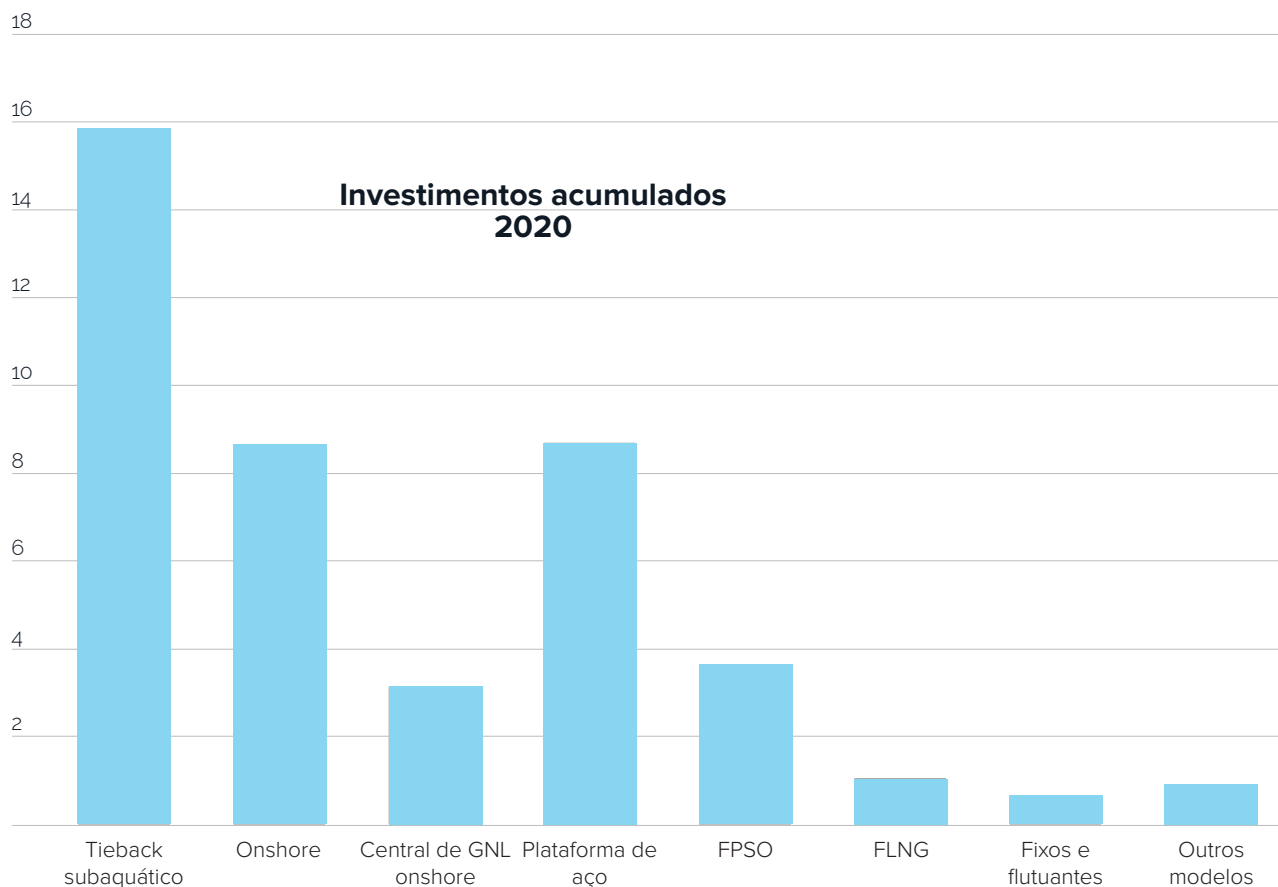
**Imagem 2.1.5: Procura acumulada por plataformas offshore em África, 2020-25, decomposta por país, as colunas agrupadas representam o ciclo de vida, ilustrando os recursos contingentes Anos-plataforma**



Fonte: Rystad Energy RigCube, agosto de 2021



**Imagem 2.1.6: Despesas contingentes africanas por tipo de projeto**  
Valores em mil milhões de dólares



Fonte: Rystad Energy UCube August 2021

Os investimentos relacionados com tiebacks subaquáticos representam a maior categoria individual, com investimentos a ascender praticamente aos 16 mil milhões no período em análise. É provável que os tiebacks subaquáticos se tornem muito mais comuns, uma vez que faz sentido comercialmente acumular pequenas doses de hidrocarbonetos na infraestrutura existente. Isto deve-se sobretudo ao ponto de breakeven muito competitivo, normalmente obtido com este tipo de solução de desenvolvimento. Esta categoria inclui também a parte relacionada com o offshore de desenvolvimentos de GNL, que potencia ainda mais esta categoria, considerando os megaprojetos esperados em Moçambique.

Os investimentos relacionados com a produção onshore e com as platafor-

mas offshore ocupam o segundo lugar, dado que se estima que os investimentos em cada uma destas categorias rondem os 8,7 mil milhões de dólares. É necessária a perfuração contínua de novos poços, bem como outras melhorias, de forma a conter a diminuição da produção nas áreas maduras da produção onshore africana. Os investimentos contingentes em muitos países da África Subsaariana e na Argélia, na Líbia e no Egito são os principais responsáveis por estes gastos.

A terceira maior categoria, com 3,7 mil milhões de dólares, refere-se a investimentos em FPSO. Estes investimentos são impulsionados pelos projetos de águas profundas no Gana e em Angola.

A médio prazo, África tem mais poten-

cial de gás do que de petróleo, estando planeado o desenvolvimento de projetos de GNL com a descoberta de várias reservas de gás, como se vê na lista dos maiores projetos nas Imagens 2.1.7 e 2.1.8. Da Tanzânia e Moçambique, a oriente, à Mauritânia e Senegal, no ocidente, mantém-se a ênfase no GNL. Até 2025, os níveis de gastos mais elevados deverão ocorrer na Nigéria, seguida por Moçambique, como demonstra a Imagem 2.1.9. Há apenas 1 ano, Moçambique teria assumido o primeiro lugar nesta lista, mas os investimentos foram adiados devido ao impacto da crescente insurgência no país. A TotalEnergies invocou motivos de força maior no seu projeto de GNL em Moçambique durante 2021, em resposta ao aumento dos ataques ao redor das instalações.

**Imagem 2.1.7: Projetos futuros de líquidos em África e respetivos cronograma e estimativa de reservas recuperáveis**

Projeto	Country	Operador	FID*	Arranque*	Recursos (MMboe)
Tilenga	Uganda	TotalEnergies	2021	2025	960
Bonga SouthwestAparo	Nigéria	Shell	2023	2027	632
Owovo West	Nigéria	ExxonMobil	2024	2027	550
Cameia-Golfinho	Angola	TotalEnergies	2024	2028	286
Afina	Gana	Springfield E&P	2024	2027	283
Kingfisher South	Uganda	CNOOC	2021	2025	239
Agogo FFD	Angola	Eni	2023	2026	210
Eban (Cape three Points)	Gana	Eni	2022	2023	180
Egina	Nigéria	TotalEnergies	2022	2025	141
AgademPhase 2	Níger	PetroChina	2021	2024	119
PAJ	Angola	BP	2023	2026	114
Rhourde El Krouf	Argélia	Cepsa	2022	2025	83
Pecan FPSO	Gana	AkerEnergy	2023	2026	75
South Lokichar Phase 1	Quénia	Tullow Oil	2023	2026	70
Eastern Hub	Angola	Eni	2021	2021	56

\*Cronograma estimado pela Rystad Energy

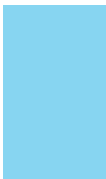
Fonte: Rystad Energy Ucube, agosto de 2021

**Imagem 2.1.8: Projetos futuros de gás natural em África e respetivos cronograma e estimativa de reservas recuperáveis**

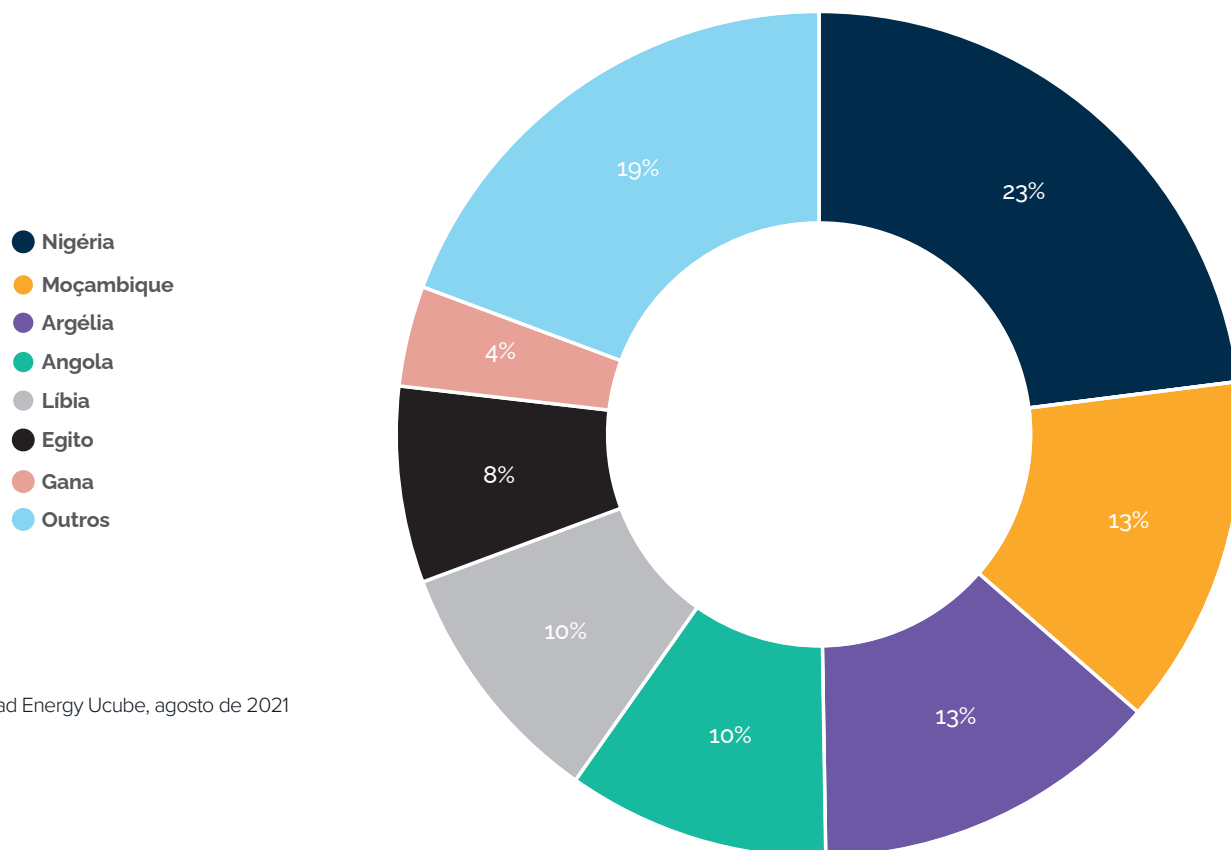
Projeto	País	Operador	FID*	Arranque*	Recursos (MMboe)
MZLNG Joint Development (T1-T2)	Moçambique	ExxonMobil	2028	2033	4625
Area 1 (T1-T2)	Moçambique	TotalEnergies	2019	2026	3590
Area 4 LNG (T1-T2)	Moçambique	ExxonMobil	2024	2028	2330
Yakaar - Terenga LNG Hub	Senegal	BP	2028	2033	2145
NLNG Seven Plus	Nigéria	Shell	2019	2024	1450
Greater TortueAhmeyimLNG Hub	Mauritânia	BP	2023	2027	1480
Djibouti FLNG T1	Etiópia	Poly GCL	2025	2029	520
Assa North	Nigéria	Shell	2025	2028	415
Tinhert Gas Project	Argélia	Sonatrach	2022	2024	385
Fortuna FLNG	GuinéEquatorial	Lukoil	2025	2029	250
Quiluma/ Maboqueiro (Northern Gas Complex)	Angola	Eni	2023	2025	250
Yakaar (domestic)	Senegal	BP	2025	2028	215
HA	Nigéria	Shell	2024	2027	210
Ima gas	Nigéria	AMNI	2025	2028	185
Sanha Lean Gas	Angola	Chevron	2021	2023	115

\*Cronograma estimado pela Rystad Energy

Fonte: Rystad Energy Ucube, agosto de 2021



**Imagem 2.1.9: Perspetivas da atividade de upstream em África**  
Despesas contingentes entre 2020 e 2025 por país africano

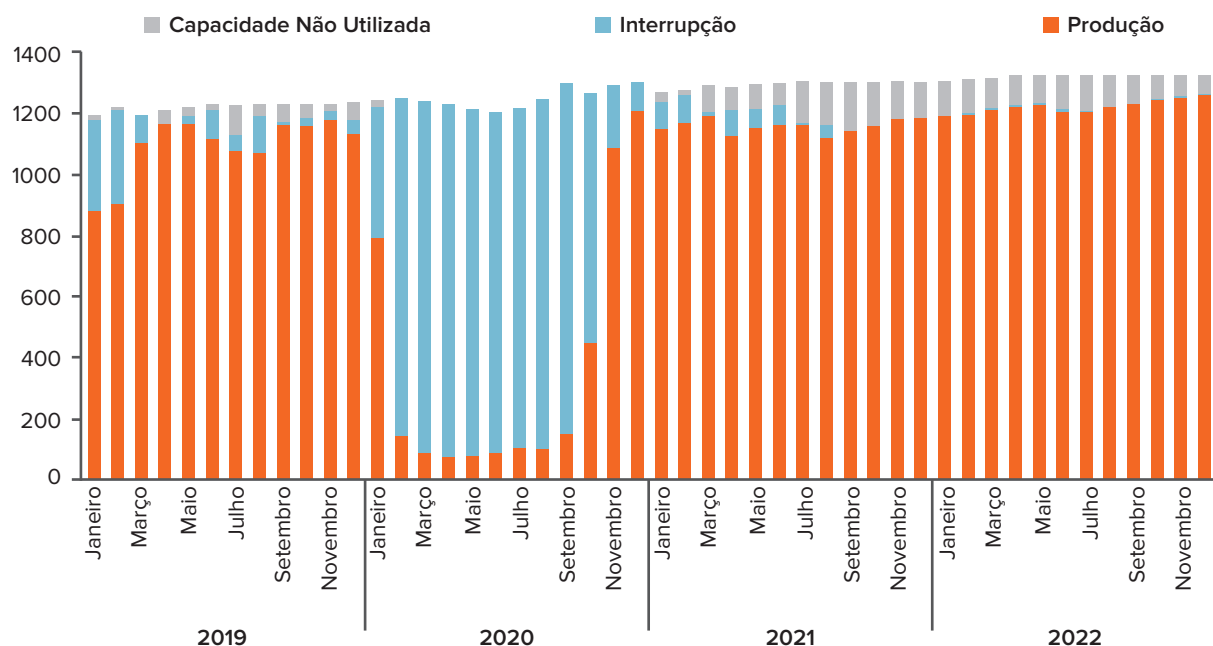


Fonte: Rystad Energy Ucube, agosto de 2021

Os projetos offshore na África Subsaariana constituem a maioria dos próximos grandes projetos de petróleo no continente. Estes desenvolvimentos de alto custo ou ganharam força nos últimos meses, como aconteceu no caso dos projetos de desenvolvimento offshore Bonga SW - Aparo FPSO, na Nigéria, e Pecan FPSO, no Gana, ou receberam reduções de impostos, como no caso dos projetos offshore Palas - Astraea - Juno (PAJ) e Agogo, em Angola. Os operadores na região concentraram-se também na aceleração das descobertas recentes, como aconteceu nos casos de Cuica e Eban, nas águas profundas de Angola e Gana, respetivamente, devido à sua proximidade com

a infraestrutura existente. Resumindo os principais projetos, o desenvolvimento de offshore angolano Cameia-Golfinho operado pela TotalEnergies encontra-se atualmente numa fase de pré-FEED (Front End Engineering and Design). A Preowei irá vincular-se à Egina FPSO e à Afina, operada pela Springfield, que de momento se encontra numa disputa de unitização com a Sankofa, da ENI, encerrando os principais projetos de petróleo offshore na África. Os projetos Tilenga e Kingfisher South, operados pela TotalEnergies e CNOOC, respetivamente, ambos localizados no Uganda, um país sem litoral, foram aprovados, indo operacionalizar cerca de 1,2 mil milhões de barris de petróleo nos próximos 5 anos.

**Imagem 2.1.10: Perspetiva da capacidade de produção de curto prazo na Líbia**  
Kbbl/d (milhares de barris por dia, na sigla inglesa)



Fonte: Rystad Energy UCube August 2021

A indústria do petróleo e gás da Líbia sofreu bastante após o início da guerra civil em 2011. A produção de petróleo não refinado do país passou de máximos de 1,6 milhões de bpd em 2010 para valores de 70 mil bpd em 2020, como se pode ver na Imagem 2.1.10. Embora a Líbia parecesse estável no final de 2019, com a produção de petróleo não refinado a ascender a cerca de 1,2 milhões de bpd, um novo contra-ataque, em janeiro de 2020, encenado pelo general Khalifa Haftar, que encabeçava as forças do LNA, conduziu a um entupimento total da indústria do petróleo e gás no país. A produção de petróleo não refinado dos principais ativos operados por IOC e NOC foi interrompida durante quase 10 meses. Após várias rondas de negociações entre as forças em conflito, um tratado de paz foi assinado e a produção de petróleo não refinado do país começou lentamente a aumentar para 1,2 milhões de bpd.

Contudo, esta paralisação forçada de 10 meses em 2020 teve efeitos mais profundos na indústria do petróleo e gás da

Líbia do que apenas a perda das receitas de 1 ano. As instalações maduras de petróleo e gás estão a demorar demasiado tempo a regressar aos níveis anteriores ao encerramento, ao passo que os campos maduros estão a enfrentar dificuldades técnicas devido à paralisação prolongada. A NOC líbia tem encetado esforços para trazer novos investimentos para a sua indústria de petróleo e gás, mas o cenário político volátil no país não tem ajudado. A prospeção também foi neutralizada devido a esta instabilidade, uma vez que os IOC têm-se mostrado avessos ao risco. Após a reabertura dos campos de petróleo, em outubro de 2020, a produção de petróleo não refinado da Líbia conseguiu ultrapassar os 1,2 milhões de bpd. No entanto, esses níveis de produção mais elevados não parecem sustentáveis, já que sempre que a produção ultrapassa a marca dos 1,2 milhões de bpd, reaparecem os problemas técnicos com os oleodutos de transporte de petróleo ou é convocada uma greve dos guardas das instalações petrolíferas.

Com eleições presidenciais previstas para dezembro de 2021 e com as disputas em curso entre o ministro do petróleo e o presidente da NOC, as perspetivas de produção de petróleo para o quarto trimestre de 2021 parecem muito voláteis. Apesar de se estimar atualmente que a produção de petróleo não refinado andar, em média, por volta dos 1,18 milhões de bpd no quarto trimestre de 2021, qualquer ressurgimento da violência no país poderá fragilizar muitíssimo a NOC, como aconteceu em 2020, o que acarretaria efeitos na produção de 700 mil a 800 mil bpd. Espera-se um crescimento mais lento, mas contínuo, da produção de petróleo não refinado até 2022, devido à formação de um novo governo estável e à alocação de fundos à NOC para trabalhos de manutenção e reestruturação. Estima-se que a produção de petróleo não refinado da Líbia ronde os 1,22 milhões de bpd em 2022, podendo ascender a 1,3 milhões de bpd se fundos suficientes forem alocados às principais operadoras controladas por NOC, como a AGOCO e a Sirte Oil Company.



## 2.2 Prospeção pronta para a **retoma em 2022**

**Se em 2020 testemunhámos o segundo menor volume de descobertas da última década, até agora, em 2021, foram descobertos volumes muito menores**

**Apenas 1 poço de alto impacto foi perfurado em 2021, o que resultou em fluxos não comerciais de petróleo; espera-se que mais 3 venham a ser perfurados antes do final do ano**

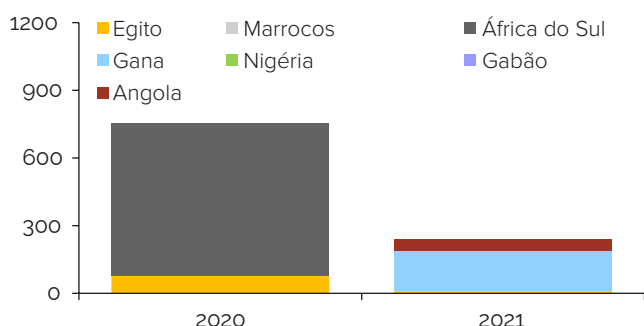
**Espera-se que 2022 seja um ano muito mais encorajador, prevendo-se a perfuração de 13 poços de alto impacto**

**Prevê-se a conclusão de 6 rondas de licenciamento antes do final de 2021, com a oferta de cerca de 92 blocos. Em 2022, espera-se que 14 rondas sejam fechadas, embora 7 dessas rondas continuem incertas**

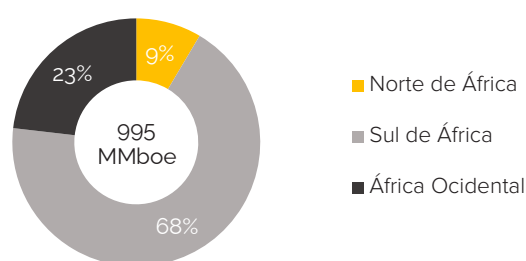
À semelhança das aprovações de projeto e investimentos greenfield, a prospeção upstream em África sofreu um duro golpe devido à COVID-19. A devastação foi tal que levou à existência de plataformas offshore inativas em Angola — algo que não ocorrera sequer nos anos de guerra civil. Em 2020, registou-se o segundo menor volume de descoberta de recursos da última década. Enquanto em 2019 se registaram descobertas, por exemplo, em Angola, África do Sul, Gana, Gabão e Egito, os volumes descobertos em 2020 foram amplamente apoiados pela descoberta de condensados de gás na prospeção de Luiperd, na costa da África do Sul. Apesar da redução de 75% em 2020 nos volumes globais descobertos, 2021 tem sido até à data ainda pior, com a descoberta de apenas um terço do volume de 2020. A Imagem 2.2.1 apresenta os volumes globais descobertos em 2020 e 2021 (até setembro) em diferentes regiões e segmentos de abastecimento dentro de África, bem como a divisão de hidrocarbonetos.

**Imagem 2.2.1: Volumes descobertos em África em 2020 e 2021**  
(melhões de barris de petróleo equivalente, na sigla inglesa)

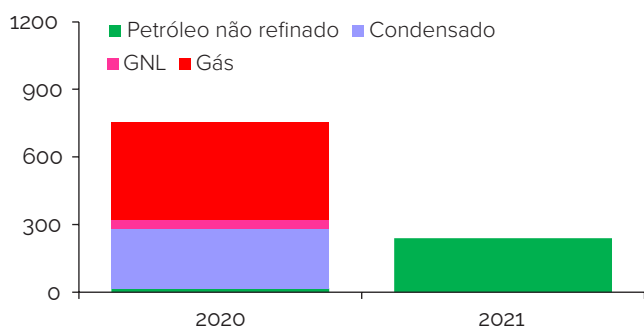
**Recursos descobertos por país**



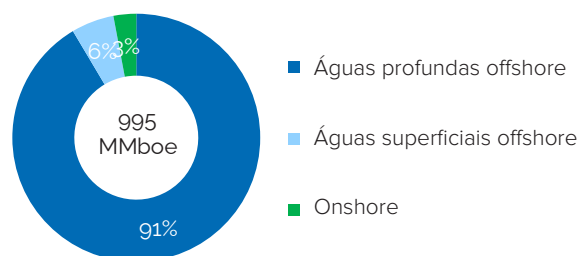
**Recursos descobertos por região**



**Recursos descobertos por hidrocarboneto**



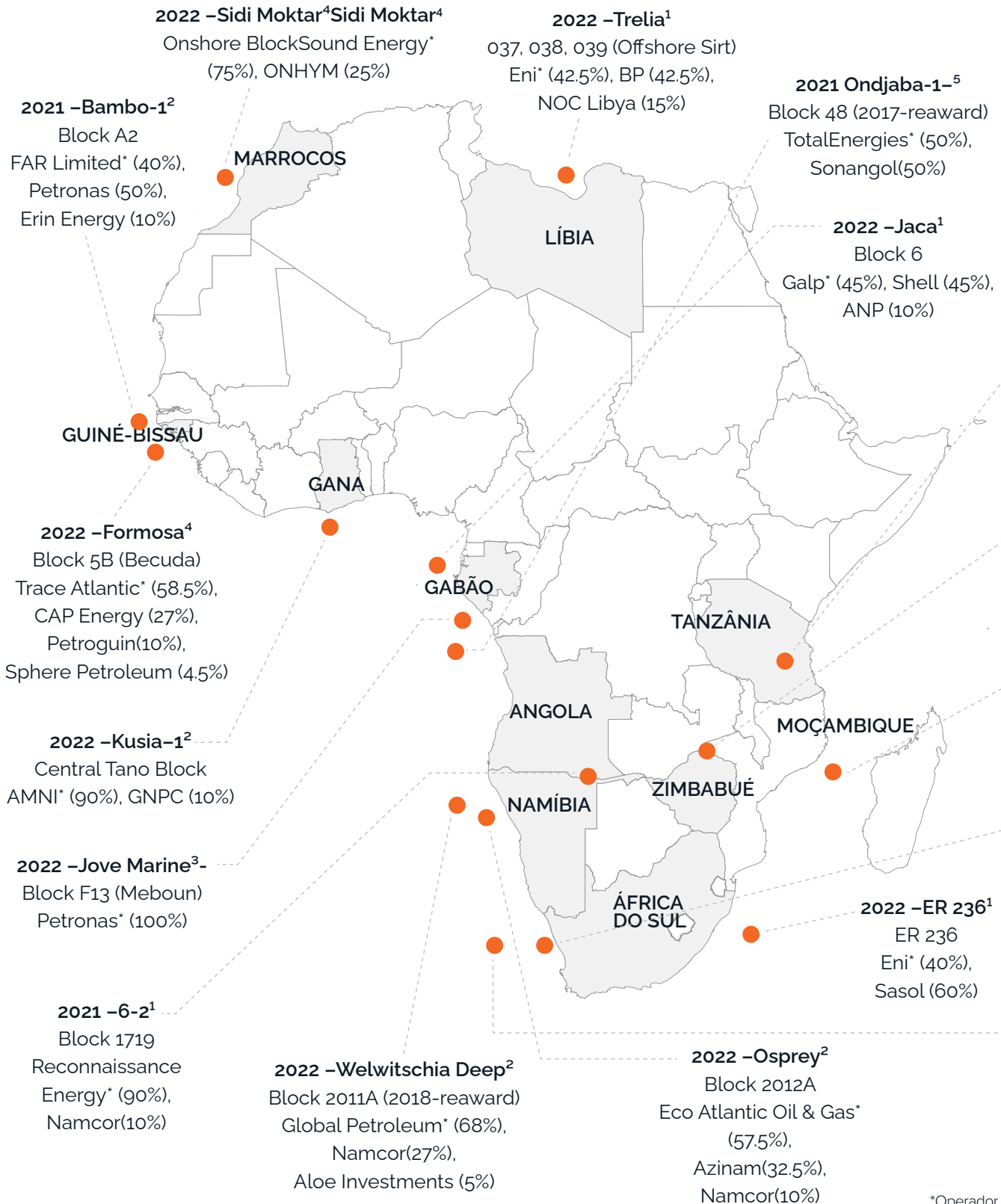
**Recursos descobertos por profundidade das águas**



Fonte: Rystad Energy UCube, setembro de 2021

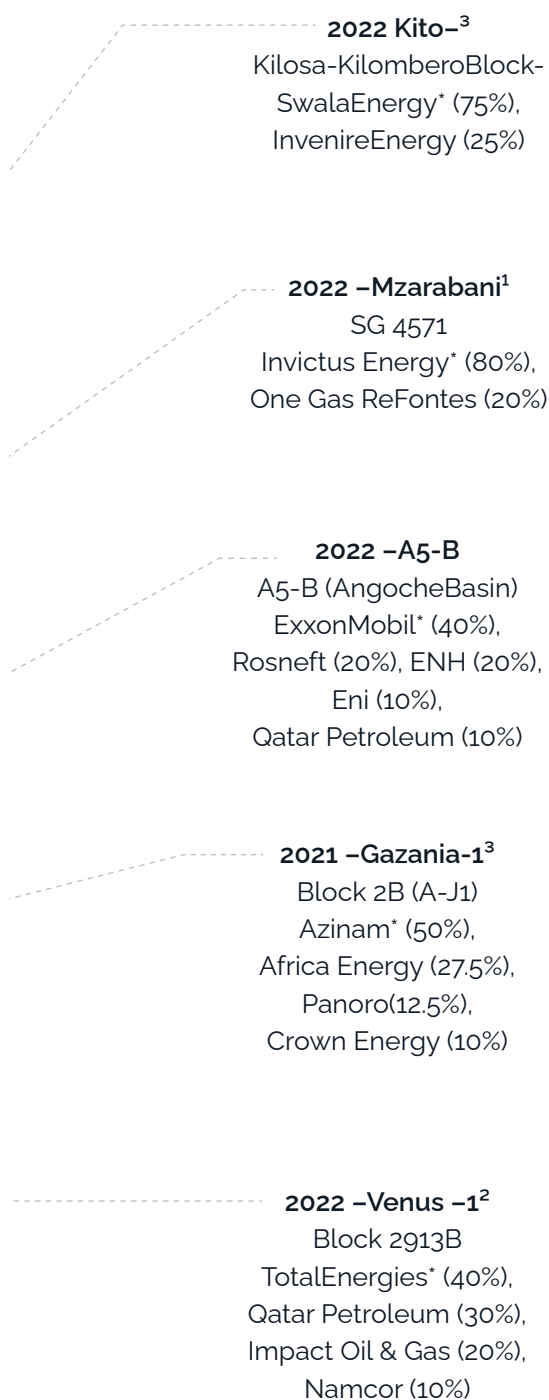
Como a prospeção se veio a deteriorar ainda mais, também a perfuração de poços de alto impacto veio a ser afetada. Apenas 1 poço de alto impacto foi perfurado até agora em 2021 e espera-se que mais 3 desses poços sejam perfurados até ao final do ano em Angola (offshore), Guiné-Bissau (offshore) e Namíbia (onshore). É expectável que a perfuração de poços de alto impacto seja retomada com a perfuração em todas as regiões do continente, tanto onshore quanto offshore. A Imagem 2.2.2 mostra a localização e o cronograma estimado de perfuração para 2021.

**Imagem 2.2.2: Poços de alto impacto em África**



\*Operador

Fonte: Rystad Energy ECube, setembro de 2021



Registou-se um aumento na atividade de licenciamento em 2019, sendo que se estimou um nível de concessão de licenças igual ou superior em 2020. Em 2019, foram iniciadas rondas de licenciamento nos seguintes países: Angola, Egito, Guiné Equatorial, Gana, Gabão e Congo. Contudo, muitas dessas rondas acabariam por ser adiadas ou canceladas devido à contração da indústria. Algumas rondas de licenciamento iniciadas antes de 2020 e que se esperava que viessem a estar concluídas em 2020, prolongaram-se até 2021. No total, espera-se que 6 rondas sejam fechadas antes do final deste ano, entre as quais 2 iniciadas em 2018 e 2019, 2 iniciadas no ano passado e outras 2 que foram anunciadas já em 2021. A ronda de licenciamento do Cuvette, no Congo, que foi iniciada em 2019, deverá ser encerrada em 2022, juntamente com outras 6 abertas este ano. O Sudão do Sul iniciou também a sua primeira ronda de licenciamento de sempre, para 5 blocos. Espera-se que outras 7 rondas de licenciamento em todo o continente sejam abertas no próximo ano, embora isto esteja bastante dependente do rumo que a pandemia vier a tomar e do subsequente impacto desta na indústria do petróleo e gás. Rondas de licenciamento altamente estruturadas e bem organizadas, com recurso a soluções digitais, podem ser um avanço para o aumento da prospeção no continente. No entanto, isto requer a divulgação de tantos dados quanto possível e, portanto, depende da integração de soluções digitais em processos tradicionalmente soterrados em burocracia e documentação. Ainda que este processo exija um investimento inicial, as recompensas potenciais poderiam não só superar em muito os custos, mas também representar o catalisador necessário para iniciar a atividade de prospeção no continente.

**Razão para se considerar um poço de alto impacto**

- 1 Bacia Fronteira:**  
Bacia com pouca ou nenhuma prospeção
- 2 Grandes recursos em potencial:**  
As estimativas pré-perfuração feitas pela empresa são bastante otimistas.
- 3 Foco da empresa:**  
Poços muito discutidos e estrategicamente importantes para as empresas.
- 4 Bacia Emergente:**  
Bacias onde ocorreu recentemente prospeção relevante.
- 5 Jogada de abertura:**  
Poço que visa uma nova estratégia ou área dentro da região ou bacia.





**Imagem 2.2.3: 2021 – 2022 Rondas de licitação em África**



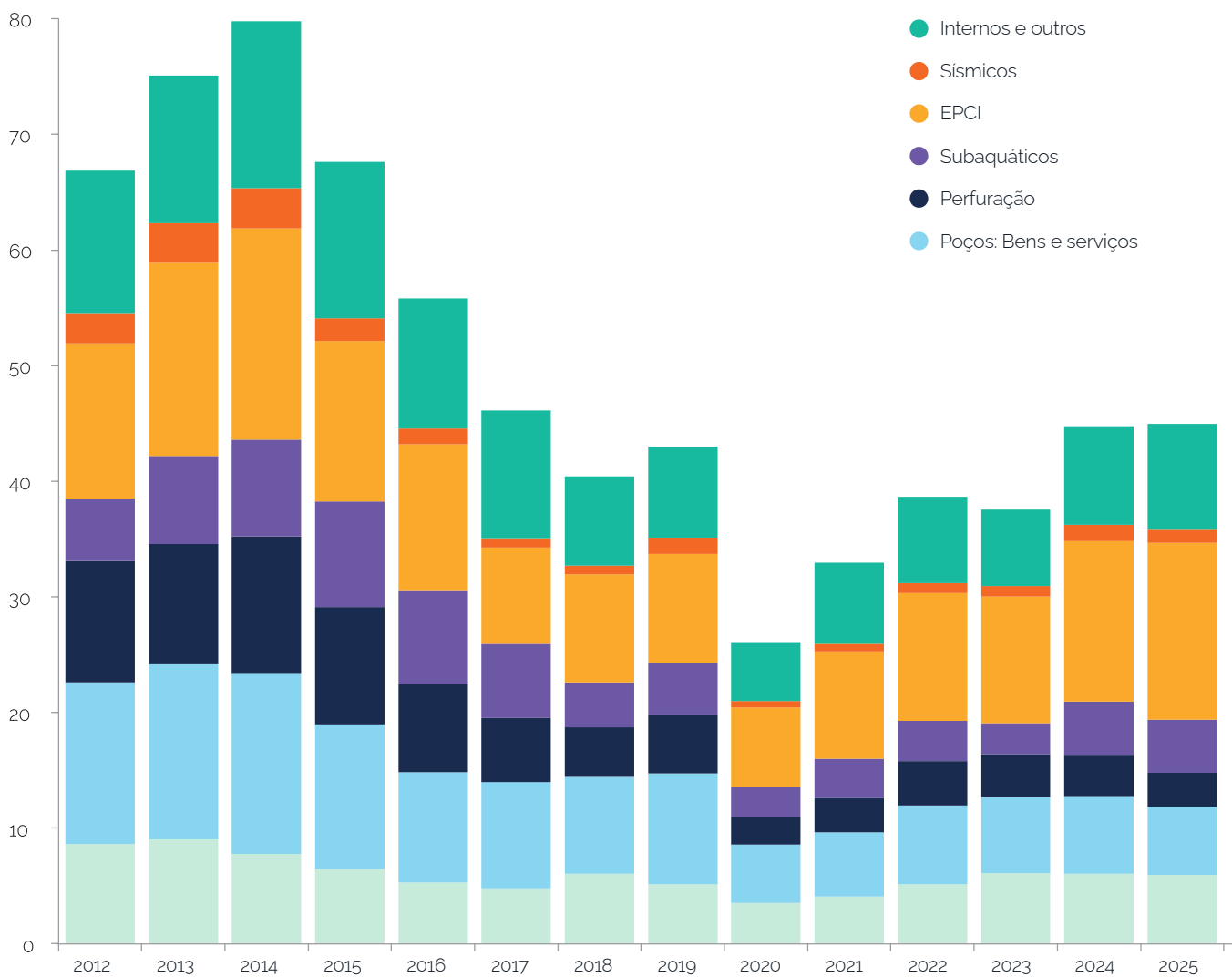
Fonte: Rystad Energy ECube, setembro de 2021

<p><b>Argélia</b> Ronda de licitações planeada, mas ainda incerta</p>	<p><b>Tunísia –2021</b> Ronda de licitações planeada e já estabelecida; Ano de concessão – 2022</p>
<p><b>Senegal 2020</b> Ronda de licitações de propostas de licenciamento em avaliação; Ano de concessão estabelecido – 2021</p>	<p><b>Egito –2021</b> Ronda internacional de licitações (EGPC &amp; EGAS); Ano de concessão estabelecido – 2021</p>
<p><b>Senegal 2020</b> Ronda planeada para o bloco AGC Shallow; Ano de concessão estabelecido – 2022</p>	<p><b>Sudão –2021</b> Ronda de licitações planeada e já estabelecida; Ano de concessão – 2022</p>
<p><b>Libéria</b> Ronda de negociações diretas aberta a licitações; Ano de concessão estabelecido – 2022</p>	<p><b>Sudão:</b> 1.ª Ronda de licitações estabelecida; Ano de concessão – 2022</p>
<p><b>Costa do Marfim-2021</b> Ronda de licitações offshore planeada, mas ainda incerta</p>	<p><b>Somália –2020</b> Ronda de licitações offshore aberta a licitações; Ano de concessão estabelecido – 2021</p>
<p><b>Guiné Equatorial</b> EG Ronda 2022 planeada, mas ainda incerta</p>	<p><b>Uganda</b> Segunda ronda de propostas de licitações para petróleo em avaliação; Ano de concessão assumido – 2021</p>
<p><b>Gabão:</b> 12.ª Ronda de licitações de propostas de licenciamento em avaliação; Ano de concessão estabelecido – 2021</p>	<p><b>Quênia</b> Senegal-2020: Licitações de propostas de licenciamento em avaliação; Ano de concessão estabelecido – 2021</p>
<p><b>Congo</b> Ronda de licitações para a bacia do Cuvette aberta a licitações; Ano de concessão estabelecido – 2022</p>	<p><b>Tanzânia –2022</b> Ronda para licitações offshore (Zanzibar) planeada, mas ainda incerta</p>
<p><b>República Democrática do Congo</b> Concurso internacional planeado; Ano de concessão estabelecido – 2022</p>	<p><b>Moçambique</b> 6.ª Ronda de licenciamento planeada mas ainda incerta</p>
<p><b>Angola 2020</b> Ronda de licitações para onshore em avaliação; Ano de concessão estabelecido – 2021</p>	<p><b>Angola 2021</b> Concurso público limitado já planeado, mas ainda incerto</p>



## 2.3. Perspetiva dos projetos de GNL para impulsionar os serviços nos **campos petrolíferos africanos**

**Imagem 2.3.1: Perspetiva dos serviços no campos petrolíferos africanos**  
Despesas de capital nos upstream africanos por segmento de serviço –  
Valores em mil milhões de dólares nominais



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

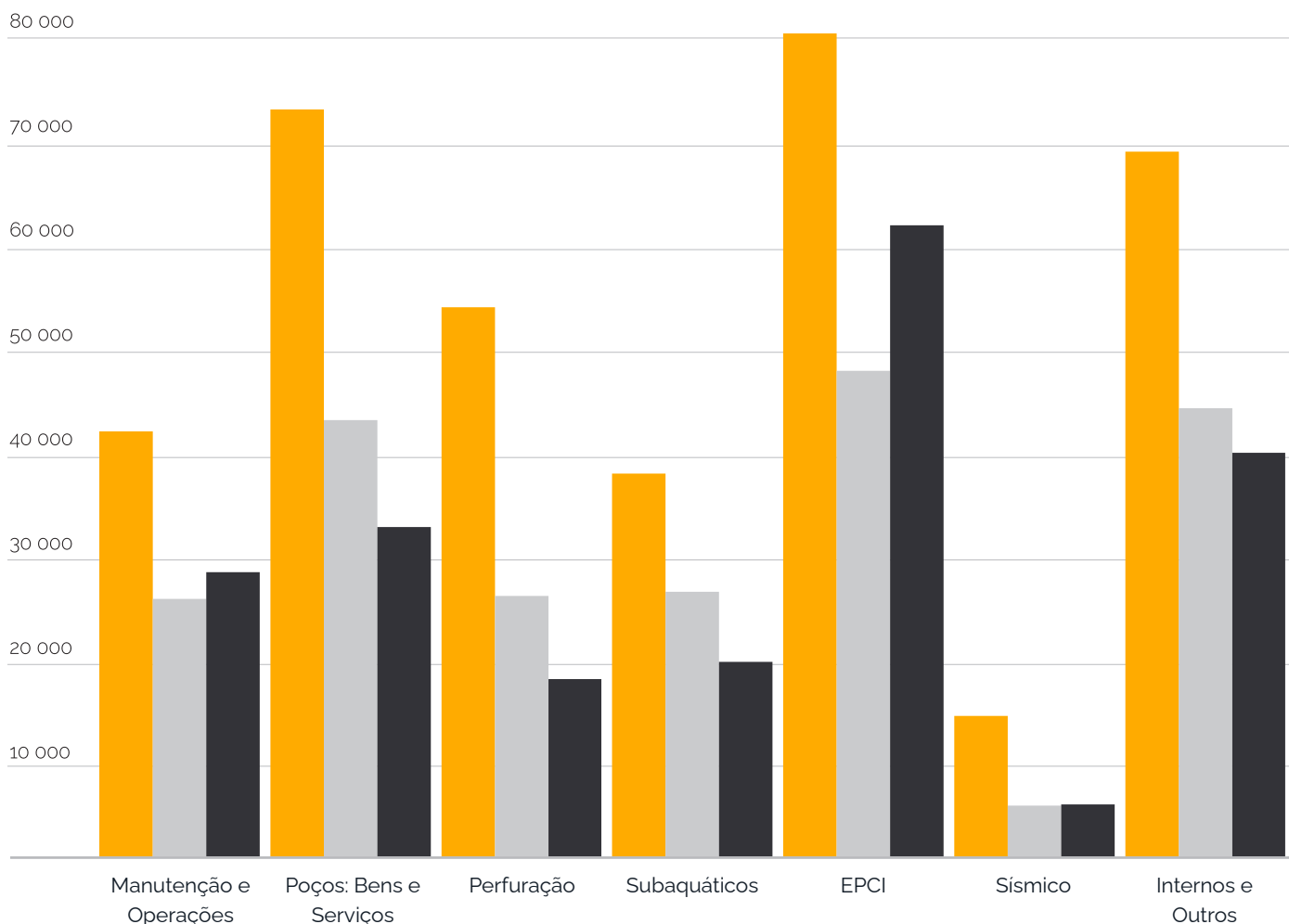
A Imagem 2.3.1 mostra as despesas upstream discriminadas por segmento de serviço, que incluem as despesas internas de upstream relacionadas principalmente com salários. O ano passado foi difícil para o setor dos serviços, que já chegou a valer 80 mil milhões de dólares em 2014. Esse valor viria a reduzir-se para menos de metade em 2020, mas é esperada uma retoma à medida que as restrições da OPEP+ diminuem e que novos projetos sejam licenciados. A retoma é também impulsionada por projetos de GNL na África Oriental que foram adiados para anos posteriores. Como tal, estima-se que os níveis de 2019 de 43 mil milhões de dólares sejam superados até 2025. A Imagem 2.3.2 compara

as despesas acumuladas de 3 períodos de 5 anos: 2011-2015, 2016-2020 e 2021-2025. De todos os segmentos, espera-se que o de EPCI (acrónimo inglês para Engineering, Procurement, Construction and Installation) venha a aumentar significativamente com as concessões para a construção de projetos de GNL, sendo também expectável um aumento marginal do segmento da manutenção. Projetos de GNL como o Coral FLNG e o Mozambique LNG, em Moçambique, o NLNGSevenPlus, na Nigéria, e outros grandes projetos onshore no Uganda estão a justificar o aumento do segmento de EPCI. O crescimento do segmento de manutenção é justificado principalmente pela retoma

nos projetos onshore na Argélia e na Líbia, uma vez que a redução das quotas da OPEP permitiu o aumento da produção argelina e que se iniciassem mais processos de produção na Líbia. Espera-se que se registre uma diminuição dos restantes segmentos nos próximos 5 anos. Historicamente, os segmentos mais atingidos foram os da perfuração e o dos serviços em poços, principalmente devido aos preços voláteis do petróleo, que se encontram agora bastante abaixo dos níveis de 2014. A perspectiva é também pouco animadora para esses segmentos, uma vez que se tem procurado cada vez mais projetos de gás, que requerem uma menor atividade de perfuração.

**Imagem 2.3.2: Perspetiva dos serviços nos campos petrolíferos africanos**  
Despesas de capital cumulativas por período – Valores em milhares de milhões de dólares nominais

- 2011-2015
- 2015-2020
- 2021-2025



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021



## Capítulo Três

# Com a saída das majors, aumentam as aquisições das NOC

As majors estão a alienar ativos de petróleo não refinado intensivos em carbono para atingir as metas de descarbonização através da venda às Empresas Petrolíferas Nacionais (NOC, no acrónimo inglês) e às Empresas Petrolíferas Internacionais (IOC, no acrónimo inglês), num cenário de players em constante mudança

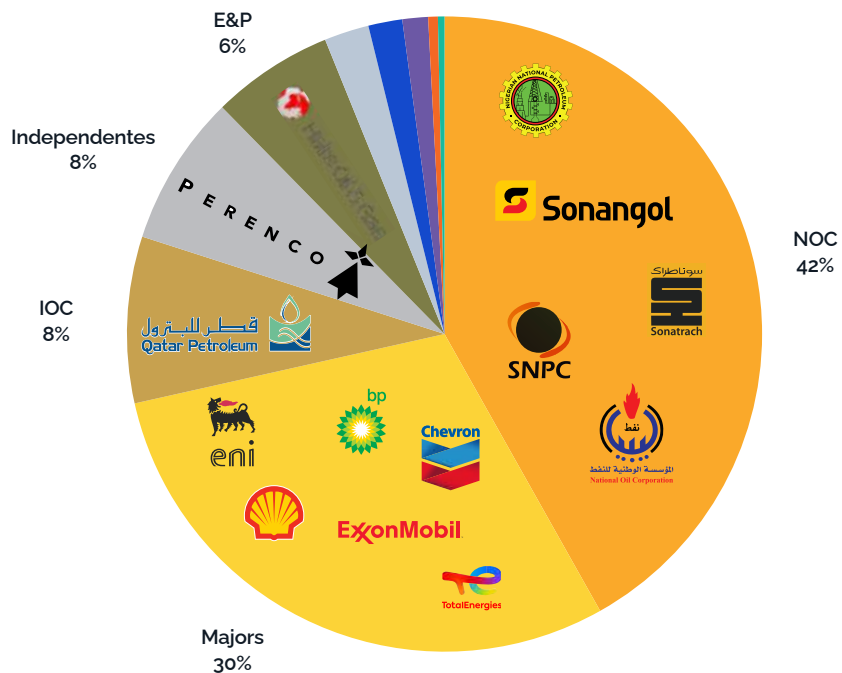
As NOC têm vindo a comprar ativos de petróleo não refinado às majors

Espera-se que as majors europeias aumentem a produção de gás, com o intuito de entrar nos mercados globais por meio da produção de GNL

As Imagens 3.1 e 3.2 mostram que em 2021 as majors serão responsáveis por 30% da produção total em África. No entanto, as majors que operam no continente africano chegaram a um ponto de inflexão, uma vez que pretendem reduzir as suas pegadas de carbono e

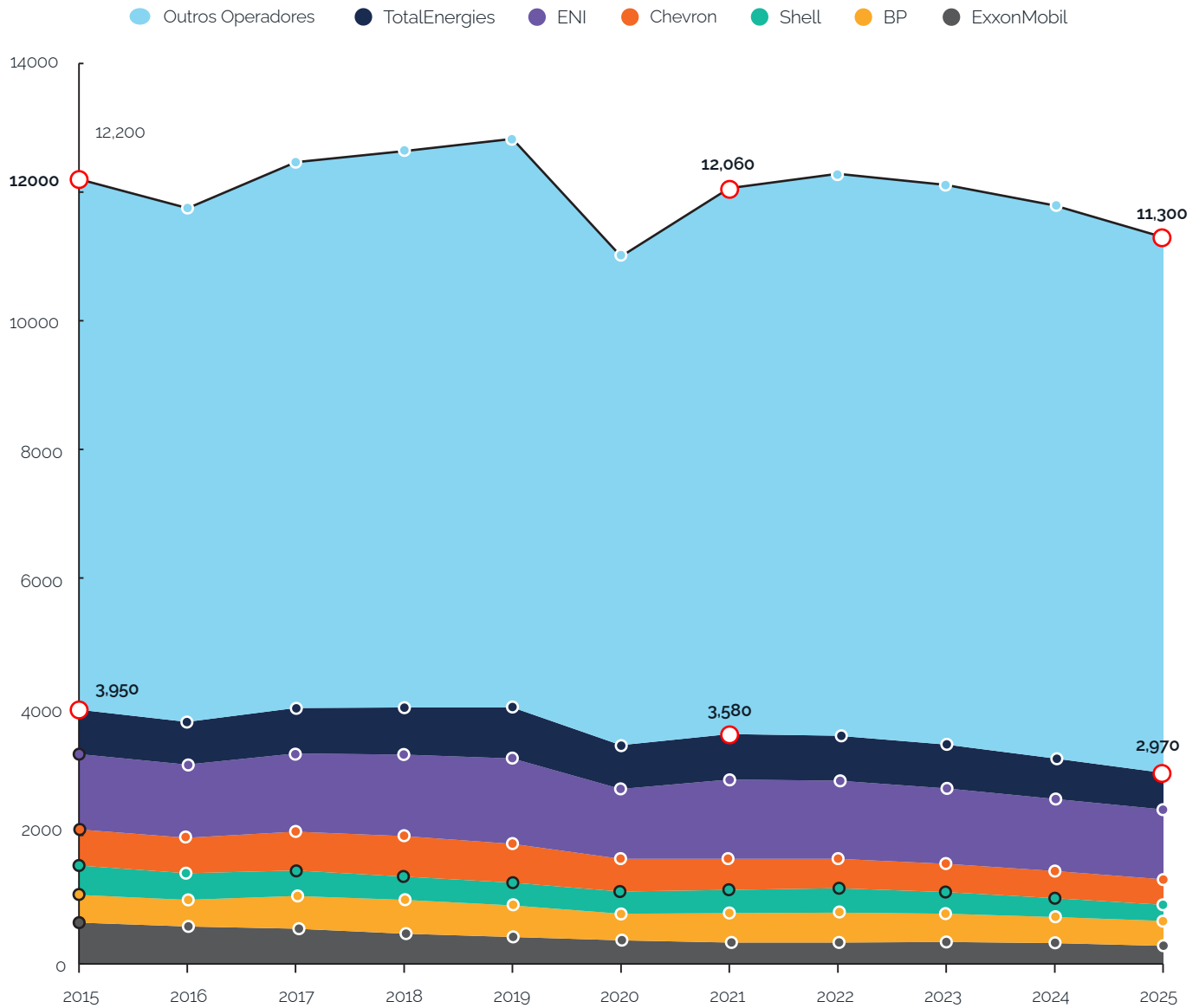
diversificar portfólios de forma a acomodar também importantes campos de extração de gás. As NOC representam uma proporção maior da produção total (42%), com a Sonatrach, a NOC (da Líbia) e a NNPC a liderarem a produção de gás e de petróleo não refinado.

**Imagem 3.1: Produção total dividida por segmento empresarial em 2021**  
Total da produção africana em 2020 – %



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

**Imagem 3.2: As majors estão a substituir ativos de petróleo pelos de gás**  
Produção total africana – Kbbbl/d



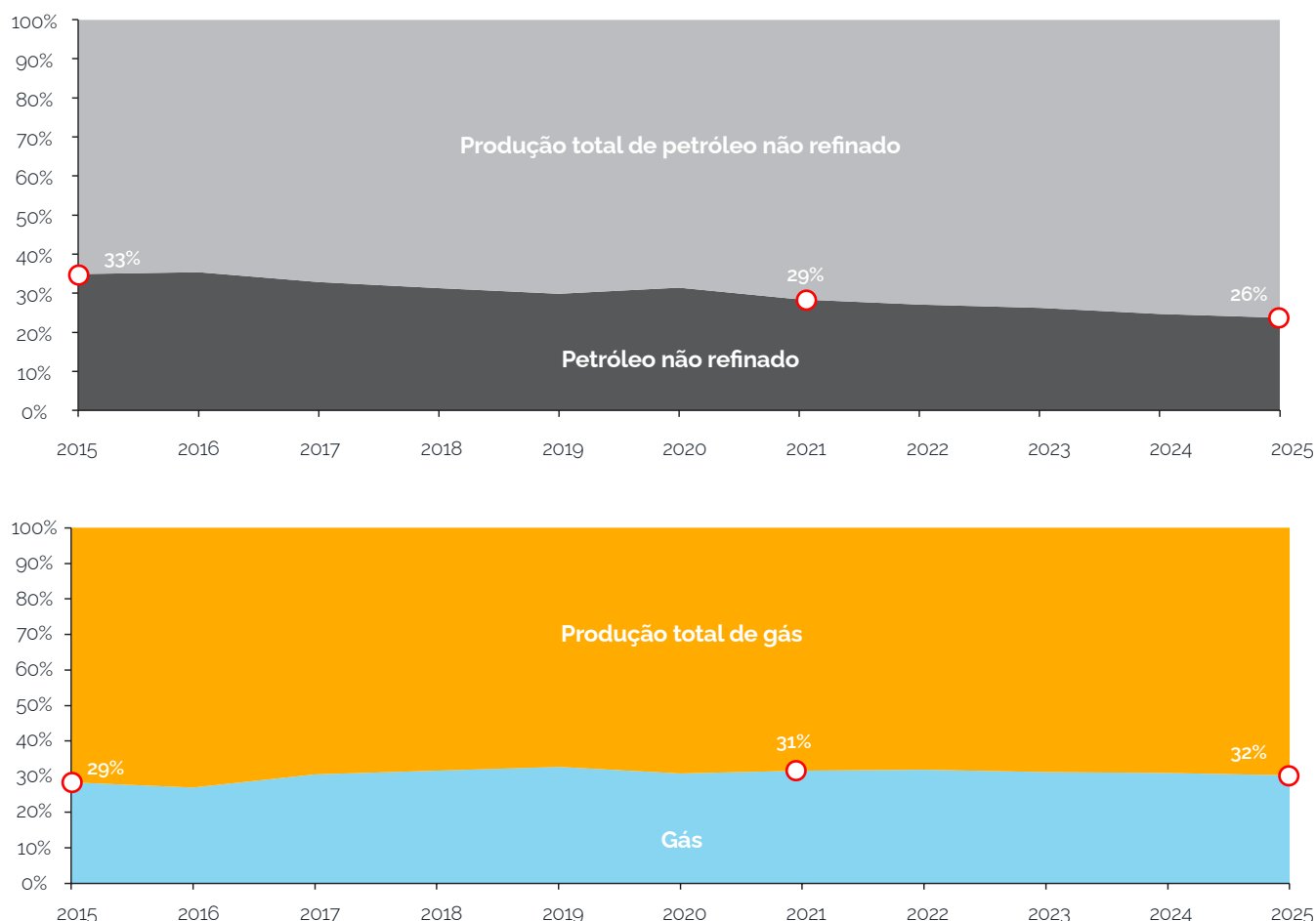
O afastamento do petróleo não refinado é influenciado por desafios regulatórios históricos e pela crescente influência das partes interessadas na definição da estratégia futura, devido à amplamente noticiada rejeição dos combustíveis fósseis menos limpos. Esta mudança está alinhada com a atual atividade de Fusões e Aquisições (M&A, no acróni-

mo inglês), uma vez que os campos de petróleo são substituídos pelos de gás. Uma outra justificação para esta mudança pode dever-se ao facto do gás natural ser responsável por mais de 75% dos hidrocarbonetos descobertos em África nos últimos 10 anos. Isto faz de África uma indústria movida a gás, onde a referida monetização pode gerar um

crescimento socioeconómico, permitindo uma redução das importações de energia, bem como um acesso mais generalizado à eletricidade. A Imagem 3.3 projeta que a contribuição das majors na indústria do petróleo não refinado caia de 33% para 26% entre 2015 e 2025, enquanto a produção de gás aumentará de 28% para 31%.

Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

**Imagem 3.3: Contributo das majors para a produção de petróleo (em cima) e de gás (em baixo)**  
**Total da produção em África – % petróleo, % gás**



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

A imposição de limites de emissão obrigatórios por parte dos governos europeus e o anúncio por parte do Banco Europeu de Investimento do fim dos investimentos em petróleo e gás em África levaram a que as majors caminhassem nesta direção. Além disso, organizações como a Greenpeace e a Friends of the Earth continuam a causar disrupção de

projetos em África, com repercussões nas oportunidades potenciais de crescimento setorial e económico. Estas organizações organizam regularmente protestos às portas das refinarias de petróleo ou de eventos organizados por grandes produtores de petróleo (por exemplo, a Shell em 2018 e Joanesburgo em 2021). Esta situação, associada à flutuação dos

preços do petróleo durante a pandemia global e à incerteza em relação ao futuro dos combustíveis fósseis, está a levar a que as majors desinvistam gradualmente no petróleo não refinado. Por outro lado, o gás natural é central para a transição de que África necessita para alimentar e fazer progredir o desenvolvimento setorial, com empregos sob novas formas.

A ENI, sediada em Itália, está a discutir com consultores a possibilidade de se libertar de um conjunto dos seus ativos operados no Congo após a queda do preço do petróleo. A ENI vendeu ainda um contrato de partilha de produção (PSC, na sigla inglesa) à SNPC (Congo), projetando-se que se venha a registar uma diminuição de 33% na produção ao longo da próxima década. Também a Exxon-Mobil se

afastou recentemente de uma prospeção de petróleo em águas profundas na costa do Gana. Já a Shell irá libertar-se do seu último ativo na Nigéria de modo a transitar para a energia mais limpa, evitando assim os litígios decorrentes dos derramamentos de petróleo. Este desinvestimento poderá representar um novo golpe para os planos fiscais do governo nigeriano, cujas receitas advêm em 90%

do petróleo, quando este procurava reequilibrar-se da queda do petróleo de 2020. A Shell está atualmente sob escrutínio dos tribunais holandeses, que anunciaram que a empresa deve reduzir as suas emissões de gases de efeito de estufa em 45% até 2030. Os baixos níveis de investimento ameaçam os campos de petróleo atualmente em produção em Angola, que enfrentam uma diminuição

acentuada da produção à medida que os campos amadurecem, ameaçando a capacidade do país de satisfazer as exigências da OPEP+.

No passado, o mercado africano apresentava desafios devido às políticas que barravam a entrada no mercado, com tarifas elevadas e tensões políticas. Recentemente, tem havido estímulos para a alteração de políticas e para a reestruturação dos quadros regulamentares, bem como iniciativas com o intuito de atrair investidores, o que facilita a celebração de negócios. Esta reestruturação foi liderada pela Nigéria, pela República do Congo, por Angola e pelo Senegal. Infelizmente, apesar dos investimentos se terem tornado mais fáceis, as majors diminuíram a sua recetividade a perspectivas de investimento, com a transição para o GNL a ser o elemento orientador mais relevante da atividade de M&A. Em última análise, as grandes empresas podem querer monetizar o gás através do GNL. Exemplo disso é o facto de a Shell, a TotalEnergies



e a ENI terem vendido 45% da sua participação na OML 17, avaliada em 1,1 mil milhões de dólares. A grande licença onshore consiste em 15 campos de petróleo e gás, o que permite que as majors concentrem os seus investimentos em ativos na costa do país. Mike Sangster, o CEO da TotalEnergies na Nigéria, disse ao The Africa Report que, daqui para frente, a empresa iria focar-se mais em projetos de gás e petróleo com um «breakeven baixo». Isto poderá desviar as atenções para a produção de gás, como afirma Patrick Pouyanné, o presidente e CEO da Total, definindo esta mudança como uma «transição energética».

Os independentes a operar em África, entre os quais a APA Cooperation, a Conocophillips e a Perenco, evidenciam, como as majors, sinais desta transição. A Cairn Energy vendeu recentemente à Woodside Petroleum os ativos em Sangomar que anteriormente estavam a ser vendidos à Lukoil, o que deverá permitir que a Woodside Petroleum inicie a produção

em África em 2024. No entanto, apesar disso, as perspectivas de produção dos independentes em África, no que diz respeito ao petróleo e gás, são semelhantes às das majors. Prevê-se que a produção diminua ligeiramente em 2022, seguindo-se uma diminuição gradual mas consistente ao longo dos próximos anos.

Estando as majors a vender ativos de petróleo não refinado na Nigéria, em Angola, na Argélia e no Gana, apesar do seu grande potencial de crescimento, a maior proporção destas vendas tem sido adquirida pelas NOC e IOC. Em conjunto, é expectável que as NOC e IOC venham a produzir 51% do petróleo e gás em África em 2021, advindo 43% desse valor de NOC de referência, como a Sonatrach, a NOC (da Líbia) e a NNPC. Exemplificando a visão das majors, Jonathan Evans, o vice-presidente para novos empreendimentos da BP em África, afirmou que a BP iria limitar no futuro os seus projetos de extração de petróleo no continente, tendo em vista os requisitos de redução de carbono.

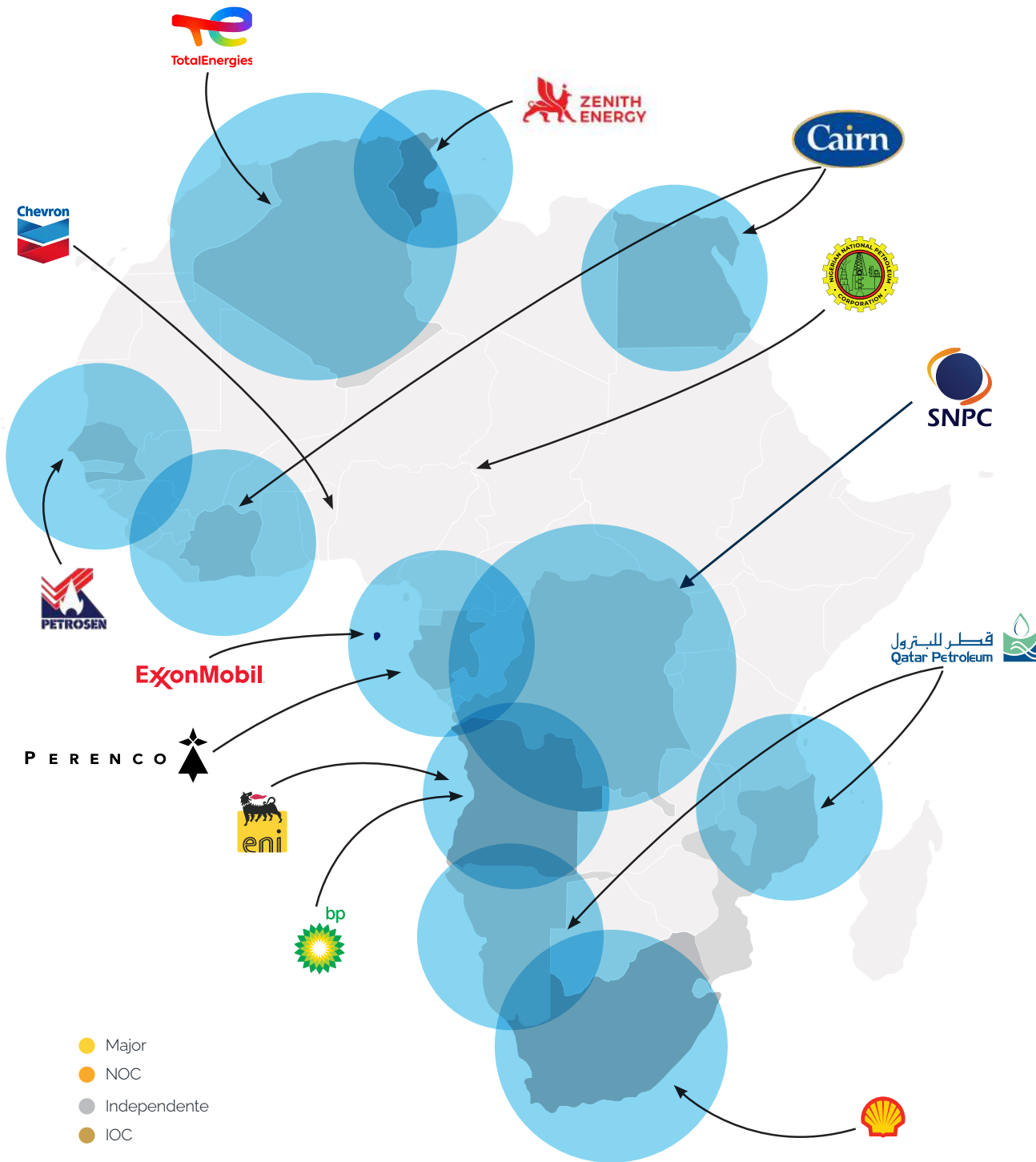
**Imagem 3.4: Resumo detalhado de 2019 – Atividade até ao momento de M&A das majors em África enquanto vendedoras**

Comprador	Vendedor	Descrição	Data	Valor (MUSD)	País	Tipo de Campo
		A SNPC (Congo) assume o controlo da PSC no Congo após o fim do contrato da Enion	17/04/2020	235	Congo	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <span>Oil</span> <span>Gas</span> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 64%; background-color: #28a745; height: 15px;"></div> <div style="width: 36%; background-color: #dc3545; height: 15px;"></div> </div>
		A Qatar Petroleum adquire uma participação em 3 licenças na África do Sul	04/07/2021	Desconhecido	África do Sul	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 44%; background-color: #28a745; height: 15px;"></div> <div style="width: 56%; background-color: #dc3545; height: 15px;"></div> </div>
		A Conoil adquire uma participação operacional nas OMLs 86 e 88 na Nigéria	20/08/2020	43	Nigéria	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 67%; background-color: #28a745; height: 15px;"></div> <div style="width: 3%; background-color: #dc3545; height: 15px;"></div> </div>
		A Dragon Oil adquire concessões de solo da BP no Egito	29/05/2019	600	Egito	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 60%; background-color: #28a745; height: 15px;"></div> <div style="width: 40%; background-color: #dc3545; height: 15px;"></div> </div>
	 	A TNOG adquire 45% da participação na OML 17 na Nigéria da Shell, Total e ENI	15/01/2021	533	Nigéria	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 60%; background-color: #28a745; height: 15px;"></div> <div style="width: 40%; background-color: #dc3545; height: 15px;"></div> </div>
		A ExxonMobil anuncia ao governo ganês a sua saída do setor de petróleo upstream do país	17/06/2019	N/A	Gana	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 75%; background-color: #28a745; height: 15px;"></div> <div style="width: 25%; background-color: #dc3545; height: 15px;"></div> </div>

Fonte: Painel de M&A da Rystad Energy, relatórios anuais e artigos de notícias



**Imagem 3.5: Análise dos prováveis «tipos» de operadoras dispostas a adquirir ativos em África**



Os maiores compradores de ativos são a SNPC (Congo) e a TNOG, duas NOC que operam no Congo e na Nigéria, respetivamente. Na verdade, a maior aquisição em 2021 foi realizada pela TNOG, a respeito da referida licença OML 17 na

Nigéria, adquirindo uma participação de 45% da ENI, Shell e Total. O campo tem potencial para duplicar a produção a curto e médio prazo, através de trabalhos de manutenção de poços e de iniciativas que estimulem o aumento da produção.

A SNPC adquiriu um PSC no Congo por 600 milhões de dólares à ENI, à Qatar Petroleum (QP) e à Total, com aproximadamente 95% da produção total deste a ser de petróleo. Outra aquisição relevante de ativos em 2021 ocorreu no Egí-

to, onde a Chevron Petroleum e a Cairn adquiriram as 13 concessões onshore da Shell e 50% de participação na Badr El-Din Petroleum Co. por 646 milhões de dólares, com pagamentos adicionais até 280 milhões de dólares entre 2021 e 2024.

A QP é responsável pela compra de 91 milhões de dólares em ações e ativos das majors ENI, Total e Shell. As previsões apontam para que a QP se mantenha na indústria do petróleo, aumentando lentamente a sua participação no negócio do gás após 2023. Como 55% da produção anual da QP, em 2021, será de gás (excluindo líquidos de gás natural e gás condensado), e dado que o petróleo representa apenas 19%, é expectável que ocorra uma diversificação através da exploração de mais campos de petróleo. A Perenco também adquiriu ativos da TotalEnergies no Gabão, ambicionando manter os níveis de produção de gás durante o período de queda da produção de petróleo.

Os cortes nos gastos em petróleo não refinado por parte das majors fizeram com que países dependentes do petróleo, como Angola, sofressem com a diminuição dos níveis de produção, que deve atingir os 1,2 mbb/d em 2021, representando um declínio de 35% em relação à última década. No entanto, a maior major de África, a ENI, está interessada em investir em Angola através de uma joint venture com a BP. Ambas as empresas estão à procura de reestruturar os portfólios de hidrocarbonetos (e aumentar a produção de energia renovável) para obter uma maior eficiência nas suas operações e criar sinergias com o objetivo de reduzir custos. Este movimento estratégico encaixa na perfeição no plano da ENI para cortar dívidas e financiar projetos de transição para energias de baixo carbono. Na verdade, a ENI pretende converter os seus ativos de petróleo e gás na África Ocidental e no Médio Oriente em novas joint ventures com a BP e a TotalEnergies. Um exemplo é o atual negócio da ENI com a Egyptian Electricity Holding Company e a Egyptian Natural Gas Holding Company para a produção de hidrogénio verde no Egito a partir de fontes renováveis,

com o objetivo de estender este projeto à potência energética norte-africana que é a Argélia. A joint venture entre a ENI e a BP nos campos de Nour e Shorouk, no Egito, bem como o projeto Coral South da ENI em Moçambique são pontos de entrada no mercado de GNL.

A Shell adquiriu participações em ativos offshore da Kosmos Energy em São Tomé e Príncipe, no Suriname, na Namíbia e na África do Sul por 128 milhões de dólares, com a intenção de iniciar a perfuração em 2021. Contudo, a produção atual nesses países é em geral baixa, embora seja previsível que se verifique um grande crescimento nos próximos anos, principalmente no Suriname e na África do Sul. A produção de gás deve setuplicar entre 2020 e 2030. Além disso, em 2019, a TotalEnergies fez a descoberta de condensado de gás nos poços de Brulpadda na África do Sul, com aproximadamente 500 MMboe. Os parceiros estão a ponderar o desenvolvimento de uma plataforma fixa para o projeto, tendo a TotalEnergies afirmado que se trata de um «campo de gás offshore (...) de classe mundial». Também a ExxonMobil adquiriu ativos em São Tomé e Príncipe, arrancando a produção nos próximos anos.

Na Nigéria, a Chevron Nigeria Limited (CNL) adquiriu o projeto de conversão de gás para líquido (GTL, na sigla inglesa) em Escravos. De acordo com a Chevron, «com o aumento esperado da procura por diesel, a tecnologia GTL permite-nos produzir um combustível de qualidade que acarreta reduções significativas nas emissões». Por motivos semelhantes para reduzir as emissões, a TotalEnergies expandiu-se na Argélia ao adquirir uma participação num campo de gás húmido da Repsol, de forma a sustentar a mudança para uma fonte de gás natural mais limpa. Este foco renovado no gás natural em África é notório se observarmos as decisões finais de investimento antecipadas para os maiores projetos. Os principais projetos africanos de recursos que devem ser licenciados para desenvolvimento ao longo da década de 2020 incluem 12 projetos de gás em Moçambique, Tanzânia, Maurítânia, Senegal, Nigéria e Líbia. A Câmara Af-









ricana de Energia estima que cerca de 55% dos recursos africanos a aguardar licenciamento para desenvolvimento nos próximos 10 anos serão projetos de gás, e 13% serão projetos de líquidos de gás condensado e gás natural, sendo que apenas 38% correspondem a projetos de petróleo não refinado.

As NOC poderão apostar em novos ambientes através da diversificação e realocação de recursos, de forma a permitir o aumento da competitividade no mercado. As empresas do Norte de África, entre as quais a Sonatrach, a Sonangol e a SNPC, por exemplo, têm demonstrado interesse e empenho em alocar investimentos para a captura e armazenamento de carbono. Na verdade, a ENI e a Sonatrach assinaram uma série de acordos em março de 2021 para os setores de upstream, descarbonização e pesquisa e desenvolvimento. Isso deverá permitir que as NOC transitem do volume para o valor, concentrando-se em projetos de alto valor que sejam socialmente aceitáveis através da redução das emissões de carbono. Aumentar as atividades downstream é uma via de diversificação que poderá ser lucrativa. O investimento em petroquímicos e refinação poderá gerar novos fluxos de receita em produtos com margens potencialmente mais altas.

Tem aumentado a pressão global para o desinvestimento em combustíveis fósseis, com o desenvolvimento de campos de petróleo greenfield a tornar-se menos atraente nos media, o que obriga as majors a explorar oportunidades em energias renováveis. As estratégias de investimento das majors envolvem «priorizar os gastos de capital de curto prazo nos ativos do portfólio mais vantajosos e com o menor custo de fornecimento», de acordo com Preba Arkaah, porta-voz da Exxon no Gana. Muitas majors têm agora metas de zero queimas sistemáticas de gases até 2030, como se pode ver na Imagem 3.6. Isto abre oportunidades a serem exploradas pelas empresas locais, através de uma especialização na redução das queimas ou no processamento de gás na produção de hidrogénio para adicionar ao portfólio de renováveis dos continentes.

### Imagem 3.6: Metas de redução Pode flaring das majors

#### Intensidade de flaring e metas de redução das empresas selecionadas

Empresa	Intensidade de flaring 2020 (kg CO <sub>2</sub> /boe)	Meta de redução de flaring	Citação
	10	Zero flaring sistemático em 2025	"A ENI comprometeu-se a eliminar o flaring do processo até 2025, 5 anos antes da iniciativa Global Gas Flaring Reduction 2030"
	6	Zero flaring sistemático em 2030	"TA Total foi a primeira empresa a aderir à iniciativa Zero Routing Flaring"
	5	Zero flaring sistemático em 2030	"A BP participa de uma série de iniciativas de redução da queima de gás do Banco Mundial, entre as quais a Global Gas Flaring Reduction Partnership"
	5	Prevista redução de 25% de flaring em 2020	"Os nossos projetos Upstream Flaring e Venting Reduction Environmental Standard têm como objetivo evitar as queimas sistemáticas em novos projetos de upstream"
	3	Zero flaring sistemático em 2030	"Estamos a trabalhar para reduzir o flaring, que desperdiçam recursos valiosos e contribuem para as alterações climáticas"
	3	Reduzir 25-30% o flaring até 2023	"Desenvolvemos planos específicos para cada país, de forma a minimizar as queimas de gás, e aderimos à World Flaring Reduction Partnership"
	3	Zero flaring sistemático em 2030	"Na Noruega, não temos flaring sistemático nas nossas operações. O nosso objetivo é acabar com o flaring sistemático nas nossas operações até 2030, o mais tardar"
	3	Sem metas claras	"Embora as emissões resultantes do flaring pós-combustão representem menos de 7% das nossas emissões de gases de efeito de estufa, a redução do flaring continua a ser uma prioridade."

\* Relativo a 2017 \*\* Relativo a 2016

Fonte: Relatórios da empresa, pesquisa e análise da Rystad Energy



As majors planeiam reduzir no curto prazo a intensidade de carbono, através de um aumento das medidas de eficiência, de uma eliminação das queimas e da otimização das operações de forma a minimizar a sua pegada de carbono. As joint ventures atuais e futuras entre as majors e a sinergia que pode resultar da otimização da excelência operacional podem contribuir muito para reduzir a intensidade de carbono. O investimento em energias renováveis é o próximo passo para um futuro neutro em carbono, daí a aposta em projetos de GNL de menor intensidade de carbono, estando os principais projetos descritos na Imagem 3.7.

As centrais de energia solares fotovoltaicas são atualmente a fonte de energia renovável mais proeminente de África. A TotalEnergies tem 150 MW de capaci-

dade instalada em África, a operar atualmente no Egito (2 x 63 MW), no Burkina Faso (15 MW) e no Uganda (10 MW), tendo como objetivo uma ainda maior expansão. A ENI é detentora da central fotovoltaica «Adam», em Tataouine Governate, que produz 5 MW, reduzindo o consumo de gás e poupando o equivalente a 6.500 toneladas de emissões de CO<sub>2</sub> por ano. Na verdade, a ENI e a Sonatrach, a empresa estatal argelina de petróleo e gás, inauguraram uma central fotovoltaica em Bir Rebaa North. Além disso, a ENI juntou-se à Sonangol, formando uma joint venture com o intuito de desenvolver uma central fotovoltaica com uma capacidade total (faseada) de 50 MW em Angola.

O Fundo de Energia Renovável de África II angariou 130 milhões de euros de

7 investidores para financiar energias renováveis na África Subsaariana. A TotalEnergies também anunciou um investimento de cerca de 60 mil milhões de dólares em projetos de energia renovável até 2030. O Banco Europeu de Investimento investiu 95 milhões de dólares em projetos de energia geotérmica na África Oriental. Esta mudança pode gerar ainda mais investimentos por parte das majors, já que atualmente todas elas estão envolvidas em atividades geotérmicas. No entanto, estes projetos têm grande margem de erro e os lucros são escassos. Sem o interesse das majors, «a energia geotérmica é um bilhete de lotaria mais caro do que o petróleo e sem grande jackpot», afirma Doug Hollett, geólogo e ex-funcionário do Departamento de Energia dos Estados Unidos.



**Imagem 3.7: Estratégias de desinvestimento das principais empresas de petróleo com vista à transição energética**

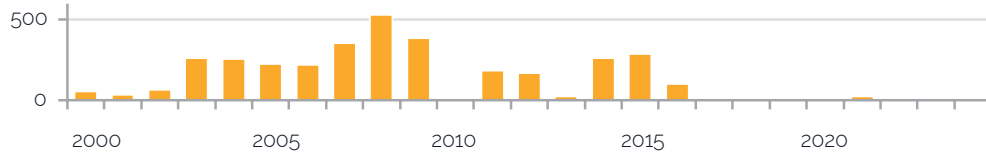
**Operador**

**Plano de Desinvestimento**

**Argélia & Angola**

*Reduzir projetos de prospeção de petróleo na Argélia e em Angola*

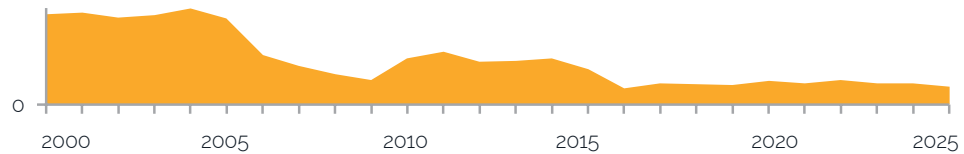
Investimento em prospeção da BP na Argélia e em Angola (em milhões de dólares)



**Nigéria**

*Concentrar em ativos nigerianos de gás e petróleo offshore*

Produção de líquidos onshore da Shell (Kbb/d)



**Gabão**

*Desinvestir no portefólio não operado de ativos maduros com um elevado BE*

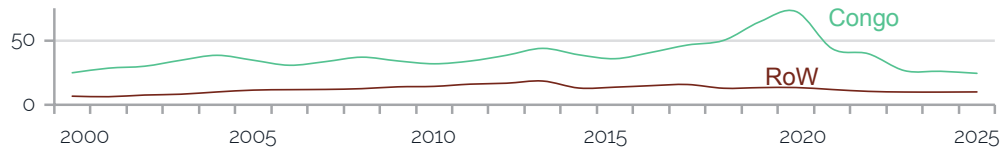
Preço de breakeven do petróleo da Total para ativos não operados licenciados, a nível global (USD/bbl)



**Congo**

*Possível substituição de ativos de flaring intensivo no Congo*

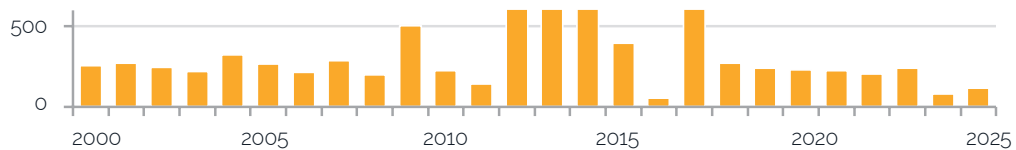
Emissões de CO2 dos ativos operados upstream da ENI (emissões de CO2 por boe)



**Gana**

*Abandonar ativos de prospeção, priorizar oferta de baixo custo*

Despesas de capital em prospeção em África da Exxon (em milhões de dólares)



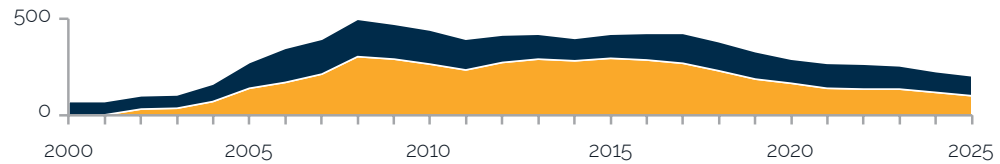
Operador

Estratégia de Transição Energética

Angola

Potencial fusão com a ENI para melhorar a alocação de capital, sinergias de custos e de negócios para reduzir a exposição ao risco

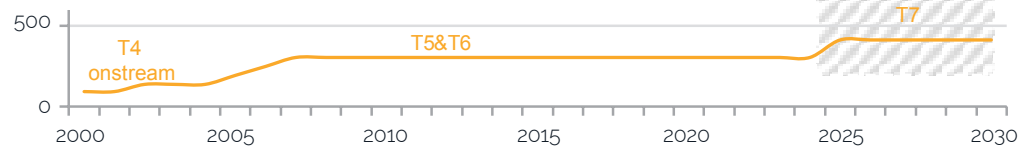
Produção combinada do portefólio da ENI e da BP em Angola (kbb/d)



Nigéria

FID da NLNG Train 7 (T7) de forma a aumentar a produção de GNL mais limpo

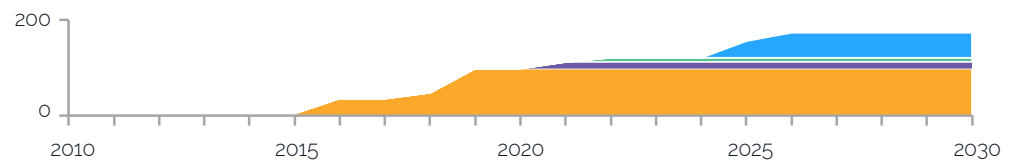
Capacidade de produção de GNL da NLNG (BCM)



África

Investir 1,5 – 2 mil milhões de dólares em eletricidade de baixo carbono

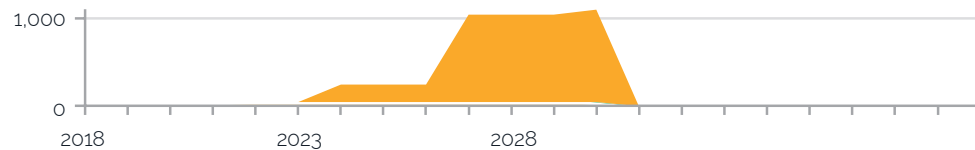
Capacidade instalada da central solar fotovoltaica da Total dividida por estado de desenvolvimento, África (MW)



África

Aumentar a capacidade solar para produzir e exportar hidrogénio verde

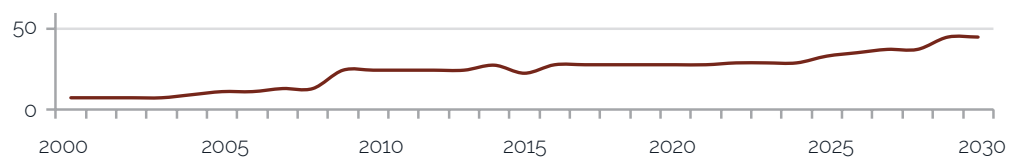
Capacidade instalada da central solar fotovoltaica da ENI dividida por estado de desenvolvimento, África (MW)



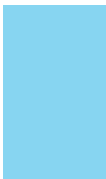
Global

Foco na construção de capacidade adicional de GNL, i.e., Rovuma

Capacidade de produção de GNL da Exxon (BCM)



Fonte: Rystad Energy UCube, GasMarketCube, RenewableCube, agosto de 2021



Quanto aos países africanos, os Camarões colocaram em operação o primeiro projeto flutuante de gás natural liquefeito do continente em 2018. O Senegal e a Mauritânia estão a construir em conjunto um novo centro de exportação de GNL com uma capacidade de aproximadamente 30 milhões de tpa.

Na Nigéria, a Shell e a TotalEnergies aliaram-se na joint venture semipública NLNG, detendo 25% e 15% de participação numa unidade de processamento de GNL avaliada em 4 mil milhões de dólares, conhecida como Train 7, na Ilha Bonny. A central aumentará em pelo menos 35% a

sua capacidade de produção de tpa de GNL. Enquanto isso, a BP e a Kosmos Energy desenvolvem em conjunto o projeto offshore de GNL Greater Tortue Ahmeyim no Senegal e na Mauritânia, com produção prevista para 2023.

### Imagem 3.8: Produção de GNL das majors



1



A Sonangol fez uma parceria com a Chevron, BP, ENI e Total para desenvolver um projeto de GNL offshore avaliado em 12 mil milhões de dólares.

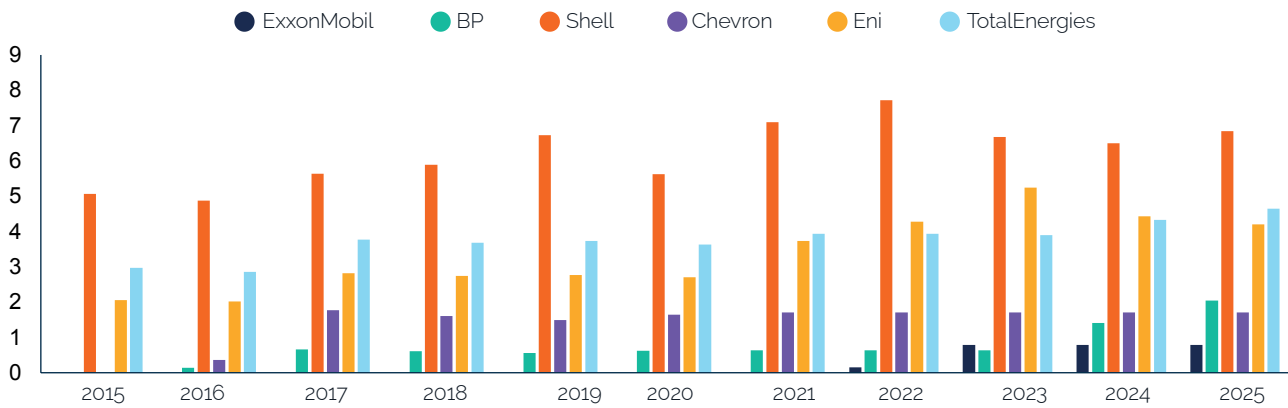
2



A ENI assina acordos com a BP que incluem a venda de participação nos campos de Nour e Shorouk, no Egito.

Tem um grande contrato comercial de GNL do projeto Coral South da ENI, em Moçambique.

O Rovuma LNG, o segundo maior projeto, liderado pela ENI e apoiado pela ExxonMobil, aguarda ainda luz verde final.



3



A Chevron lidera o Projeto de Gás Natural Liquefeito de Angola, um dos primeiros e maiores projetos energéticos no continente africano e em Angola.

4



A Shell investe no terminal Tema LNG, que fará do Gana o primeiro a sul do Saara a importar GNL. Isto deverá responder ao atual atraso energético de milhões. A Total pretende seguir um caminho semelhante na Costa do Marfim e no Benim.

Fonte: Painel de M&A, relatórios anuais e artigos de notícias

Moçambique acolhe três megaprojetos, que representam um investimento total de 55 mil milhões de dólares. No entanto, a TotalEnergies suspendeu recentemente o seu maior projeto no país, o Mozambique LNG, devido a ataques na cidade vizinha de Palma. As pequenas e médias empresas locais já perderam 90 milhões de dólares desde o ataque a Palma, um enorme revés financeiro para um continente a atravessar uma diminuição dos investimentos. Isto deixa em evidência a importância de fatores de risco como a segurança, uma vez que ataques a oleodutos e gasodutos africanos (como aconteceu, por exemplo, na Nigéria, na Líbia e em Moçambique) não dão a confiança necessária aos investidores internacionais para que financiem grandes projetos economicamente impactantes. O segundo maior projeto de GNL, o Rovuma LNG, liderado pela ENI

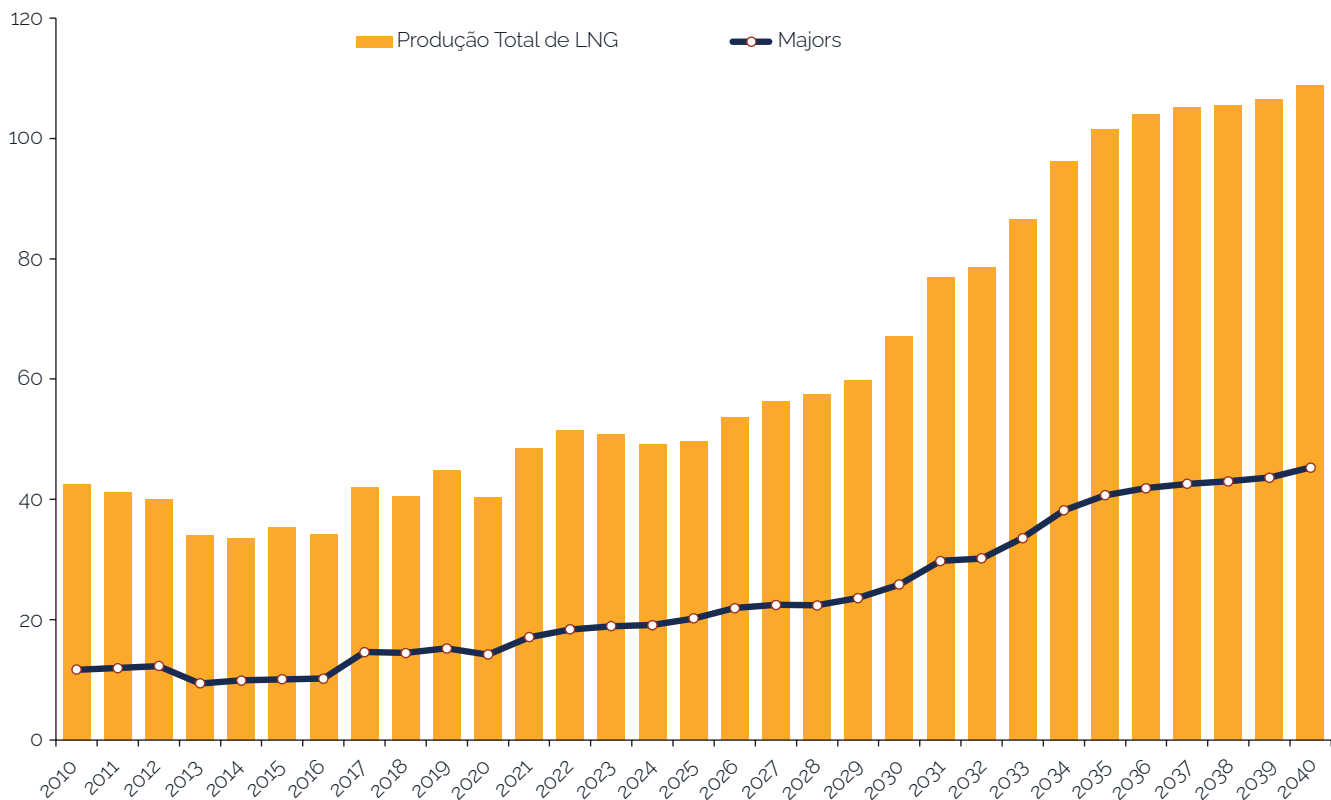
e apoiado pela ExxonMobil na Área 4, aguarda aprovação. Fazendo face a um dos elementos críticos que afetou o crescimento em todo o continente africano, a pobreza energética, o projeto em Moçambique, assim como no Senegal, abastecerá centrais energéticas, em vez de exportar para centros de procura na Ásia.

Em Angola, o governo formou um consórcio com 5 empresas internacionais de petróleo, entre as quais a ENI e a Chevron, e está a discutir um investimento de 2 mil milhões de dólares no terminal de Soyo. Essa central terá uma capacidade de produção de 5,2 MMtpa e fornecerá gás natural para uma central energética de 750 MW, dando-se um passo na eletrificação do continente africano. O consórcio pretende iniciar a produção deste projeto em 2022. A Chevron,

detentora de uma participação de 36% na central angolana de GNL, discute os benefícios do gás associado, que é gás natural produzido como subproduto da produção de petróleo não refinado. Na Guiné Equatorial, o governo tem negociado com empresas o desenvolvimento de reservas offshore e de gás aprisionado para a produção de GNL.

As NOC estão perplexas com o mercado de GNL, uma vez que atualmente nenhum GNL da Nigéria (o maior produtor) vai para África. O seu principal objetivo seria uma infraestrutura de conversão de gás em energia, de forma a responder às necessidades energéticas de África. O foco das majors está na monetização do gás e na redução da sua pegada de carbono, o que exigirá desenvolvimento de infraestruturas e diminuição do flaring.

**Imagem 3.9: Produção de GNL em África**  
Unidade: Mt de GNL



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

## Capítulo Quatro

# O financiamento de E&P em África pode tornar-se mais dependente da Ásia

Os governos do G20 alocaram 123 mil milhões de dólares de financiamento público em África e no Médio Oriente entre 2013 e 2019

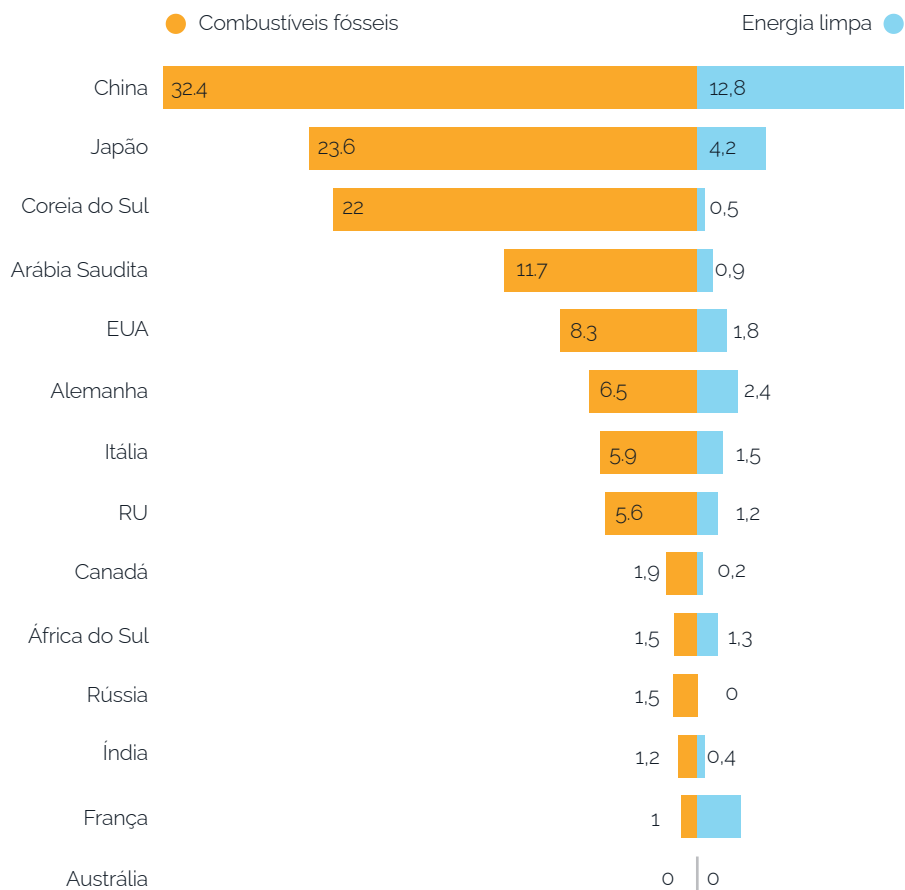
As instituições financeiras europeias evidenciam uma maior relutância em investir em projetos relacionados com combustíveis fósseis

É provável que as instituições de financiamento asiáticas continuem a ser as principais fontes de financiamento de projetos de combustíveis fósseis em África

\* Inclui pagamentos de agências de crédito à exportação ou instituições financeiras de desenvolvimento

\*\* Exclui Argentina, Brasil, UE, Indonésia e Turquia, pois nenhum pagamento foi observado

**Imagem 4.1: para África e o Médio Oriente, 2013-2019**  
Financiamento público de energia\* emitido por governos do G20\*\* - Valores em mil milhões de dólares



Fonte: Oil Change International, abril de 2021



Apesar do fórum internacional dos governos do G20 se ter comprometido a limitar os aumentos da temperatura média global a 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais, foram investidos milhares de milhões de dólares em projetos de combustível fóssil entre 2013 e 2019. A África e o Médio Oriente têm recebido esses financiamentos das nações do G20, como demonstra a Imagem 4.1. compilada pela Oil Change International. O referido financiamento representa o financiamento do comércio e do desenvolvimento que se verificou estar diretamente relacionado com combustíveis fósseis. O financiamento está associado a agências de crédito à exportação (ACE) e a instituições financeiras de desenvolvimento (IFD), e não a instituições privadas. Exemplos disso são o financiamento pelo Banco de Desenvolvimento da China de um empréstimo de 6,6 mil milhões de dólares à Sonangol em 2016 e a nota de crédito à exportação de 5 mil milhões de dólares concedida pelo Banco de Exportação e Importação dos EUA, relacionada com um terminal de liquefação de GNL moçambicano em 2020. As ACE e as IFD oferecem frequentemente condições bastante competitivas ou assentes em critérios não comerciais e, como tal, fornecem um apoio considerável à obtenção de financiamento adicional provindo de outras fontes, como bancos ou gestores de ativos, ao reduzirem o risco do projeto e aumentarem a confiança do investidor.

Para contextualizar os níveis de gastos, é útil comparar o financiamento de combustíveis fósseis relacionados com projetos de energia limpa em África e no Médio Oriente no mesmo período. O G20 direcionou 123

mil milhões de dólares para projetos de combustíveis fósseis e 30 mil milhões de dólares para energia limpa. Define-se como despesa em energia limpa qualquer pagamento de apoio à energia renovável na forma de biocombustíveis, energia geotérmica, hidroelétrica, hidrogénica, solar e eólica. O único país a financiar mais projetos de energia limpa do que de combustíveis fósseis foi a França, com 2,7 mil milhões de dólares alocados.

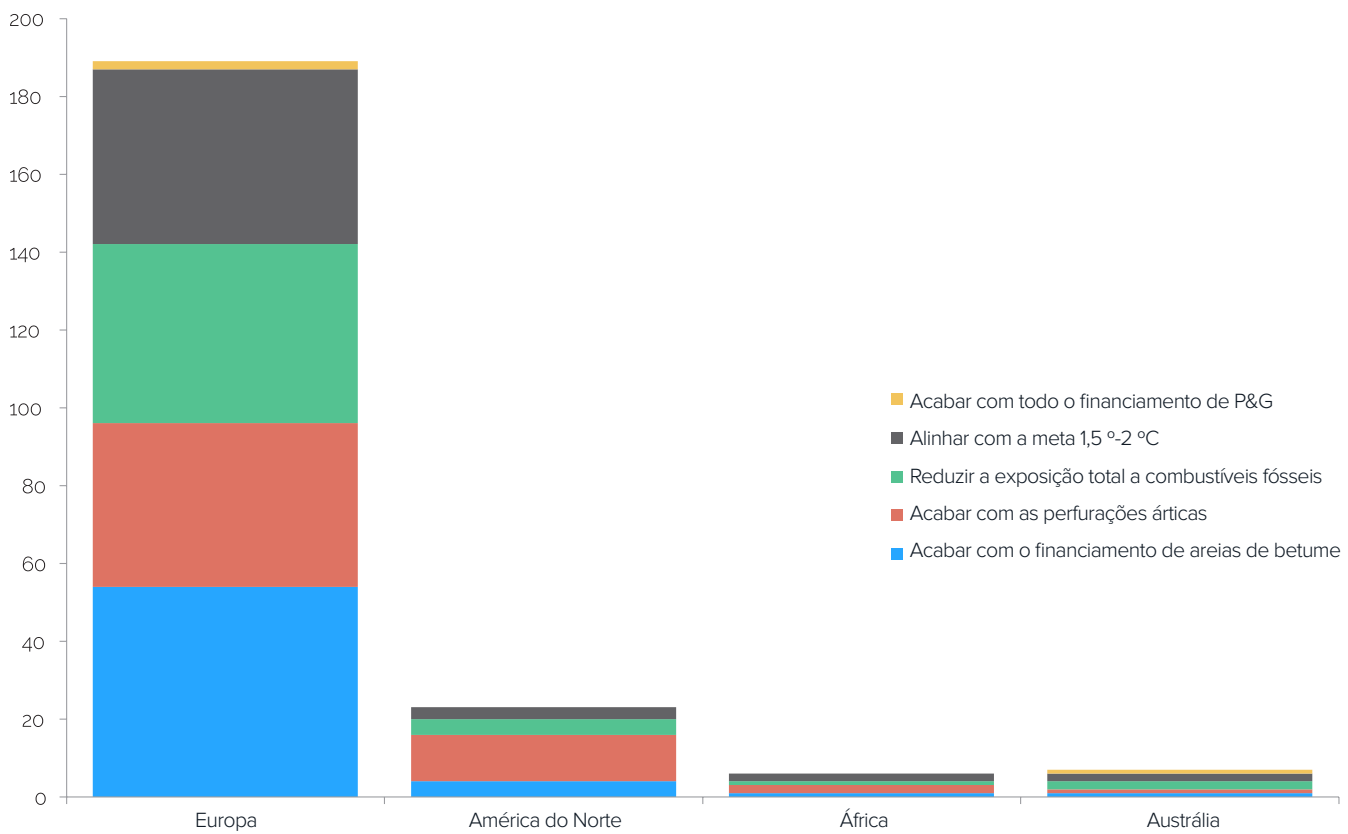
Impressionantemente, os grandes centros económicos asiáticos contribuíram com mais de 60% do financiamento para projetos de combustíveis fósseis, liderados pela China. Isto permitiu que os países garantissem o acesso às reservas de combustível fóssil, muitas vezes protegendo-se contra a volatilidade futura dos preços dos produtos, o que é de grande importância para os países importadores de hidrocarbonetos primários, onde o PIB está mais exposto a flutuações. A procura de hidrocarbonetos associada à produção e, em particular, aos produtos petroquímicos é muito elevada nesses países, ampliando a importância de proteger as indústrias estabelecidas de modo a manter baixos os custos das matérias-primas, permitindo que estas permaneçam competitivas. Além disso, ao providenciarem financiamento internacional, as instituições procuram apoiar a criação de empregos domésticos relacionados com projetos que estão a ser financiados. É, por isso, provável que as nações asiáticas, principalmente as associadas ao G20, forneçam as somas essenciais de finanças públicas por meio de ACE ou de IFD, que constituem as maiores parcelas da dívida, que frequentemente oferece

confiança suficiente para que outras instituições financiem estes projetos.

Adotando uma perspetiva mais holística da indústria de financiamento global e da resultante vontade de financiar combustíveis fósseis, os últimos 2 anos testemunharam uma mudança na mentalidade da indústria financeira, com instituições a assumirem compromissos em massa para restringir o financiamento de projetos de combustíveis fósseis e reduzir os níveis gerais de exposição. Nenhum continente mudou tão radicalmente como a Europa. A Imagem 4.2 apresenta o número de instituições globalmente relevantes por categoria de compromisso, divididas por continentes, representando as políticas atualmente ativas. No que respeita a restrições financeiras, a maioria das instituições que as impõem aplica-as a areias de betume e à perfuração ártica, evitando uma proibição absoluta de financiamento de petróleo e gás. No entanto, entre as instituições europeias, este quadro pode mudar em breve, à medida que a COVID-19 acelere a agenda verde. O Banco Europeu de Investimento anunciou o compromisso de erradicar o financiamento a combustíveis fósseis a partir do fim de 2021, uma medida que o Reino Unido também prometeu seguir. Seguindo esse exemplo, a França anunciou que encerrará o financiamento à exportação para a prospeção e produção de petróleo até 2025 e à produção de prospeção de gás até 2035. Além disso, a administração Biden indicou também estar a desenvolver um plano para acabar com o financiamento internacional de projetos de combustíveis fósseis com dinheiros públicos.



**Imagem 4.2: Tendências de financiamento de E&P em África – Perspetiva geral**  
Bancos, seguradoras\* e gestores de ativos\*\* de importância global a restringir o financiamento de combustíveis fósseis



\*A IEEFA considera que uma instituição financeira tem uma importância global quando tem ativos sob gestão superiores a 10 mil milhões de dólares.

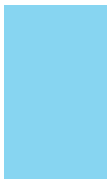
\*\* A IEEFA considera que os gestores/proprietários de ativos têm uma importância global quando têm ativos sob gestão superiores a 50 mil milhões de dólares.

Fonte: IEEFA, agosto de 2021

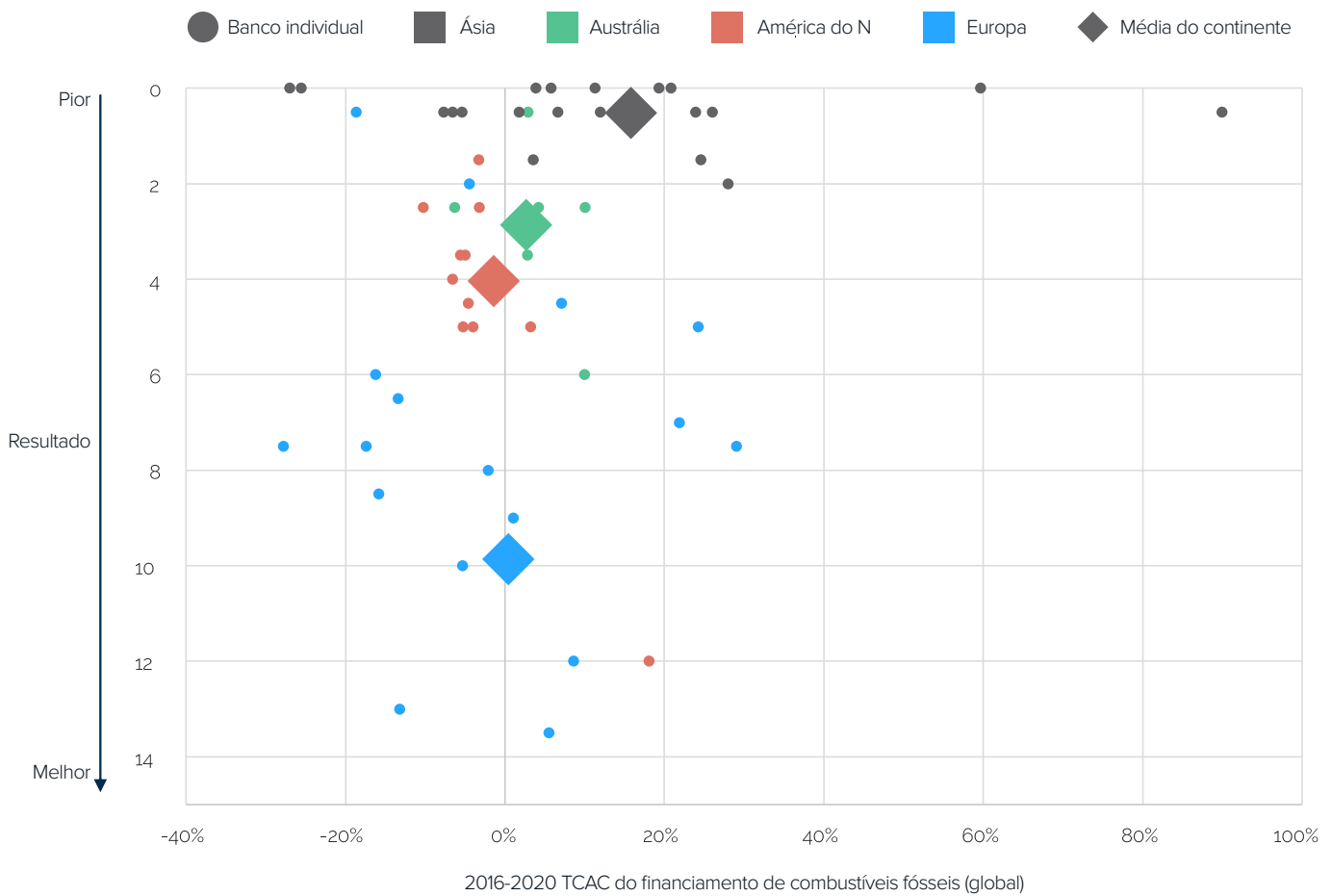
No geral, as restrições ao financiamento de combustíveis fósseis centram-se nas instituições europeias, visto que o reconhecimento do potencial impacto financeiro das mudanças climáticas se reflete na apetência pelo risco de vários credores no continente. Para otimizar

a gestão dos riscos inerentes às alterações climáticas, foram adotadas diversas políticas com o objetivo de limitar a exposição. Os tipos de instituição incluem seguradoras, gestores de ativos e bancos, onde a preocupação reside no risco para fluxos de caixa futuros e

na capacidade de saldar dívidas, ou na extensão das provisões necessárias para assegurar ativos de alta responsabilidade. Para as entidades públicas, os compromissos Net Zero liderados pelos governos forçam os fundos a orientarem-se para a energia limpa.



**Imagem 4.3: Tendências de financiamento de E&P em África – Perspetiva geral**  
 Crescimento do financiamento bancário para combustíveis fósseis (TCAC 2016-2020 – eixo x); Resultado das políticas de combustível fóssil\* (eixo y). Cada ponto representa um banco, colorido consoante o seu continente.



\*\*Resultado das políticas internas para reduzir o financiamento de combustíveis fósseis, Banking on Climate Chaos Report 2021

Fonte: Banking on Climate Chaos, 2021

Para se perceber melhor onde pode a indústria de E&P africana conseguir garantir o financiamento de projetos no futuro, é importante analisar a trajetória histórica do financiamento de diferentes regiões, onde o governo e a política fiscal, em última análise, moldam as decisões tomadas pelas instituições financeiras. Embora seja claro que os principais centros finan-

ceiros asiáticos serão provavelmente as fontes de financiamento público relacionado com as ACE e as IFD, a Imagem 4.3 traça um esboço da perspetiva do setor bancário em geral. Os dados aí presentes foram extraídos do relatório Banking on Climate Chaos 2021 e incluem os 60 maiores bancos por ativos. O eixo x indica a taxa de crescimento anual composta do finan-

ciamento direcionado para projetos de combustível fóssil entre 2016 e 2020, enquanto o eixo y indica o resultado da política de combustíveis fósseis fornecida pelo relatório Banking on Climate Chaos. A pontuação está fortemente relacionada com a dimensão da exclusão imposta aos diferentes combustíveis fósseis dentro das políticas dos vários bancos.

Em média, os bancos europeus permaneceram estáveis no que respeita ao crescimento de financiamento de combustíveis fósseis entre 2016 e 2020, e tiveram a pontuação mais alta em termos de política global, o que espelha a conclusão da análise do financiamento público, segundo a qual as instituições europeias são as menos propensas a envolver-se em projetos futuros de combustíveis fósseis. Os bancos norte-americanos e australianos estiveram alinhados com a Europa no que respeita ao crescimento de financiamento, porém, tiveram resultados muito inferiores em termos de políticas de redução do financiamento de combustíveis fósseis. Por último, a Ásia destaca-se tanto no crescimen-

to do financiamento de combustíveis fósseis quanto na baixa pontuação das suas políticas. Em geral, isto indica que o financiamento dos combustíveis fósseis no futuro e para África será provavelmente, pelo menos em parte, apoiado por instituições financeiras asiáticas. Historicamente, a China desempenhou um papel importante na indústria energética africana, fornecendo investimentos e empréstimos significativos a vários projetos de infraestrutura de energia, que tiveram efeitos económicos, sociais e ambientais em vários países e comunidades.

Na África Subsaariana, ao longo da última década, as majors alienaram ativos onshore a favor de equivalentes

offshore, numa estratégia de mitigação do risco. Além disso, a pressão crescente dos acionistas resultou num aumento do peso relativo do gás nos portfólios das majors. Um exemplo disto é o recente desinvestimento da Shell, da Total e da ENI, correspondente a uma venda de 45% das suas participações na Oil Mining Lease 17 à Heirs Holdings. Este negócio serve como um excelente exemplo de como estruturas de financiamento inovadoras podem ser usadas para diminuir o risco de investimentos, atraindo assim uma variedade de instituições, entre as quais algumas instituições financeiras multilaterais, bancos nacionais e internacionais e gestores de ativos de vários tipos.

Como pano de fundo para a licença, os campos maduros que contribuem para a produção estão em declínio depois de terem sido rentáveis durante décadas. No entanto, com volumes significativos de reservas remanescentes, além da valorização da prospeção, existe mais potencial no bloco. A licença também conta com uma ampla rede de infraestruturas, facilitando a exportação de petróleo e gás natural.

Estão em vigor 4 importantes acordos inovadores que permitiram que a transação ocorresse. Em primeiro lugar, um acordo técnico com a Schlumberger fornece acesso ao mais alto nível de competência técnica, garantindo a execução de um plano expedito de desenvolvimento de campo e a geração acelerada de receitas necessárias para fazer face às dívidas. A Schlumberger também fornecerá uma instalação para capital circulante, reduzindo ainda mais o risco da expansão da produção – o que corresponde à oferta de soluções de capital agora disponíveis nas principais empresas de EPCI. Foi assinado um acordo com o oleoduto Trans-Niger e o terminal de petróleo não refinado Bonny assente numa tarifa fixa, que oferece visibilidade de custo adicional necessária para acordos de financiamento. Um acordo de escoamento a longo prazo com a Shell e a

Total fornece segurança de pagamento, que pode também servir de plataforma adicional para a obtenção de mais financiamento. Por último, um contrato de compra e venda de manuseamento de gás está em vigor para uma parte da produção do ativo, proporcionando uma maior visibilidade sobre as receitas.

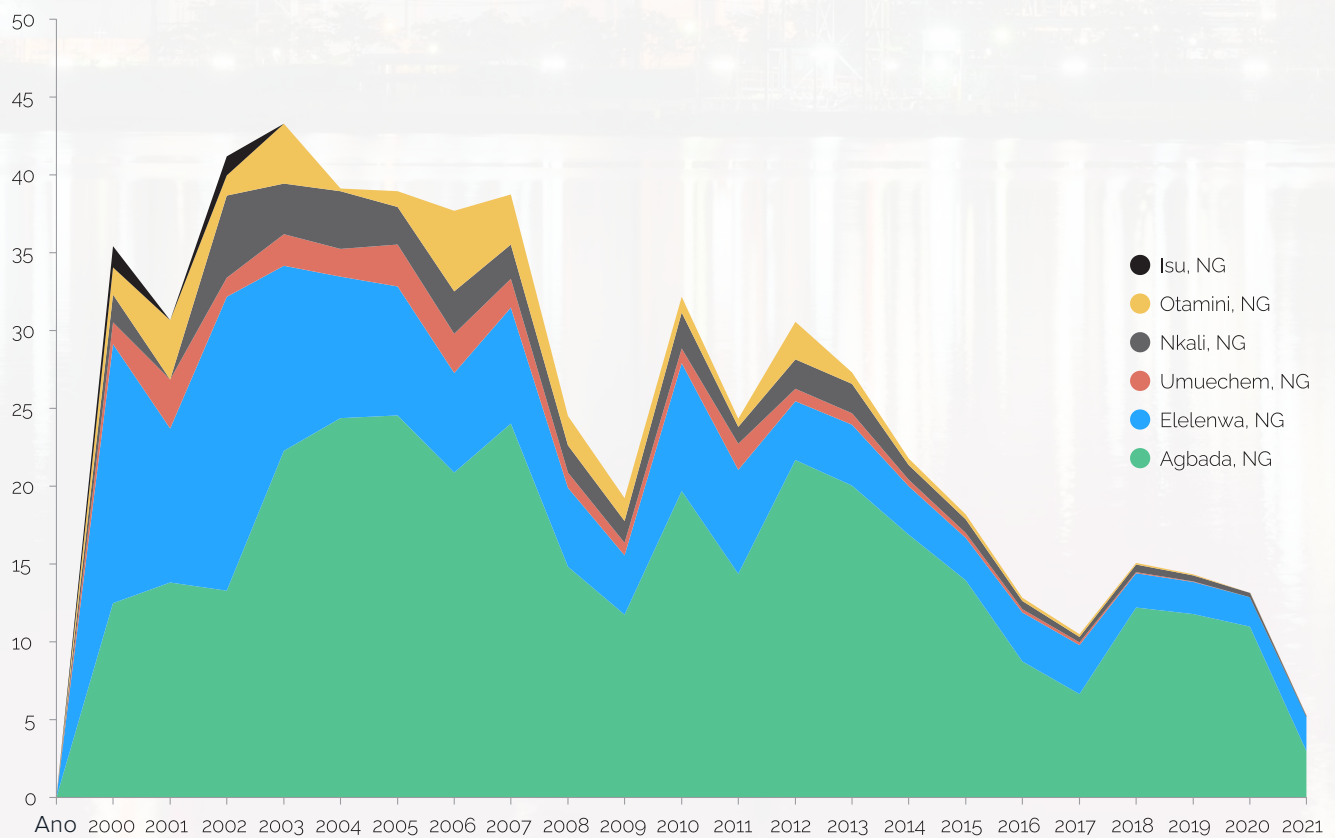
O resultado dos acordos de inovação é o aumento da confiança das instituições financeiras nos fluxos de caixa do projeto, permitindo que as parcelas da dívida sejam distribuídas por várias instituições, alocadas de acordo com as tolerâncias ao risco aceites internamente. Com a reduzida apetência das instituições financeiras europeias e americanas para o financiamento de projetos de combustíveis fósseis, é provável que se torne mais prevalente o uso de financiamento híbrido, que maximize e incentive o desempenho enquanto reduz o risco do investimento em todo o espectro de contrapartes. Esse movimento é promovido ainda mais pela procura contínua de rentabilidade por parte dos gestores de ativos, num ambiente económico envolto em receios de inflação devido às políticas monetárias resultantes da recessão global. O maior rendimento oferecido pelos mercados emergentes atrairá provavelmente mais capital para novas

áreas, ainda que sempre assente numa lógica casuística. No geral, a transação OML 17 pode ser resumida em grande parte como um projeto maduro, sem risco associado à exportação, ao pagamento e à perspetiva técnica, representando, portanto, um excelente exemplo dos tipos de ativos que podem ser financiados em África.

À medida que o financiamento convencional para projetos de combustíveis fósseis em África se torna mais difícil de obter, abre-se a porta a fontes alternativas de capital e a estruturas de negócios ajustadas para dar conta do maior risco estimado. Em geral, um maior número de financiadores envolvidos em projetos individuais servirá para distribuir o risco. No entanto, a situação ganha uma maior complexidade com a criação de acordos, pois as várias partes buscam maximizar o retorno potencial e atingir o equilíbrio ideal entre risco e recompensa. Em última análise, isto aumentará o custo de capital para E&P através de um aumento de taxas de juros, da redução dos períodos de reembolso e de uma menor capacidade de retenção do valor criado. No entanto, tudo isto encorajará o financiamento de projetos, facilitando a ocorrência e a solidificação de novos desenvolvimentos.



**Imagem 4.4: Tendências de financiamento de E&P em África – Perspetiva geral**  
Produção de ativos contidos na licença nigeriana OML 17  
Kbbl/d



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

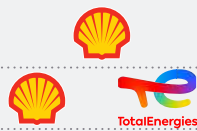


**Imagem 4.5: Tendências de financiamento do E&P em África – Estudo de caso OML 17**  
Esboço dos acordos usados para garantir o financiamento de projetos em África



## Partes

**Schlumberger**



Não revelado

*Projeto de redução dos riscos associados à exportação, ao pagamento e a fatores técnicos*

Instituições financeiras

Gestores de Fundos de Inv. Alt.

Investidores Privados

Potential Exposure

**Elevada**



**Dívida subordinada**

i.e. Elevada

## Capítulo Cinco

# Energia & Minerais

### Principais Destaques

- A produção total de eletricidade em África diminuiu 2,5% em 2020, de 863 terawatts-hora (TWh) em 2019 para 844 TWh. Esta redução na produção de eletricidade é atribuível principalmente à pandemia da COVID-19 em curso, que causou uma diminuição generalizada na procura de eletricidade. Em 2021, África encaminha-se para produzir 900 TWh, à medida que a economia se vai restabelecendo.
- Combustíveis convencionais, como o carvão, o petróleo e o gás natural, representaram coletivamente 75% da produção de energia em África entre 2019 e 2021. Contudo, uma análise mais detalhada do mix de produção de eletricidade regional de África revela que é necessária muita cautela para que não se assuma que todo o continente precisa de se descarbonizar. Muitos países no continente estão a utilizar os recursos à sua disposição e não devem ser punidos por isso.
- Os combustíveis convencionais continuarão a desempenhar um papel importante na redução do défice de acesso à energia no continente em 2022. África precisa de concertar esforços de forma a aproveitar as suas enormes reservas de hidrocarbonetos – particularmente de gás natural –, ao mesmo tempo que aposta em energias hidroelétricas e renováveis.
- Mais de 580 milhões dos habitantes do continente (quase 46%) não tem acesso a eletricidade. Para «make energy poverty history by 2030», a capacidade de produção de eletricidade em África precisa de se expandir rapidamente (mais de 6% ao ano) para apoiar um forte crescimento económico, promover a industrialização e proteger a subsistência das famílias. O

gás natural tem um histórico comprovado em África no que diz respeito a providenciar acesso e deve continuar a ser o principal instrumento contra a pobreza energética.

- As abundantes reservas de gás natural em África, com volumes descobertos de cerca de 600 tcf (bilhões de pés cúbicos, na sigla inglesa), podem não só ajudar a satisfazer a procura futura de energia do continente, mas também desempenhar um papel fundamental na eletrificação das regiões subsaarianas devido à sua acessibilidade. O desenvolvimento do potencial inexplorado de gás natural das regiões subsaarianas trará a segurança gerada pelo abastecimento e pela independência a países com dificuldades económicas.
- A conversão de gás em energia permitirá a África afastar-se de outros combustíveis convencionais mais poluentes e ajudará na transição energética. É fundamental que haja legislação clara para que se atinja uma distribuição generalizada de gás natural e para a construção de instalações de conversão de gás em energia.
- No cenário de Emissões Net Zero (ENZ) da Agência Internacional de Energia (IEA, no acrónimo inglês), pode haver uma redução de 67% da produção de petróleo e gás em África até 2050.
- O emprego no setor de petróleo e gás pode diminuir mais de 60% no cenário de ENZ da IEA.
- A produção de energia renovável na África expandiu-se visivelmente em 2020 e 2021, com a capacidade eólica e solar fotovoltaica instalada a aumentar 12,2% e 14,5%, atingindo os 6.491 MW e 9.505 MW, respetivamente. Esta tendência de aumento do fornecimento de energia renovável durante a pandemia registou-se também a nível global e deve continuar em 2022.
- A energia fotovoltaica solar representa

atualmente a maior fonte de energia renovável em África e espera-se que a sua produção venha a aumentar ainda mais. De 2010 a 2019, foram construídos 320 ativos com 14 gigawatts (GW) de eletricidade agregada. No entanto, entre 2020 e 2030, está prevista a construção de 648 ativos, gerando 77 GW de eletricidade.

- As movimentações rápidas para atingir valores Net Zero a todo o custo terão um impacto negativo severo sobre os setores energéticos em África, que são uma fonte crucial de empregos e ganhos em moeda estrangeira. África continua a ser um dos menores emissores de CO<sub>2</sub> – e de outros gases de efeito de estufa – em todo o mundo. A transição não envolve tanto escolhas tecnológicas e de combustível, mas antes de meios de subsistência sustentáveis para os milhões de pessoas que habitam o continente africano.
- O aumento da procura de metais de bateria perturbará as cadeias de abastecimento globais e abrirá novas oportunidades de mercado para países em todo o mundo, especialmente em África. Mais de metade dos países africanos tem pelo menos um dos metais essenciais necessários para a transição energética. África retém apenas 10% da cadeia de valor total, sendo outros países, como a China e os Estados Unidos, os principais beneficiários. A Câmara Africana de Energia defende um aumento de pelo menos 50% até 2030 e 75% até 2040.
- Finalmente, o aprofundamento dos vínculos da cadeia de valor dos principais minerais de África exige algumas mudanças radicais, como: (1) melhorar a infraestrutura e estimular investimentos mais a jusante na cadeia de valor, e (2) fornecer eletricidade fiável e barata para a comercialização de veículos elétricos, entre outros.

## 5.1. Um ano desafiante para a economia e indústria energética de África

**A produção total de eletricidade em África diminuiu 2,5% em 2020, de 863 TWh em 2019 para 844 TWh. Esta redução na produção de eletricidade é atribuível principalmente à pandemia da COVID-19 em curso, que causou uma diminuição generalizada da procura de eletricidade. Em 2021, África está a encaminhar-se para produzir 900 TWh, à medida que a economia se vai restabelecendo**

**A pandemia reduziu 16% a entrada de IDE em África, afetando significativamente os projetos de infraestrutura da cadeia de valor energética, que foram adiados ou cancelados**

**As movimentações rápidas para atingir valores Net Zero a todos os custos terão um impacto negativo severo sobre os setores energéticos em África, que são uma fonte crucial de empregos, de ganhos em moeda estrangeira, e desempenham um papel central para a oferta de energia acessível e fiável a toda a economia**

O último ano e meio (e a contagem prossegue) foi particularmente desafiante para muitos países em todo o mundo, mas mais ainda em África. Várias economias africanas sofreram uma forte desaceleração da atividade económica em 2020, com a primeira recessão no continente em décadas. De acordo com as estimativas do FMI, o crescimento geral do PIB real no continente em 2020 foi negativo em 1,9%, um dos piores valores já registados. Embora o continente tenha vivido uma recuperação na atividade económica, resultante num crescimento real do PIB em 3,4% em 2021, e numa previsão de crescimento real do PIB de 4% em 2022, este renovado impulso de crescimento ainda está atrasado em relação a outras regiões, como a Ásia Emergente (com um crescimento real do PIB de 8,6% e 6% em 2021 e 2022) e os Estados Unidos (6,4% e 3,5% em 2021 e 2022).

Além disso, estimativas de várias agências indicam que a produção per capita não regressará aos níveis de 2019 antes do fim de 2022, como mostra a Imagem 5.1.1. As razões para as projeções de crescimento relativamente modestas no continente incluem a falta de acesso continuado a vacinas (iniquidade da vacinação) e a posição fiscal mais fraca da maioria dos governos no continente. Até agora, menos de 5% da população adulta do continente recebeu uma dose de vacina ou foi totalmente vacinada, de acordo com dados da África CDC e da Organização Mundial da Saúde. Embora o continente africano tenha registado uma incidência relativamente mais baixa do vírus (até em número de mortes), as consequências socioeconómicas continuam a ser nefastas. Vários estudos indicam que, no mundo inteiro, 120 milhões de pessoas passaram a viver numa situação de extrema pobreza durante a pandemia. Destes, entre 40 e 50 milhões (um terço desse número), a maioria deles com menos de 18 anos, vive em África.

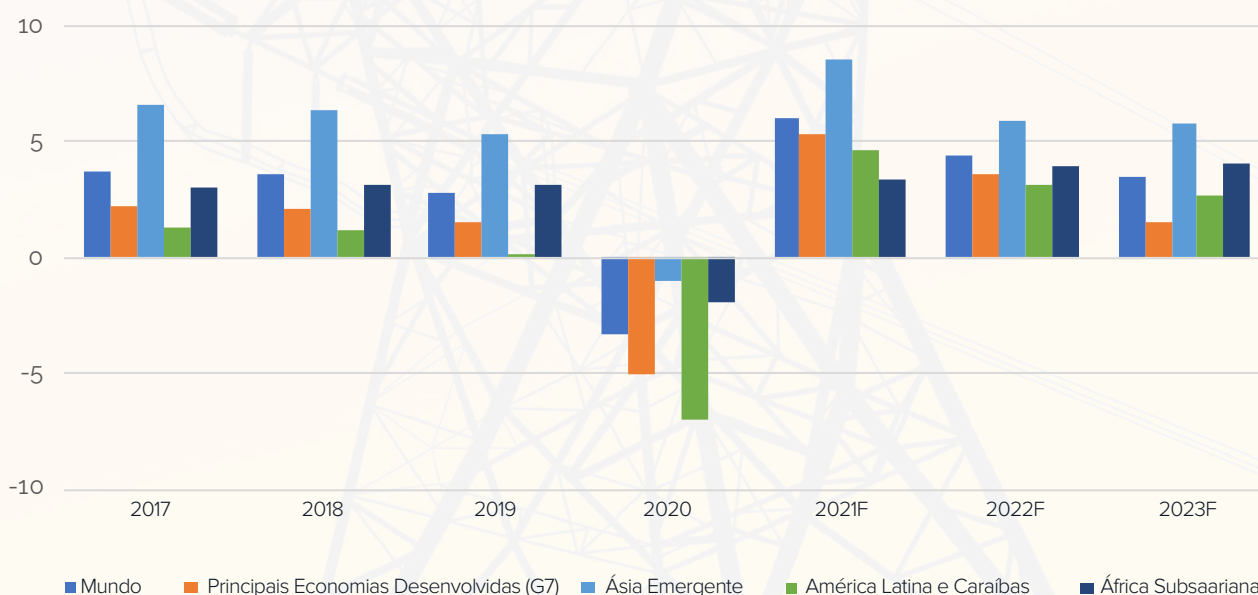
Em resultado disso, o continente continua em risco de perder o equivalente a uma década de progresso na redução da pobreza, também no aumento do acesso à energia.

As respostas da política económica à pandemia da COVID-19 por parte de vários governos, incluindo os de África, abrangeram duas dimensões: em primeiro lugar, na frente fiscal, que incluiu as políticas de crédito/financeiras e os pacotes de apoio a pessoas e empresas; as políticas tributárias, como a redução do IVA e do IRC, por exemplo, e o reencaminhamento das poupanças para gastos relacionados com a COVID-19, por exemplo, em senhas de alimentação, eletricidade e subsídios ao consumo de água. Em segundo lugar, na dimensão monetária e macrofinanceira, que abrangeu reduções nas taxas de juros, reduções das exigências de reserva primária e dos buffers de conservação de capital dos bancos, bem como acordos de recompra, para apoiar a taxa de câmbio e o balanço de pagamentos.

Por fim, a maioria dos países recebeu fundos de emergência COVID-19 de instituições multilaterais como o FMI, o Banco Mundial e o Banco Africano de Desenvolvimento, tendo ainda um alívio da dívida através de mecanismos como a Iniciativa de Suspensão do Serviço da Dívida (DSSI, no acrónimo inglês), o Quadro Comum do G20 para Tratamentos da Dívida e a nova alocação de 650 mil milhões de dólares em Direitos de Saque Especiais do FMI. Apesar de todas estas intervenções, é provável que o impacto da COVID-19 se prolongue por mais tempo no continente, uma vez que esses fluxos dificilmente cobrirão o substancial défice de financiamento. As estimativas do FMI indicam que África requer 290 mil milhões de dólares (11,16% do PIB do continente em 2019) em financiamento adicional entre 2021 e 2023 apenas para fornecer uma resposta adequada à COVID-19.



Imagem 5.1.1 Taxa de crescimento real do PIB (previsão 2017-2023, %)



Fonte: FMI Perspetivas da Economia Mundial, abril de 2021

**A pandemia não só chocou a região, como também revelou o estado dos seus frágeis sistemas energéticos e os problemas de pobreza energética.**

O rápido desenvolvimento económico de África está diretamente associado a um fornecimento fiável de serviços de energia modernos, principalmente de eletricidade. O rápido crescimento económico do continente a partir de 2010 foi impulsionado pela expansão dos setores extrativos e de serviços. As estatísticas mostram que esse desenvolvimento foi catalisado pelo aumento da procura de eletricidade, que se es-

tima que cresça a um ritmo de 3 a 5% ao ano. No entanto, o acesso a energia fiável continua a ser considerado uma das restrições mais relevantes para a celebração de negócios no continente, conforme registado nos Inquéritos Doing Business do Banco Mundial. Além disso, apesar dos vastos recursos energéticos do continente, o acesso a serviços energéticos modernos em África continua limitado. Mais de 580 milhões dos habitantes do continente (quase 46%) não têm acesso a eletricidade, e cerca de 730 milhões não têm acesso a combustíveis limpos ou a uma

maneira de cozinhar os seus alimentos, de acordo com estatísticas do Banco Mundial e da AIE.

No entanto, o quadro regional da taxa de acesso à eletricidade é bastante variado: 99% no Norte de África, 52% na África Ocidental, 48% no Sul de África, 37% na África Oriental e 27% na África Central. Esta falta de acesso a combustíveis limpos e a recursos tornou-se mais acentuada durante a pandemia da COVID-19: tendo a pobreza energética multidimensional aumentado em várias famílias.

Esta falta de acesso a combustíveis limpos e a recursos tornou-se mais acentuada durante a pandemia da COVID-19: tendo a pobreza energética multidimensional aumentado em várias famílias.

Um estudo da AIE indica que, no continente africano, 13 milhões de pessoas (2% da população) perderam o acesso a eletricidade durante a pandemia em 2020. Essa percentagem corresponde à população da África Subsaariana, que até então tinha acesso a energia, mas deixou de conseguir pagar serviços básicos de eletricidade durante 2020. Os cidadãos da Nigéria, da República Democrática do Congo e do Níger foram os mais atingidos, segundo os dados da AIE. Isso deveu-se à repriorização dos recursos financeiros, alguns dos quais alocados à expansão da rede e a programas de eletrificação rural, para atender às emergências de saúde pública da pandemia. Como tal, a maioria dos cerca de 70% da população rural sem acesso a eletricidade continuou a depender da biomassa tradicional e da lenha para satisfazer as suas necessidades domésticas, aprofundando a pobreza energética e as desigualdades na saúde. Para agravar ainda mais a situ-

ação, a pandemia da COVID-19 reduziu os fluxos de IDE para África em 16%, com os países dependentes de mercadorias do continente, como Angola, Nigéria e Zâmbia, a ser mais severamente afetados do que as economias não baseadas em recursos. Alguns destes investimentos consistem em projetos de infraestruturas de cadeia de valor para greenfields e brownfields que foram adiados ou cancelados.

**Curiosamente, houve um aumento de 28% no financiamento de projetos internacionais para negócios de energia renovável, passando de 9,1 mil milhões de dólares em 2019 para 11 mil milhões de dólares em 2020, como mostram os dados da UNCTAD.** Esta tendência de crescimento é consistente com o aumento da pressão global de descarbonização, especialmente no contexto pós-COVID-19. Por exemplo, enquanto a procura de todas as formas de energia primária de base fóssil diminuiu em

2020 (gás: -4,99%; carvão: -7,73% a/a; petróleo -9,12% a/a), quando comparadas com 2019, as energias renováveis cresceram 0,79% durante a pandemia. Além disso, durante a pandemia, a AIE e outras organizações internacionais influentes divulgaram vários relatórios que solicitavam a proibição total das atividades de petróleo e gás, caso se pretenda alcançar o objetivo Net Zero até 2050. Paralelamente, várias nações ocidentais forneceram apoios à retoma pós-pandémica ancorados numa «transição verde». A título de exemplo, Joe Biden, o presidente dos EUA, patrocinou em abril de 2021 uma cimeira virtual de líderes mundiais para estimular a ação global de forma a reduzir as emissões de carbono. O Governo dos Estados Unidos anunciou ainda que recorreria a parte dos seus incentivos fiscais para atingir uma redução de 50% a 52% nos gases de efeito de estufa até 2030, em relação aos níveis de 2005, sob o lema «Building Back Better».

Estas movimentações rápidas para atingir valores Net Zero a todos os custos terão um impacto negativo severo sobre os setores energéticos em África, que são uma fonte crucial de empregos, de ganhos em moeda estrangeira, e desempenham um papel central para a oferta de energia acessível e fiável a toda a economia.

A Câmara tem a firme convicção de que os governos africanos e outras partes interessadas podem e devem fazer tudo ao seu alcance para tirar da pobreza muitas pessoas no continente através da criação de oportunidades de subsistência sustentáveis, catalisadas pela disponibilidade de

todas as formas de energia, entre as quais o petróleo, o gás e as energias renováveis. No entanto, ao contrário do que sugerem certos grupos de interesse e alguns financiadores, isso não deve ser imposto ao continente como uma escolha binária. A pobreza energética continua a ser um dos

maiores impedimentos para um crescimento económico inclusivo no continente. Nessa medida, o continente africano deve alavancar todos os seus recursos energéticos disponíveis para salvaguardar a segurança e acessibilidade energética e para lutar agressivamente contra a pobreza.

Os governos africanos e outras partes interessadas podem e devem fazer tudo ao seu alcance para tirar da pobreza muitas pessoas no continente através da criação de oportunidades de subsistência sustentáveis, catalisadas pela disponibilidade de todas as formas de energia, entre as quais o petróleo, o gás e as energias renováveis.

## 5.2. Evolução dos mercados: o **setor da eletricidade africano** em 2020 e 2021

Não existe uma abordagem única para o mix energético, já que diferentes regiões (e os países que as constituem) estão a usar os recursos energéticos à sua disposição para impulsionar suas economias

A intensidade energética de África precisa de melhorar drasticamente caso o continente se queira tornar um colosso económico e assim retirar muitas pessoas da pobreza

Para que África alcance os seus objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS) no que respeita ao acesso à eletricidade e energia limpa, a região necessitaria de duplicar os investimentos anuais no setor energético até 2040.

Os abundantes bilhões de pés cúbicos (600 Tcf) de reservas de gás natural em África podem ajudar a responder à futura procura de energia do continente, desempenhando assim um papel fundamental na eletrificação de vários países

A conversão de gás em energia permitirá a África afastar-se de outros combustíveis convencionais mais poluentes e ajudará na transição energética. É fundamental que haja legislação clara para que se atinja uma distribuição generalizada de gás natural e para a construção de instalações de conversão de gás em energia

### 5.2.1. Oferta

A produção total de eletricidade em África diminuiu 2,5% em 2020, de 863 TWh em 2019 para 844 TWh. Esta diminuição da produção de eletricidade foi atribuída principalmente à pandemia da COVID-19 em curso, que causou uma redução generalizada na procura de eletricidade, significando que parte da energia despachável não foi colocada na rede devido à ordem de prioridades. No entanto, apesar da desordem causada pela pandemia da COVID-19 em 2020, a produção de energia renovável em África aumentou visivelmente com a capacidade eólica e solar instalada a alcançar os 6.491 MW e os 9.505 MW, correspondendo a um crescimento de 12,2% e 14,5%, respetivamente, em relação aos valores do ano anterior. Esta tendência de aumento do fornecimento de energia renovável durante a pandemia registou-se também a nível global. Por exemplo, enquanto a procura de todas as formas de energia primária de base fóssil diminuiu em 2020 quando comparada com 2019, as energias renováveis cresceram 0,79% durante a pandemia. Esta realidade foi catalisada pelo aumento de 28% no financiamento de projetos internacionais para negócios de energia renovável, que de um valor de 9,1 mil milhões de dólares em 2019 passou a 11 mil milhões de dólares em 2020, como mostram os dados da UNCTAD. No contexto de África, muitos destes acrescentos de energia renovável ao mix energético ficaram a dever-se a projetos que já haviam recebido decisões finais de investimento antes da pandemia.

Os combustíveis convencionais continuarão a representar a maior parte do mix de produção de energia de África em 2022, como aconteceu em 2020 e 2021. O gás natural (39%), o carvão (28%) e o petróleo (8%), em conjunto, correspondem a três quartos da produção total de energia por tipo de combustível (Imagem e Tabela 5.2.1.1). A energia hidroelétrica foi responsável por 17% e a nuclear por 2%, enquanto as renováveis, principalmente a energia solar, eólica e geotérmica, pelos 6% restantes. No entanto, é útil enfatizar a importância da heterogeneidade da produção de eletricidade noutras regiões. Por exemplo, a produção de eletricidade na América do Norte é constituída por gás natural (38%), energia

nuclear (18%), carvão (17%), energia hidroelétrica (13%) e energias renováveis (12%). Na Europa, esse mix é constituído por energias renováveis (24%), energia nuclear (22%), gás natural (20%), energia hidroelétrica (17%) e carvão (15%). Já no Pacífico Asiático, o carvão domina o mix de eletricidade com 57%, seguido de energia hidroelétrica (14%), gás natural (11%), energias renováveis

(10%) e energia nuclear (5%). Os dados mostram claramente que não existe uma abordagem única para o mix energético, já que diferentes regiões (e os países que as constituem) estão a usar os recursos energéticos à sua disposição para impulsionar as suas economias. Enquanto as energias renováveis são responsáveis pela maior parte do mix de eletricidade na Europa,

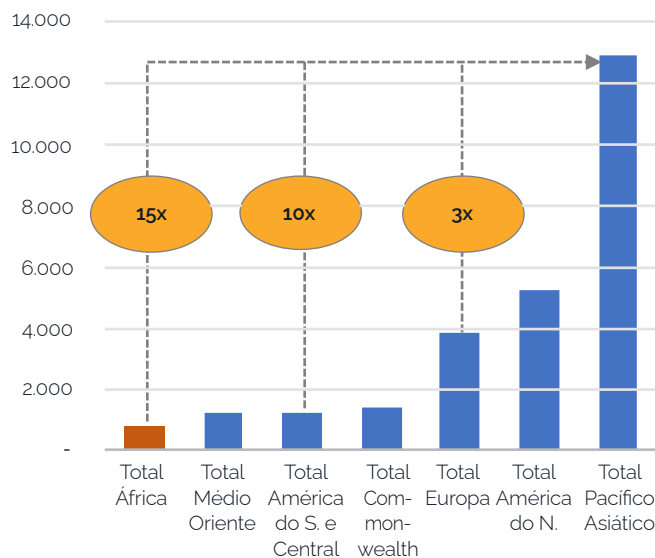
o carvão é predominante no Pacífico Asiático, o gás natural em África, nos Estados Unidos e no Médio Oriente e a energia hidroelétrica na América do Sul e Central. Como se referiu anteriormente, o gás natural tem, em África, dado provas de facilitar o acesso energético às populações e deverá continuar a ser o principal instrumento contra a pobreza energética.

Não existe uma abordagem única para o mix energético, já que diferentes regiões (e os países que as constituem) estão a usar os recursos energéticos à sua disposição para impulsionar as suas economias.

O gás natural tem, em África, dado provas de facilitar o acesso energético às populações e deverá continuar a ser o principal instrumento contra a pobreza energética.

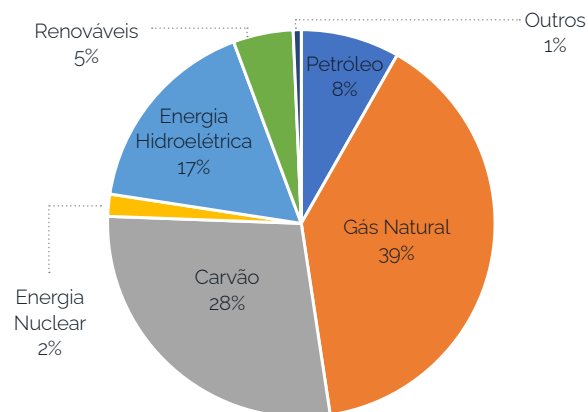
**Imagem 5.2.1.1 Eletricidade em África em comparação com o resto do mundo e mix de produção por tipo de combustível em 2020**

Produção de eletricidade por tipo de combustível (TWh)



Fonte: BP Statistical Review 2021

Mix de produção de eletricidade em África por tipo de combustível, 2020-2021



Fonte: BP Statistical Review 2021



**Table 5.2.1.1. Produção mundial de eletricidade por tipo de combustível (%)**

Região	Petróleo	Gás Natural	Carvão	Energia Nuclear	Energia Hidroelétrica	Renováveis	Outras	Total
Total América do N.	1%	38%	17%	18%	13%	12%	0%	100%
Total América do S. e Central	7%	18%	6%	2%	51%	15%	0%	100%
Total Europa	1%	20%	15%	22%	17%	24%	2%	100%
Total Commonwealth	1%	47%	16%	16%	19%	1%	0%	100%
Total Médio Oriente	28%	66%	2%	1%	2%	1%	0%	100%
Total África	8%	39%	28%	2%	17%	5%	1%	100%
Total Pacífico Asiático	1%	11%	57%	5%	14%	10%	1%	100%

Fonte: BP Statistical Review 2021

Mais uma vez, uma análise mais detalhada do mix de produção de eletricidade regional de África revela que é necessária muita cautela para que não se assuma que todo o continente precisa de se descarbonizar. Por exemplo, embora 75% da eletricidade gerada na África Ocidental advenha de combustíveis convencionais, isto é principalmente motivado pelos recursos existentes, nomeadamente pela abundância de gás natural amigável ao ambiente encontrado na região (Imagem 5.2.1.2). A restante parcela do mix de eletricidade da África Ocidental é composta por energias hidroelétricas (23%) e renováveis (1%). Na África Central, a parcela do mix de eletricidade

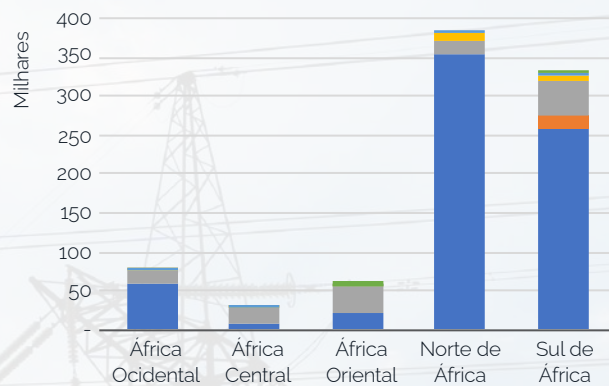
é motivada pela disponibilidade de recursos de combustível, já que a energia hidroelétrica representa a parcela mais significativa (72%), seguida dos combustíveis convencionais (principalmente produção de energia térmica a petróleo e gás) com 28%. As energias renováveis representam menos de 1% do mix energético da África Central. Na África Oriental, no entanto, o panorama é um pouco diferente no que respeita às energias renováveis — estas representam cerca de 11% do mix, o valor mais elevado em todas as regiões do continente. Esta categoria subdivide-se depois nas energias solar, eólica, da maré, das ondas e noutras fontes (2%), em

biocombustíveis e resíduos (2%) e em energia geotérmica (7%). O resto do mix de eletricidade é composto por combustíveis convencionais (36%) e energia hidroelétrica (53%). O mix de eletricidade da África do Norte é também justificado pelos recursos existentes, sendo fortemente dominado pelo gás natural e petróleo (93%), seguido da energia hidroelétrica (4%) e da energia solar, eólica, das marés, das ondas e de outras fontes (3%). Esta falta de acesso a combustíveis limpos e a recursos tornou-se mais acentuada durante a pandemia da COVID-19: tendo a pobreza energética multidimensional aumentado em várias famílias.

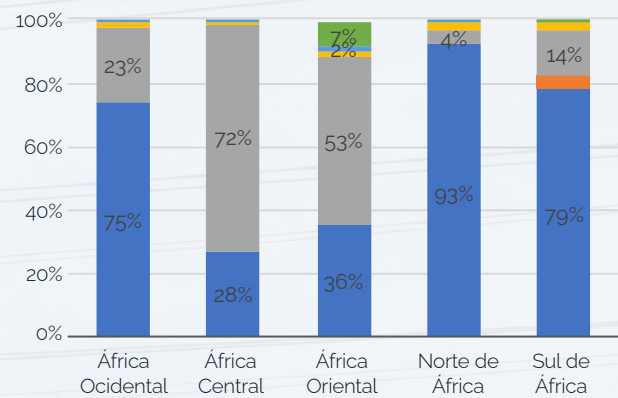


### Imagem 5.2.1.2 Decomposição regional do mix

Produção regional de eletricidade do mix (GWh)



Distribuição regional de eletricidade por % do mix



- Eletricidade gerada por energia geotermal (GWh)
- Eletricidade gerada por biocombustíveis e resíduos (GWh)
- Eletricidade eólica, solar, das marés, das ondas e de outras fontes (GWh)
- Eletricidade hidroelétrica (GWh)
- Eletricidade gerada por energia nuclear (GWh)

Fonte: Banco de dados IRENA, banco de dados da AFREC, Tracking SDG7/WBG

No que respeita à diversificação do mix, o Sul de África tem um mix mais diversificado, advindo a sua eletricidade de 6 origens diferentes. Segue-se a África Oriental, com 5 origens, e a África Ocidental e o Norte de África, com 4 origens. Isto demonstra mais uma vez a heterogeneidade do mix

energético de África, que deve ser tida em conta para qualquer discussão acerca de transição energética, particularmente se esta acontecer a um nível regional ou nacional. Em última análise, alterar o mix energético continua a ser uma responsabilidade nacional, sujeita aos imperativos de desenvolvimento

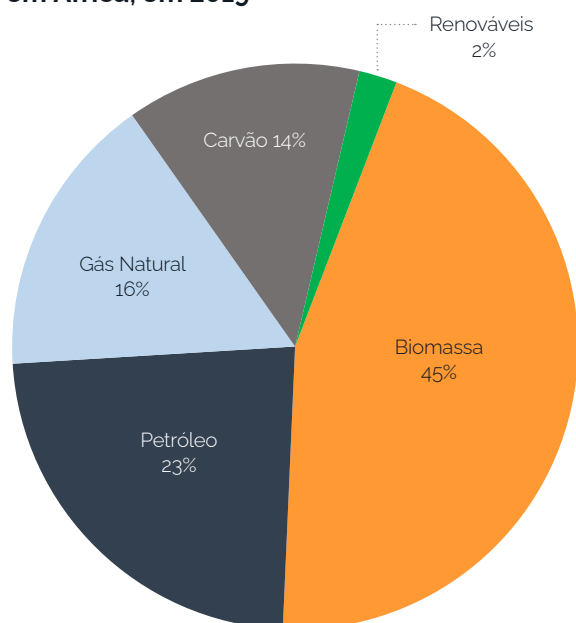
dos países, bem como a outros compromissos internacionais, como as contribuições determinadas por país, estipuladas pelo Acordo de Paris. A Câmara Africana de Energia declara firmemente que estas esferas de decisão não são mutuamente exclusivas, apesar da vontade de outras organizações.

Em última análise, alterar o mix energético continua a ser uma responsabilidade nacional, sujeita aos imperativos de desenvolvimento dos países, bem como a outros compromissos internacionais, como as contribuições determinadas por país, estipuladas pelo Acordo de Paris.

## 5.2.2. Procura

A nível regional, o consumo de eletricidade per capita da África Subsaariana quase não aumentou durante a última década, estando atualmente em torno dos 665 kWh per capita. Este valor é bastante inferior na maioria das regiões de África, situando-se abaixo dos 100 kWh per capita no Níger, na Etiópia e no Benim. Estima-se que a procura de eletricidade em África tenha caído mais de 2,5% em 2020 devido aos impactos da pandemia da COVID-19. O gás natural está a caminho de se tornar um mediador entre as ambiciosas metas de transição energética estabelecidas pelos decisores políticos e a segurança do abastecimento energético em África. O acesso alargado à energia em todo o continente permanece um objetivo central, havendo atualmente cerca de 600 milhões de pessoas sem acesso à eletricidade. Além disso, as próprias famílias, que enfrentam um baixo e inadequado fornecimento de eletricidade, muitas vezes dependem de fontes de energia tradicionais altamente poluentes, como a biomassa dura, que constitui 45% da procura total de energia primária em África (Imagem 5.2.2.1).

**Imagem 5.2.2.1 Procura total de energia primária em África, em 2019**



Fonte: Africa Energy Outlook, AIE 2019

A maior parte do consumo de eletricidade vem do economias do Norte (44%) e do Sul de África (38%), que representam mais de 80% do total. Em comparação, a África Central tem o menor consumo, seguida da África Oriental, da África Ocidental, do Sul de África e, por fim, da África do Norte. Em termos gerais, a procura de eletricidade do continente deverá crescer entre 3% e 5% ao ano na próxima década, impulsionada pela recuperação económica, pela industrialização e pelo aumento de dimensão da indústria das energias renováveis – entre as quais a energia hidroelétrica, eólica, geotermal e solar fotovoltaica.

O consumo de energia per capita em África deve melhorar drasticamente se o continente pretender tornar-se um colosso económico e assim retirar muitas pessoas da pobreza (Imagem 5.2.2.2). Por exemplo, o consumo de eletricidade da Nigéria e do Gana é de míseros 0,13 e 0,54 MWh/capita, enquanto o da Alemanha, o gigante industrial europeu, é de 6,77 MWh/capita. Além disso, a China e os Estados Unidos consomem 5,12 e 13,02 MWh/capita, respetivamente. Assim, para que África reduza a pobreza, utilizações acessíveis e, por isso, produtivas de eletricidade, devem ser uma prioridade. É por este motivo que existe o apelo estridente para «Making Energy Poverty History by 2030» («Fazer a pobreza energética passar à história até 2030»), também defendido pela «Africa's Common Sense Energy Agenda». Números recentes mostram que a África Subsaariana está a recuperar mais lentamente da COVID-19 do que o resto do mundo. Há sinais preocupantes da disparidade de riqueza estar a aumentar, já que muitas nações africanas não têm a folga económica necessária para enfrentar o impacto da pandemia global. Enquanto o PIB per capita do resto do mundo já regressou a níveis pré-pandémicos, na África Subsaariana essa recuperação pode durar até 2023, com a disparidade a aumentar ainda mais nos anos seguintes. Fornecer energia aos países de baixo rendimento pode ser crucial para acelerar o renascimento das suas economias e combater as taxas de desemprego.

O consumo de energia per capita em África deve melhorar drasticamente se o continente pretende tornar-se um colosso económico e assim retirar muitas pessoas da pobreza.

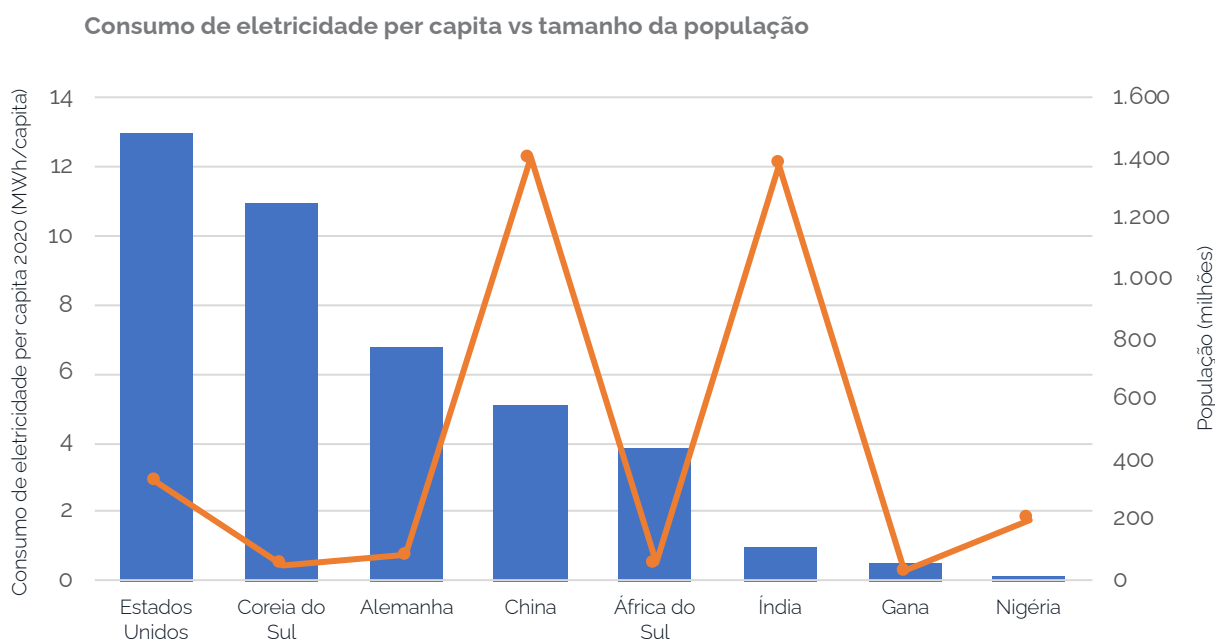
Garantir o acesso universal à energia permanece um dos motivos mais prementes para novos projetos energéticos. Apenas 56% da população do continente tem atualmente acesso a eletricidade (Imagem 5.2.2.3). Enquanto o Norte da África conseguiu, nos últimos anos, oferecer segurança à sua oferta de energia, esta ainda é uma tarefa árdua para muitas regiões subsaarianas com rendimentos mais baixos. Em 13 países, a percentagem da população com acesso a eletricidade é inferior a 40%. Os programas nacionais de energia são fundamen-

tais para montar um sistema robusto. Vários países estão a tomar medidas rápidas para atingir a eletrificação completa nos próximos 3 a 5 anos (Tabela 5.2).

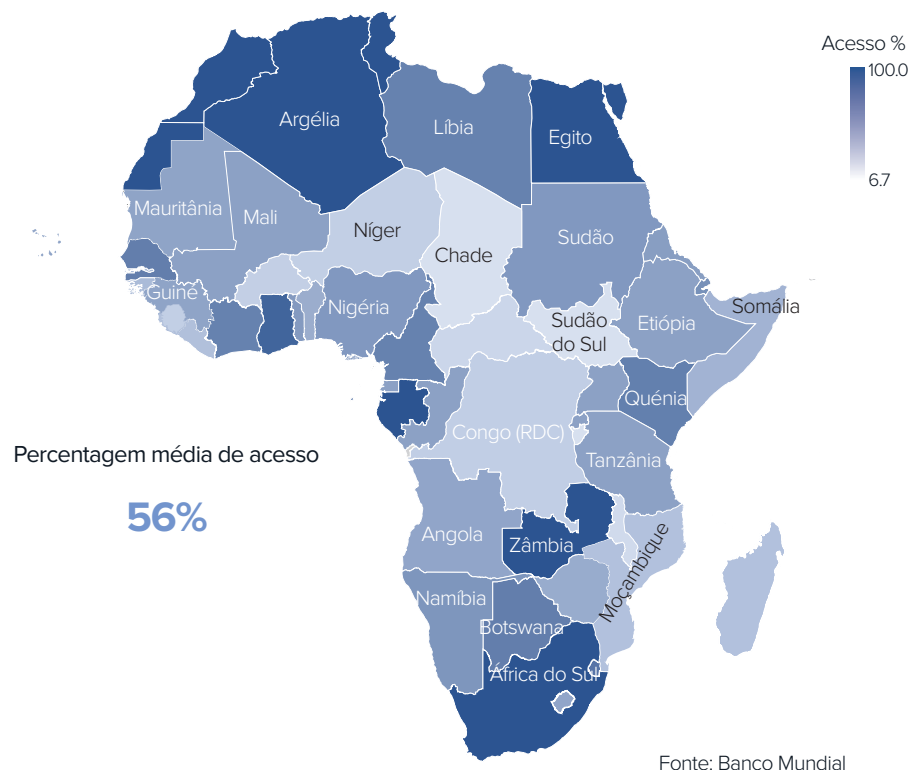
No entanto, apesar dos seus melhores esforços, quando se tem em consideração o crescente aumento populacional de África, o ritmo atual não é suficiente para atingir a eletrificação total. Estima-se que a população do continente venha a duplicar nos próximos 30 anos, sendo 2 terços desta urbanizada. Estas taxas de crescimento con-

stituem um desafio adicional para que se possa satisfazer a procura de energia no futuro. As atuais taxas de eletrificação terão de triplicar, conectando 60 milhões de pessoas a cada ano para atingir a meta de acesso universal até 2030. O African Single Electricity Market, lançado em junho de 2021, é um primeiro passo importante para o acesso universal. Importa haver mais investimentos em infraestrutura para unir mais interconectores em diferentes pools de energia, permitindo assim que maiores volumes de eletricidade sejam partilhados entre regiões.

**Imagem 5.2.2.2 Consumo de eletricidade per capita vs dimensão da população**



**Imagem 5.2.2.3 Acesso da população à eletricidade, em % da população de 2019**



**Tabela 5.2 Programas e cronogramas de eletrificação dos países selecionados**

País	Programas estatais	Objetivo
Quênia	Estratégia Nacional de Eletrificação do Quênia (2018): investimento de 2,8 mil milhões de dólares entre 2018 e 2022. Projeto de acesso solar off-grid do Quênia: Distribuir 250 mil sistemas domésticos de energia solar para famílias, escolas, instalações de saúde e agricultura até 2030.	Acesso total até 2022
Etiópia	Programa de eletrificação (2017): planos de implantação de menor custo geoespacial, extensão rápida da rede para atingir 65% da população através da rede e 35% através de sistemas descentralizados até 2025; programa público-privado off-grid para 6 milhões de famílias.	Acesso total até 2025
Costa do Marfim	Programme Electricité pour Tous: eletrificar 1 milhão de residências. Programme National d'Electrification Rurale: conectar todas as cidades com mais de 500 habitantes até 2020 e todas as áreas até 2025. Reduções de tarifas para famílias pobres.	Conectar todas as áreas até 2025
Ruanda	Plano Estratégico do Setor Energético e Estratégia de Eletrificação Rural: conectar 52% dos domicílios à rede e 48% a sistemas descentralizados até 2024; conectar todos os utilizadores produtivos; diminuir para metade a duração e o número de interrupções; introdução de padrões de eficiência de eletrodomésticos.	Acesso total até 2024
Senegal	Programa Nacional de Eletrificação Rural: eletrificar 95% dos clientes rurais através de uma extensão da rede, 4% por meio através de mini-grids solares ou híbridas solar-diesel e o restante por meio de sistemas solares domésticos.	Acesso total até 2025

Fonte: Adaptado da AIE

## 5.4. Clima de investimento e pipeline dos projetos

**A recessão económica prejudicou o progresso feito na eletrificação de África. Para que África alcance os seus objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS) no que respeita ao acesso à eletricidade e energia limpa, a região necessitaria de duplicar os investimentos anuais no setor energético até 2040**

**Os grandes projetos em países africanos dependem de IDE e de trabalhadores estrangeiros, o que, dadas as restrições às viagens, resultou em atrasos e na reprogramação de projetos na região**

A crise económica provocada pela pandemia da COVID-19 teve efeitos dramáticos sobre os investimentos no setor económico em África até 2022. A recessão económica prejudicou o progresso feito na eletrificação de África, uma vez que as concessionárias, que trabalham para melhorar a eletrificação, enfrentaram graves dificuldades financeiras devido ao congelamento dos investimentos. O progresso em vários projetos foi paralisado, uma vez que as empresas reavaliaram a viabilidade dos seus planos de desenvolvimento de projetos devido aos efeitos económicos da pandemia e às restrições de viagens dela resultantes. As datas de início esperadas para vários projetos tiveram de ser alteradas devido às incertezas trazidas pela pandemia, como aconteceu no caso do projeto de GNL de Moçambique, na África Oriental. O projeto Tilenga da Total no Lago Albert, no Uganda, também teve alguns atrasos. O comissionamento da central eólica PETN no Senegal, na África Ocidental, previsto para 2020, teve de ser adiado

devido à pandemia. O megaprojeto de gás Greater Tortue Ahmeyim, localizado na fronteira marítima da Mauritânia e do Senegal, na África Ocidental, que deveria ser concluído e comissionado em 2022, não entrará em operação antes de 2023. As decisões finais de investimento nos campos-satélite Yakaar e GTA Phase 2 do projeto de gás provavelmente serão adiadas até 2023. A alteração das datas de início dos projetos de energia é uma má notícia para alguns desses países que estavam ansiosos por se tornarem produtores relevantes no longo prazo. Existe um risco adicional de cancelamento total de certos projetos cujos custos operacionais seriam incompatíveis com preços do petróleo abaixo dos USD 40 por barril, resultando em revisões do portefólio por parte de muitas empresas. África precisaria que os investimentos anuais no setor energético mais do que duplicassem até 2040 para atingir os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável respeitantes ao acesso a eletricidade e a energia limpa (ODS 7&13).

A recessão económica prejudicou o progresso feito na eletrificação de África. Para que África alcance os seus objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS) no que respeita ao acesso à eletricidade e energia limpa, a região necessitaria de duplicar os investimentos anuais no setor energético até 2040.

**No entanto, alguns projetos regionais progrediram durante 2020 e 2021:** O primeiro enchimento da secção inferior da Grande Barragem do Renascimento na Etiópia foi concluído. As duas primeiras turbinas da central de 6 GW serão provavelmente comissionadas até ao final de 2021. A barragem será um grande im-

pulsionador para o projeto de interligação do Pool de Energia da África Oriental e estimava-se que a construção do interconector HVDC bipolar de 2GW e 1.055 quilómetros entre a Etiópia e o Quênia estivesse concluída no final de 2020. Os investimentos em África em 2020 assentaram nas energias renováveis, de acordo

com a AIE. Vários projetos de energia solar fotovoltaica, eólica e geotérmica foram anunciados, tendo sido assinados contratos em 2020 em Marrocos, na África do Sul, no Togo e na Tunísia, entre outros. A Tabela 5.3 mostra alguns projetos de energia em África que foram afetados pela pandemia da COVID-19.

Os grandes projetos em países africanos dependem de IDE e de trabalhadores estrangeiros, o que, dadas as restrições às viagens, resultou em atrasos e na reprogramação de projetos na região.



**Tabela 5.3: Projetos anunciados**

Sub-região	País	Projeto	Tipo de projeto	Mix do projeto	Grau de desenvolvimento do projeto	Financiadores do projeto
África Oriental	Etiópia	Grande Barragem do Renascimento	Produção	Renovável (Hídrico)	Primeiro enchimento da secção inferior da barragem	
África Ocidental	Senegal	Central eólica Parc Eolien Taiba N'Diaye	Produção	Renovável (Éolica)	O começo do funcionamento teve de ser adiado devido aos efeitos da pandemia e à diminuição das restrições de viagens daí resultantes. Estimava-se que fosse comissionada em 2020.	Lekela Power
África Ocidental	Fronteira entre a Mauritânia e o Senegal	Megaprojeto de gás Greater Tortue Ahmeyim	Produção	Convencional (GNL)	Não entrará em operação antes de 2023 (embora a data de arranque original fosse 2022) porque o surto da COVID-19 impediu a empresa de usar a janela meteorológica de 2020 para construir um molhe.	British Petroleum Company Limited (BP)
África Oriental	Seicheles	Central solar flutuante	Produção	Renovável (solar)	Atraso no concurso público devido a restrições de viagens nas Seicheles. Estimava-se que fosse comissionada em 2020.	Qair
África Oriental	Moçambique	Projeto de GNL de Moçambique	Produção	Convencional (gás natural)	Data de início prevista (2021) foi recalendarizada para 2025.	Total
África Oriental	Moçambique	Projeto Rovuma LNG	Produção	Convencional (gás natural)	A ExxonMobil adiou indefinidamente a FID do projeto.	ExxonMobil
África Oriental	Uganda	Projeto Tilenga no Lago Albert	Produção	Convencional (petróleo não refinado)	Data de início do projeto adiada de 2019 para 2022	Total
Norte de África	Egito	10.ª fase do projeto West Delta Deep Marine	Produção	Convencional	Um surto entre os trabalhadores atrapalhou os esforços para colocar em operação o campo de gás Raven, liderado pela BP. O projeto tinha já atrasos significativos e não ficaria totalmente operacional como previsto.	
Sul de África	África do Sul	Descobertas de gás nas prospeções de Bruppalda e Luiiperd	Produção	Convencional (gás)	A COVID-19 atrasou os planos da África do Sul para um novo projeto de lei para o upstream. As notícias dos média sugerem que a Total adiou o pedido de perfuração adicional num bloco de gás offshore da África do Sul.	

## 5.5. Cenários para o fornecimento de energia elétrica

São apresentados 3 cenários para o fornecimento de eletricidade até 2040, divididos segundo o mix:

**Cenário 1 – Business as usual (BAU)**

**Cenário 2 – Making Energy Poverty History by 2030**

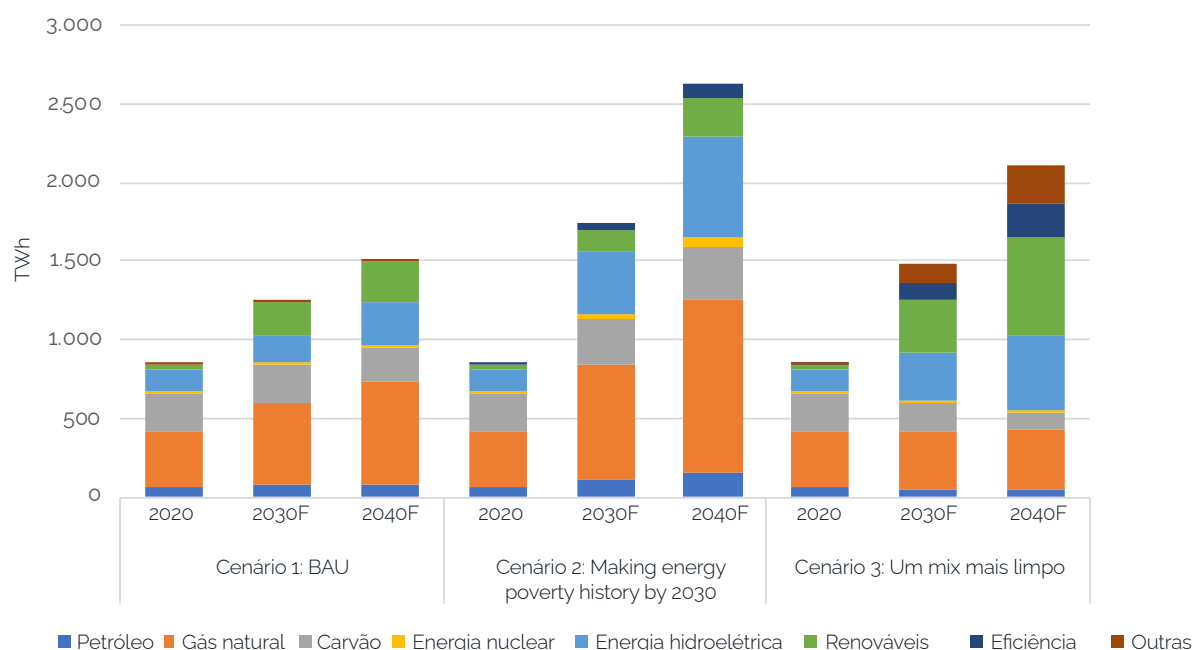
**Cenário 3 – Um mix mais limpo**

Esta secção do relatório oferece uma modelação assente em cenários sucintos de diferentes hipóteses de produção de eletricidade, abrangendo combustíveis primários, tecnologias, custos e perspectivas de produção entre 2020 e 2040. Analisam-se três cenários: o Cenário 1, de BAU, analisa a hipótese de manutenção das tendências atuais de produção elétrica. O Cenário 2 explora a possibilidade de se eliminar a pobreza energética até 2030, recorrendo a todas as formas de

energia sem quaisquer restrições climáticas. Por fim, o Cenário 3, que envolve uma mistura de eletricidade mais «limpa», examina o efeito de um aumento das energias renováveis e da eficiência na melhoria do sistema de fornecimento de eletricidade em África. As imagens 5.4.1 e 5.4.2 apresentam uma análise da produção de eletricidade e do mix energético de acordo com estes três cenários. Tudo isto será discutido na secção seguinte.

**Imagem 5.5.1 Panorama da produção de eletricidade e do mix energético em diferentes cenários**

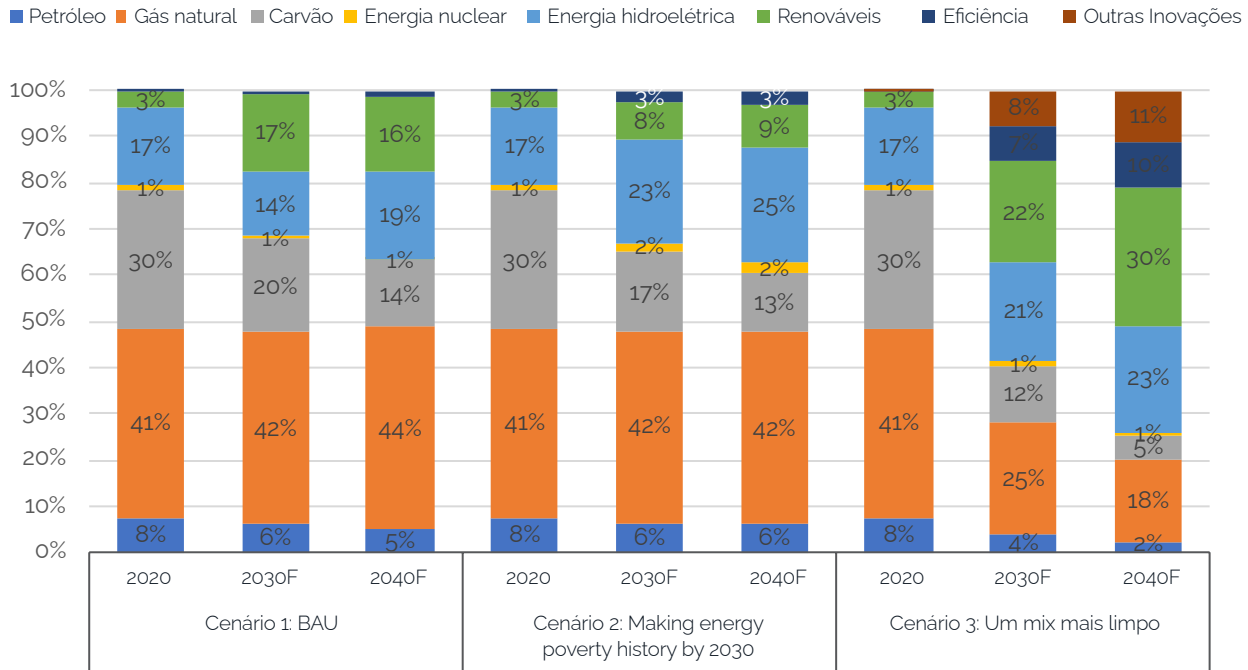
Produção de eletricidade por tipo de combustível em diferentes cenários (TWh)



Dados históricos: BP Statistical Review (2021). Previsões produzidas de forma independente.

**Imagem 5.5.2 Produção de eletricidade por tipo de combustível em diferentes cenários (%)**

Produção de eletricidade por tipo de combustível em diferentes cenários (%)



Dados históricos: BP Statistical Review (2021). Previsões produzidas de forma independente.

## 5.5.1. Cenário 1: Cenário BAU - fluxos normais de investimento

No cenário BAU, a produção de eletricidade em África atingiria os 1.512 TWh em 2040, registrando um crescimento de 78% na oferta de eletricidade ao longo das próximas duas décadas. Isto aumentaria a participação do gás natural na produção total de eletricidade, passando de menos de 40% em 2020 para 44% em 2040. A produção de eletricidade a partir de carvão e petróleo diminuiria progressivamente, apesar de ser ainda significativa, correspondendo a 14% e 5%, respetivamente, do mix energético da região até 2040. A energia hidroelétrica continuaria a ser a segunda maior fonte de eletricidade em África, com a utilização a aumentar a uma taxa média anual de 5%, para chegar a quase 282 TWh em 2040, de acordo com o catálogo de projetos

hidroelétricos em curso, entre os quais o projeto de 18 MW de Gourbassi na fronteira do Senegal com o Mali, o projeto de 6.350 MW da Grande Barragem do Renascimento Etíope e o projeto hidroelétrico de 600 MW de Karuma, no Uganda, para além de vários outros em andamento no continente, em países como a Nigéria, Moçambique, a Zâmbia e Marrocos.

É expectável ainda que a contribuição das energias renováveis, nomeadamente a solar, a eólica e a geotérmica, venha a aumentar rapidamente em países africanos de relevo, dotados de recursos solares, eólicos e geotérmicos de alta qualidade, como a África do Sul, a Namíbia, o Quênia e o Senegal. Além disso, a participação da energia nuclear

e de outras fontes sustentáveis e eficientes aumentaria ligeiramente, de forma a manterem uma participação de cerca de 1% cada até 2040. No entanto, de acordo com as estimativas das Nações Unidas de que cerca de 579 milhões de pessoas na África Subsaariana vivem sem acesso a eletricidade e com a previsão da população total vir a duplicar até 2050, haveria um défice de produção significativo no cenário BAU, evidenciando assim a necessidade crucial de se duplicar a capacidade de produção de energia até 2030, possivelmente triplicando-a até 2040 para combater a disparidade de acesso e acelerar o ritmo da eletrificação em comunidades rurais/remotas da região, particularmente na África Subsaariana.

## 5.5.2. Cenário 2: Making energy poverty history by 2030

No cenário **making energy poverty history by 2030**, a capacidade de produção de eletricidade de África aumentaria rapidamente (cerca de 6% ao ano), de forma a sustentar um forte crescimento económico, a fomentar a industrialização e a proteger os meios de subsistência das famílias. Isso resultaria numa diminuição acentuada dos níveis de pobreza, recorrendo-se a todas as formas de energia sem quaisquer restrições climáticas. A Câmara estima que seria necessário triplicar a capacidade de produção de energia em África em 2020, aumentando 209%, de 848,6 TWh em 2020 e 2021 para 2.622 TWh em 2040, de forma a desenvolver a sua economia e retirar a sua abundante população da pobreza. Segundo este cenário, os combustíveis convencionais, que corresponderiam a cerca de 61% do total de produção de energia elétrica, desempenhariam um papel importante na redução da pobreza em África, podendo contribuir para a melhoria do acesso à energia num vasto leque de economias, setores e comunidades. A utilização de combustíveis convencionais passaria de cerca de 665 TWh em 2020 para mais de 1.126 TWh em 2030 e para 1.587 TWh em 2040.

A participação da energia hidroelétrica na produção de energia, que representaria cerca de um quarto da oferta de eletricidade em África, ultrapassaria o carvão em 2040. Quanto às renováveis modernas: as energias solar fotovoltaica, eólica e geotérmica juntas forneceriam 9% do total, para compensar a queda acentuada na produção de energia a carvão, com mais 3% provenientes de outras fontes de energia sustentáveis e de avanços tecnológicos, como por exemplo a captura e o armazenamento de carbono, e as células de combustível de hidrogénio. A energia nuclear continuaria a desempenhar um papel menor na produção de eletricidade em África devido a limitações técnicas e à falta de know-how e de conhecimento especializado na maioria dos países. Para alcançar o nobre objetivo de fazer a pobreza energética passar à história, este cenário exige esforços acelerados e um enorme investimento não só na produção de energias fósseis (dando primazia ao gás natural) mas também em tecnologias renováveis, de forma a responder à procura crescente de energia para promover a urbanização, a industrialização, o aumento da população e o crescimento económico sustentável.

Espera-se que África se torne um dos continentes com crescimento mais rápido até 2040. Os combustíveis fósseis ainda dominam o mix energético das principais economias africanas, entre as quais a Nigéria, a África do Sul, a Etiópia, o Quênia e o Gana, sendo responsáveis por cerca de 60% da sua eletricidade em 2020. O petróleo e o gás natural serão responsáveis por cerca de um quarto da oferta, ficando o restante a cargo das energias renováveis, especialmente da hidroelétrica e solar fotovoltaica. Dada a urgência em alcançar o acesso universal à eletricidade, África precisa de concertar esforços de forma a aproveitar as suas enormes reservas de hidrocarboneto, particularmente as de petróleo e gás natural na Nigéria, Argélia, Egito e Líbia, combinando-as com o consumo de carvão para atividades industriais e de produção de energia, em especial na África do Sul e em Marrocos, e ainda com o desenvolvimento de novas estações hidroelétricas e com uma maior penetração de diferentes fontes de energia renovável, como sejam a solar, a eólica e a geotérmica, no corredor oriental do continente.



### 5.5.3. Cenário 3: **Um mix «mais limpo»**

Neste cenário, é expectável que a produção de eletricidade oriunda de fontes renováveis venha a aumentar exponencialmente, devido ao seu elevado potencial, à tendência descendente dos seus custos, aos baixos custos operacionais e ao aumento do apoio público a fontes energéticas mais limpas. Isto implicará que as fontes de energia mais limpas venham a ultrapassar em muito o petróleo, o carvão e a produção a gás em África, continuando a expandir-se para além de 2040. Este caminho torna-se viável dado que todos os países africanos têm um enorme potencial (embora em magnitude variada) de recursos geotérmicos, hidroelétricos, solares, eólicos e de biomassa, com um assinalável crescimento já evidenciado na África do Sul, em Marrocos e numa série de economias da África Oriental, onde se regista um aumento significativo dos projetos e construções relacionados com energia renovável em andamento.

Graças à recente expansão das energias mais limpas e da implantação de medidas de eficiência para impulsionar a oferta de energia (a custos acessíveis) em África, espera-se que

a produção de eletricidade aumente em 148%, para 2.103 TWh, em 2040. Assim, este portefólio de produção mais limpa para 2040 engloba um vasto leque de tecnologias, incluindo as energias renováveis modernas – principalmente as energias solar fotovoltaica, eólica e geotérmica, que em conjunto representariam 30% do mix energético, seguidas da energia hidroelétrica (23%), do gás natural (18%), de outras inovações (11%), da eficiência energética (10%), sendo os restantes 8% fornecidos por carvão, petróleo e energia nuclear, tornando assim o mix de produção bastante diversificado e menos vulnerável a rupturas na oferta. Prevê-se que países como a África do Sul, Marrocos e o Senegal venham a defender a concretização deste objetivo, tendo em conta o seu histórico de busca feroz por projetos de armazenamento e por outras inovações que visem aumentar a flexibilidade dos sistemas de produção.

Como a capacidade de produção é menor em 2030 neste cenário do que no Cenário 2 (making energy poverty history by 2030), prevê-se que esta não seja suficiente para satisfazer as

necessidades elétricas da população em crescimento exponencial do continente. Em 2020, apenas 55% da população africana tem acesso a eletricidade, sendo, portanto, necessário duplicar a capacidade instalada para alcançar o acesso total em 2030. Dada a crescente mudança global no sentido da transição energética e das energias renováveis, África poderia tirar partido do seu vasto potencial de prospeção de energias renováveis, eficiência energética e de outros minerais, como o cobalto e a platina, de forma a acelerar o crescimento das indústrias de energias limpas. Por exemplo, a África do Sul e a República Democrática do Congo detêm cerca de 70% das reservas de cobalto e platina, que constituem um componente integral da produção de baterias usadas e das células de combustível de hidrogénio, respetivamente. Em geral, África poderia aproveitar tanto os seus ricos recursos minerais como o progresso tecnológico para satisfazer as suas necessidades elétricas para 2040, que deverão triplicar em relação aos níveis de 2020, através de políticas, planeamento, investimento, infraestrutura, instituições e colaborações adequados.



## Capítulo Seis

# A transição energética, os mercados energéticos em África: Desafios e oportunidades

**As emissões de gases de efeito estufa de África estão entre as mais baixas do mundo, e uma rápida transição como a que se prevê teria efeitos assimétricos no continente**

**A transição energética em África não deveria consistir apenas na descarbonização; em vez disso, deveria concentrar-se em utilizar todos os recursos energéticos disponíveis de forma a diversificar a sua base económica. Prevê-se que a energia solar seja a principal fonte de energia renovável após 2030**

**No cenário de ENZ da AIE, poderá haver uma redução de 67% da produção de petróleo e gás em África até 2050**

**O emprego no setor de petróleo e gás poderá diminuir mais de 60% no cenário de ENZ da IEA**

**É fundamental que o petróleo e o gás e outros minerais essenciais, como o cobre e o lítio, continuem a desempenhar um papel fundamental na história da transição de África**

**O aumento da procura de metais de bateria perturbará as cadeias de abastecimento globais e abrirá novas oportunidades de mercado para países em todo o mundo, especialmente em África**

## 6.20. Transição energética e mercados energéticos em África

O sistema energético mundial está sob pressão para se reformar, moldado pela narrativa cada vez mais presente da transição energética. A transição energética, muitas vezes descrita como uma transição da economia atual, assente em combustíveis fósseis, para uma outra alimentada por fontes de energia renováveis mais limpas, com pouco ou nenhum carbono, é tida como fundamental para conter o aumento das temperaturas globais observado nas últimas décadas devido à exploração de combustíveis fósseis para a industrialização, principalmente por parte de nações desenvolvidas. No geral, têm-se concentrado esforços nas estratégias de redução das emissões, de forma a limitar o aquecimento global a valores bastante abaixo dos 2 graus Celsius, em comparação com os níveis pré-industriais. Além disso, a transição energética continua a fazer repensar a forma como a energia é extraída, convertida, armazenada, transmitida e distribuída – sendo

o setor energético um alvo importante devido à sua contribuição para o aumento das emissões. Como tal, a descarbonização do setor, particularmente no respeitante à produção, é considerada uma das estratégias de mitigação mais eficazes para reduzir os níveis de CO<sub>2</sub> e, em última análise, para combater as mudanças climáticas. O ímpeto responsável por esta transição é motivado por fatores económicos, sociais, tecnológicos e regulatórios (Imagem 6.1.1). Do lado económico, os problemas de procura e oferta relacionados com os fósseis e a energia renovável são centrais. Os conhecidos problemas relacionados com as flutuações extremas no preço do petróleo ao longo das últimas décadas, que envolvem também questões de sustentabilidade, têm motivado a procura por energias renováveis, que em muitos sítios são cada vez mais competitivas. As pressões sociais de ativistas contra as alterações climáticas e de comunidades dentro das economias

avançadas são também um motivo forte para que se priorizem as alterações climáticas nas políticas públicas e para que se definam metas ambiciosas para as energias renováveis. Quanto à tecnologia, o desenvolvimento positivo das energias renováveis e de outras tecnologias de apoio, incluindo no respeitante a modelos de negócios, move as energias renováveis do nicho para o mainstream e garante que as soluções energéticas possam ser implantadas rapidamente e em escala. É certo que ainda existem desafios tecnológicos em várias frentes, mas o horizonte parece promissor, considerando a inovação e a pesquisa em andamento. Por último, têm aumentado as mudanças de regulação nas normas de informação para vários negócios e corporações, dado que os acionistas exigem a identificação e quantificação dos impactos financeiros dos riscos relacionados com o clima. A imagem abaixo apresenta um resumo de todos estes tópicos.

## Imagem 6.1.1 Fatores para a transição energética



### Fatores económicos

- Volatilidade do preço: problemas de procura e oferta dos combustíveis fósseis.
- Questões de sustentabilidade/conformidade com os ODS e compromissos Net Zero.



### Fatores sociais

- Ativismo climático — crise planetária relacionada com o aquecimento global, a poluição do ar, a perda de ecossistemas e novas pandemias.
- Metas ambiciosas socialmente orientadas para as energias renováveis.
- Acesso e segurança energética, especialmente em países em desenvolvimento.



### Fatores tecnológicos

- Competitividade dos custos: queda significativa no custo das tecnologias das energias renováveis devido à inovação.
- Implantação de energias renováveis em larga escala.



### Fatores regulatórios

- Mudança das prioridades dos investidores: questões ambientais, sociais e de governança das partes interessadas e dos investidores.
- Mudanças nas normas de informação de várias empresas — benchmarking climático e relatórios.

Fonte: Criação dos autores.

África continua a ser um dos menores emissores de CO<sub>2</sub> – e de outros gases de efeito de estufa – de todo o mundo (Imagem 6.1.2.). O continente emitiu 1.308 Mt de CO<sub>2</sub> em 2019, o que equivale a um aumento de 2% em relação à década de 2008-2018, representando apenas 2% das emissões de CO<sub>2</sub> mundiais relacionadas com a energia, como mostra a tabela seguinte. No entanto, o impacto das alterações climáticas faz-se sentir, estando desigualmente distribuído por todo o continente, por exemplo, sob a forma de secas ou de redução das chuvas, que dificultam a produção de energia hidroelétrica. À semelhança do que acontece na indústria de P&G, existem problemas de capacidade instalados em África devido ao fraco planeamento e gestão do setor. Faltam frequentemente quadros regulatórios e legais, fazendo encarecer os investimentos em energias renováveis. Acima de tudo, as redes de eletricidade apresentam desafios, muitas vezes sofrendo devido a elevadas taxas de perdas e à limitada capacidade instalada, sendo, além disso, financeiramente insustentáveis, com poucas oportunidades de expansão ou de que se proceda à manutenção necessária. Importa sublinhar que cada país tem diferentes pontos de partida socioeconómicos e ambições políticas, o que os levará por caminhos diferentes na transição energética. O ritmo de transição é ditado pela dependência atual de cada país em relação aos combustíveis fósseis, à produtividade industrial existente, às escolhas tecnológicas futuras e à profundidade e diversidade das cadeias de abastecimento domésticas.

As emissões de carbono estão a moldar os portefólios das maiores empresas energéticas do mundo, que se

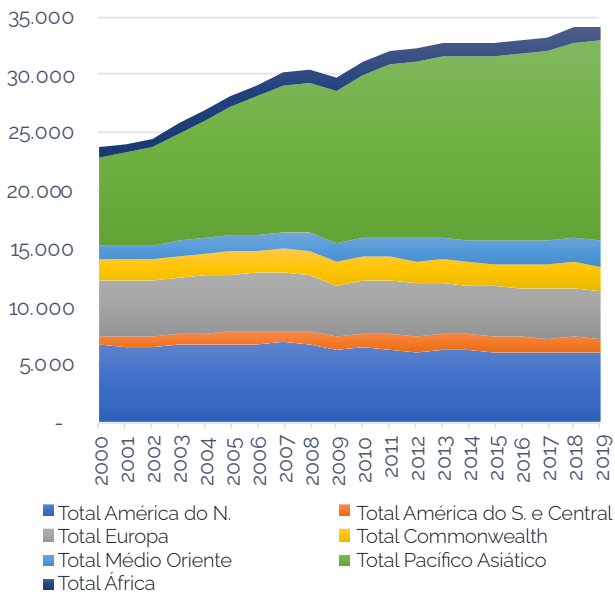
encontram a «avaliar ativos para desinvestimento», uma vez que os riscos do preço do petróleo e as metas de carbono neutro estão a reduzir o conjunto de compradores de ativos de P&G. O aumento da procura de energia em África, que se prevê que venha a duplicar até 2040 devido ao aumento da população, exige um portefólio mais amplo do que o existente num setor de P&G atualmente em declínio. A prioridade dada às energias renováveis em relação aos combustíveis fósseis permite a criação de empregos e crescimento económico, além de benefícios sociais e de saúde, e a mitigação das mudanças climáticas. Na verdade, segundo a IRENA, o potencial estimado de África para gerar energias renováveis a partir das tecnologias existentes é mil vezes superior à procura projetada para 2040. Projeta-se ainda que as energias renováveis venham a criar 45 milhões postos de trabalho até 2050 e que o PIB global aumente 2,4%. No entanto, deve registar-se um crescimento semelhante nos investimentos anuais, visto que é preciso duplicar o investimento no sistema energético africano até 2030, para 40 a 65 mil milhões de dólares. Em 2021, 12% da procura total de energia primária em África foi satisfeita através de energias renováveis – 42% por energia solar, 38% por eólica onshore e 15% através de armazenamento por bombagem. Com este número a aumentar, os países com emissões relativamente mais elevadas, em grande parte dependentes dos seus recursos de hidrocarbonetos (como, por exemplo, Angola, Guiné Equatorial e o Sudão do Sul), estão vulneráveis aos riscos da transição energética devido aos objetivos de carbono neutro das maiores empresas do mundo. A procura por P&G tem vindo a aumentar, havendo

ainda a expectativa de que os preços venham a atingir picos no futuro. No entanto, o investimento em projetos de P&G é um risco, o que justifica que estes tenham vindo a diminuir nos últimos anos. A transição energética é visível nas projeções dos setores de energias renováveis, pois todos esperam vir a crescer na próxima década.

A redução dos custos da tecnologia renovável, juntamente com novos investimentos, como os feitos pelo Banco Africano de Desenvolvimento, pelo Ministério da Economia e Finanças da Coreia do Sul e pelo Banco de Exportação e Importação da Coreia do Sul, que injetaram 600 milhões de dólares em soluções de energia renovável, estão a fazer progredir este setor. O Banco Mundial anunciou a criação de um fundo de 465 milhões de dólares para melhorar a integração das energias renováveis na África Ocidental, além de um financiamento de 168 milhões de dólares para os esforços do Burkina Faso no sentido de aumentar o acesso a eletricidade em áreas rurais e para apoiar a transição do país para a energia limpa. Paralelamente, a International Finance Corporation e a The Rockefeller Foundation estabeleceram uma parceria que visa mobilizar 2 mil milhões de dólares em investimentos no setor privado para soluções de energia renovável distribuída, que abrangerão o aumento de escala de um programa de mini-grid e armazenamento de energia de bateria. O Fundo de Energia Renovável de África II angariou 130 milhões de dólares para financiar energias renováveis na África Subsaariana. Por fim, o Banco Europeu de Investimento aprovou o financiamento de 95 milhões de dólares para projetos de energia geotérmica na África Oriental.

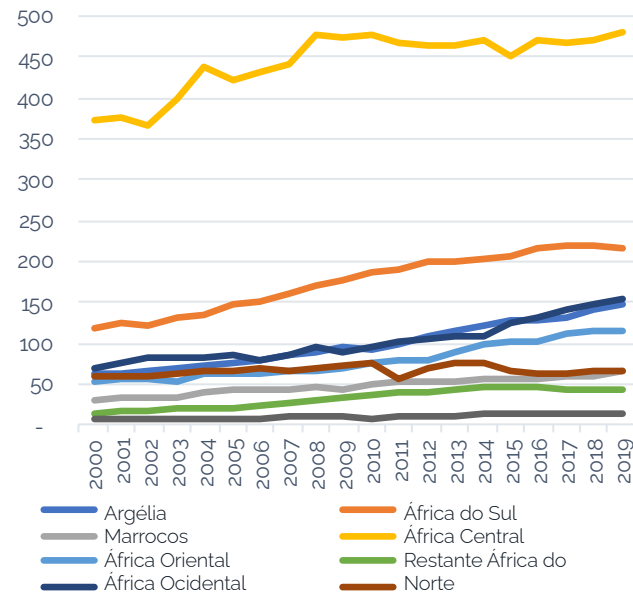
### Imagem 6.1.2 Emissões de CO2 mundiais e de África

Emissões de CO2 mundiais (Mt de CO2)



Fonte: BP Energy Statistics 2020

Emissões de CO2 de África (Mt de CO2)



Fonte: BP Energy Statistics 2020

## 6.21. O impacto do cenário de ENZ na indústria energética africana

A AIE conclui que a procura geral de petróleo num cenário de ENZ cai 4% ao ano entre 2020 e 2050. Se o investimento de capital em petróleo parar totalmente, a oferta diminuirá 8% ao ano e caso o investimento na prospeção de novos campos parar, a oferta cairá 4,5% ao ano. Esta dinâmica reflete-se no preço do petróleo, que deverá cair até aos USD 35/barril até 2030 e USD 25/barril até 2050. Paralelamente, a procura global de gás natural diminuirá 5% ao ano e, após 2040, a maior parte do gás natural será usada para produzir hidrogénio em instalações com captura e armazenamento de carbono. As utilizações de carvão também

desaparecem, uma vez que os 5.250 Mt de equivalente-carvão (Mtec) de 2020 serão reduzidos a 2.500 Mtec em 2030 e a menos de 600 Mtec em 2050. Isto representaria uma redução de 90% entre 2020 e 2050, com o petróleo a diminuir 75% e o gás natural 55% no mesmo intervalo. Num cenário de ENZ, a AIE prevê que o uso de hidrocarbonetos diminua 5%, em média, depois de 2030, uma redução percentual superior à que indicam os dados da Câmara Africana de Energia. Isso implicaria que, após 2022, houvesse um excesso de oferta de hidrocarbonetos, o que seria mais do que o necessário para atingir as condições de ENZ em

2050. As consequências disso para África não seriam significativas no futuro próximo. Contudo, a produção geral de hidrocarbonetos diminuiria 43% entre 2021 e 2050 (Imagem 6.2.1). Em termos absolutos, isto resultaria numa diminuição de 13,8 mbb/d para 7 mbb/d. Num cenário de ENZ, este efeito é maior, o que indica que África precisaria de uma redução de 67% na produção de petróleo e gás, para 2,3 mbb/d em 2050.

O declínio dos mercados de P&G e de carvão é um problema para os países da África Subsaariana, onde vive 75% da população mundial que não tem

acesso a eletricidade. No entanto, de acordo com a AIE, 45% dos que carecem de eletricidade obtêm-na «através da ligação a uma rede principal, enquanto o resto é servido por mini-grids (30%) e soluções autónomas (25%)». Estas off-grids e mini-grids dependem de fontes de energia 100% renováveis, como as acima listadas. Todos os geradores a diesel usados em sistemas descentralizados «serão eliminados posteriormente e substituídos por sistemas de armazenamento solar». Se feita com as fontes apropriadas, a AIE considera que a eletrificação completa apenas «acrescentará menos de 0,2% às emissões de CO<sub>2</sub>». África abriga ainda 910 milhões de habitantes (números de 2020) sem acesso a opções para cozinhar de forma limpa. Nas condições de ENZ, esses indivíduos obteriam acesso a uma alternativa através de fogões de biomassa, «abastecidos por biomassa moderna, biogás ou etanol, 25% através do uso de gás liquefeito de petróleo e 20% de soluções elétricas».

Devido à pobreza energética de África, as metas Net Zero não são uma prioridade absoluta para a maioria destes países, que preferem oferecer energia suficiente para responder às necessidades básicas da população. Com a atual falta de investimentos, qualquer fonte de energia elétrica terá prioridade sobre a produção de energia verde. De acordo com a AIE e a BP, em 2020, a África do Sul foi responsável por 1,3% das emissões mundiais, principalmente devido às suas centrais movidas a carvão, contribuindo com cerca de metade das emissões totais de África (Imagem 6.2.2). Em resultado disso, é o único país com o objetivo de atingir o Net Zero até 2050, pretendendo reduzir as suas emissões em 28% até 2030, embora «ainda não esteja alinhada com as metas de temperatura do Acordo de Paris», de acordo com Deborah Ramalope, ex-membro da delegação sul-africana para o clima da ONU. Estima-se que sejam necessários 8 mil milhões de dólares por ano para financiar os esforços de descarbon-

ização e adaptação na África do Sul, sendo que o presidente sul-africano Cyril Ramaphosa anunciou recentemente que a África Subsaariana necessita de 240 mil milhões de dólares (14% do PIB da região em 2019) para fazer a transição para formas de energia limpa.

### Perspetiva de emprego num cenário Net Zero

O emprego em petróleo, gás e carvão diminuiria significativamente, devido à queda da procura e à mudança gradual para fontes renováveis de baixa emissão de carbono. A AIE afirma que cerca de 5 milhões de postos de trabalho em petróleo, gás e carvão seriam perdidos até 2030 em todo o mundo. No mesmo período, poucas dessas perdas esperadas aconteceriam em África, devido à produção contínua de petróleo e gás e à baixa probabilidade de adoção de metas de ENZ até que a pobreza energética seja erradicada.

No entanto, com a meta de ENZ, o emprego na indústria de P&G em África deverá diminuir em média 12,5% ao ano até 2030. O ritmo desta diminuição aumentaria posteriormente, com uma redução média de 30% ao ano entre 2030 e 2040. Em 2040, aproximadamente 2 terços dos empregos em P&G poderiam estar extintos. No entanto, num cenário de ENZ, os milhões que vivem na África rural sem eletricidade ou opções para cozinhar de forma limpa, terão uma maior probabilidade de arranjar emprego em novos empreendimentos de tecnologias de energia limpa, para estimular novas competências industriais. A AIE, em cooperação com o FMI, mostra um aumento no número de postos de trabalho decorrente da despesa privada e pública em energia limpa, especialmente nas indústrias da engenharia, produção e construção.

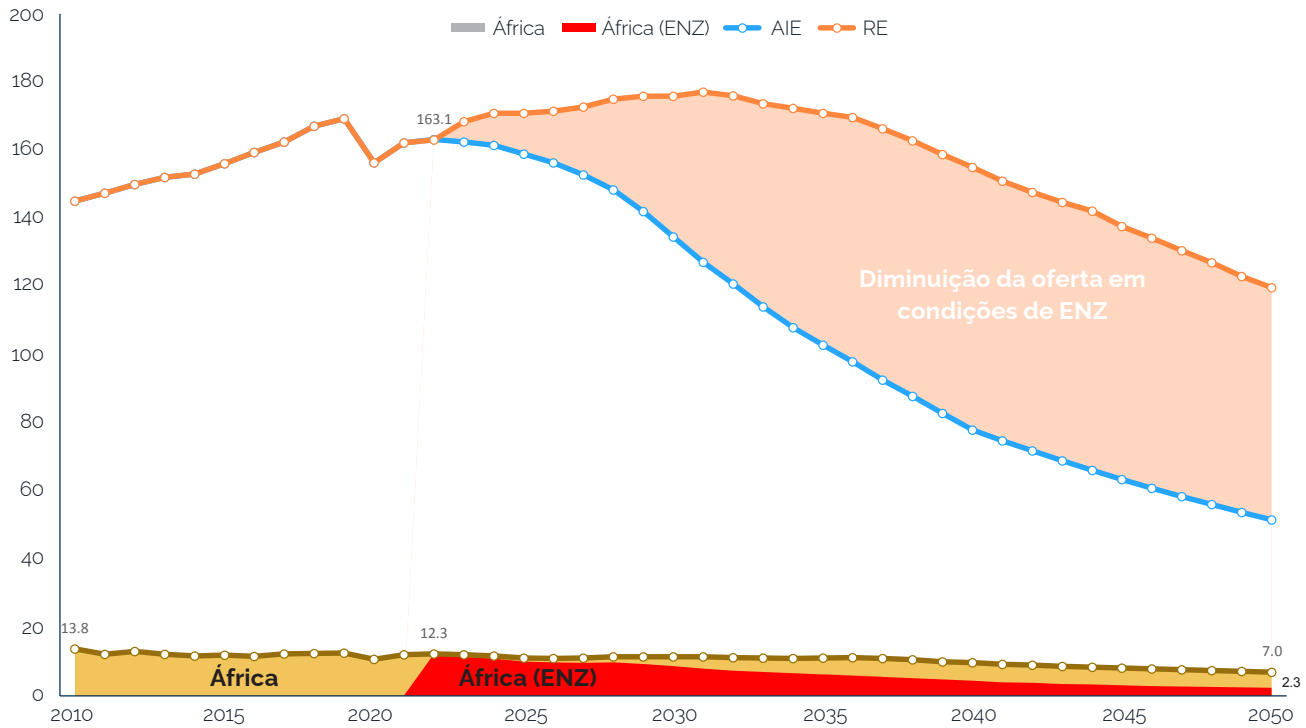
Ainda que isto se aplique aos países desenvolvidos, a maioria dos países africanos tem uma deficiência energética, o que faz com que não se possa ignorar a importância do P&G para a produção de energia. É também problemático

no que respeita ao emprego que, com a transição energética, algumas das competências dos trabalhadores não sejam diretamente transferíveis do setor de P&G para o da energia limpa, novamente com particular ênfase no caso dos países africanos. Outras indústrias importantes que registarão um aumento súbito de trabalhadores serão a dos eletrodomésticos com eficiência energética, dos veículos elétricos a células de combustível, dos painéis fotovoltaicos e assim por diante. Com ENZ, o emprego global em energia solar e eólica quadruplica, certamente estendendo-se à crescente indústria de energias renováveis em África. Todos estes empregos exigem uma especialização técnica, esperando-se, por isso, um grande investimento em educação por parte dos governos e das empresas.

Uma estratégia de retoma pós-pandemia seria a de empregar programas de emprego público (PEP) para gerar empregos verdes. Estes PEP variariam especificamente os trabalhadores ocasionais em setores informais (por exemplo, subempregados, trabalhadores pobres, idosos e jovens), que serão os mais afetados pela pandemia e pela escassez de energia. Também a Organização Internacional do Trabalho recomenda que se dê prioridade a (i) obras públicas com mão-de-obra intensiva (por exemplo, obras de manutenção, silvicultura, obras comunais e de saneamento) e (ii) atividades de construção com mão de obra intensiva, que dependam de mão de obra em vez de maquinaria. Em geral, esta seria uma maneira de fornecer um rendimento previsível e estável, ao mesmo tempo que se criam os ativos públicos verdes necessários. Isso já funcionou anteriormente, com o Programa de Rede de Segurança Produtiva da Etiópia, que melhora a segurança alimentar por meio da restauração de terras e do reflorestamento. Na África do Sul, o Working for Water Program tem um impacto semelhante, subsidiando os participantes em troca da proteção dos ecossistemas naturais dos rios.

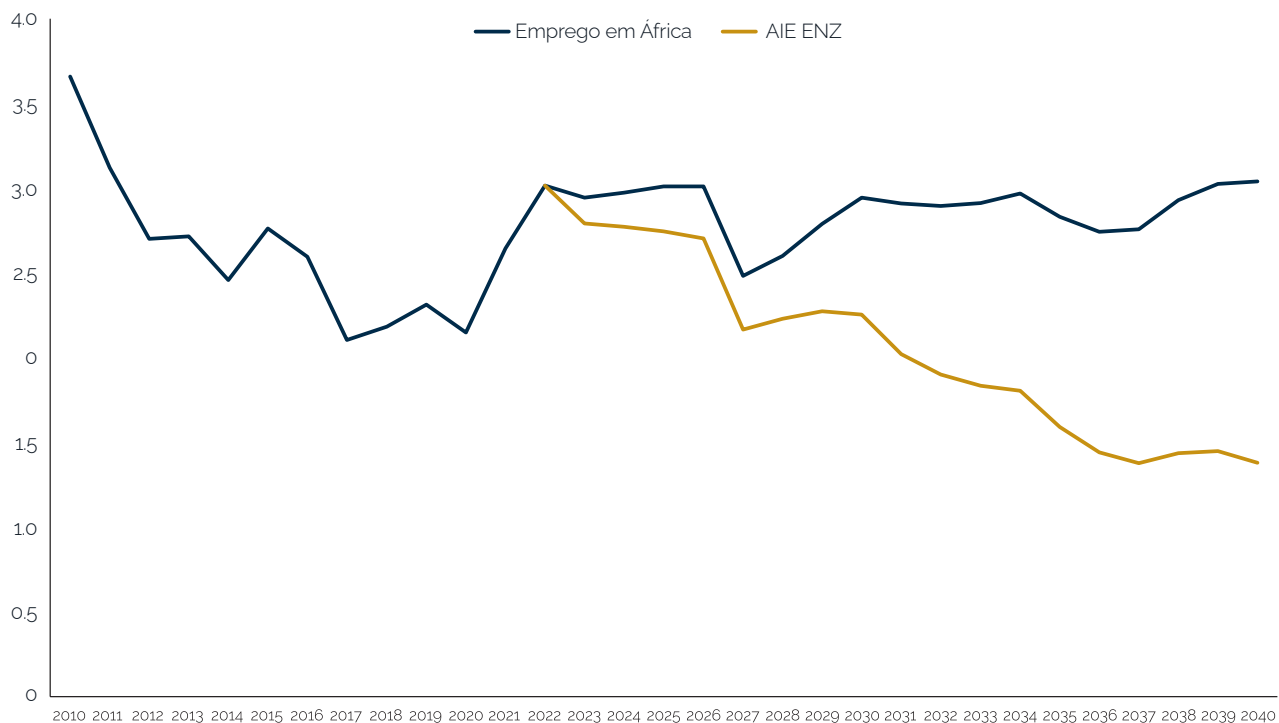


**Imagem 6.2.1 Cenário de ENZ em comparação com a produção futura da Rystad Energy MMboe/d**



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021, IEA Net Zero Outlook

**Imagem 6.2.2 Emprego em energia em África em cenário de ENZ, valores em milhões de empregos**



Fonte: Pesquisa e análise da Rystad Energy, IEA Net Zero Outlooks



## 6.3. Panorama das fontes de energia renováveis

### Energia Fotovoltaica

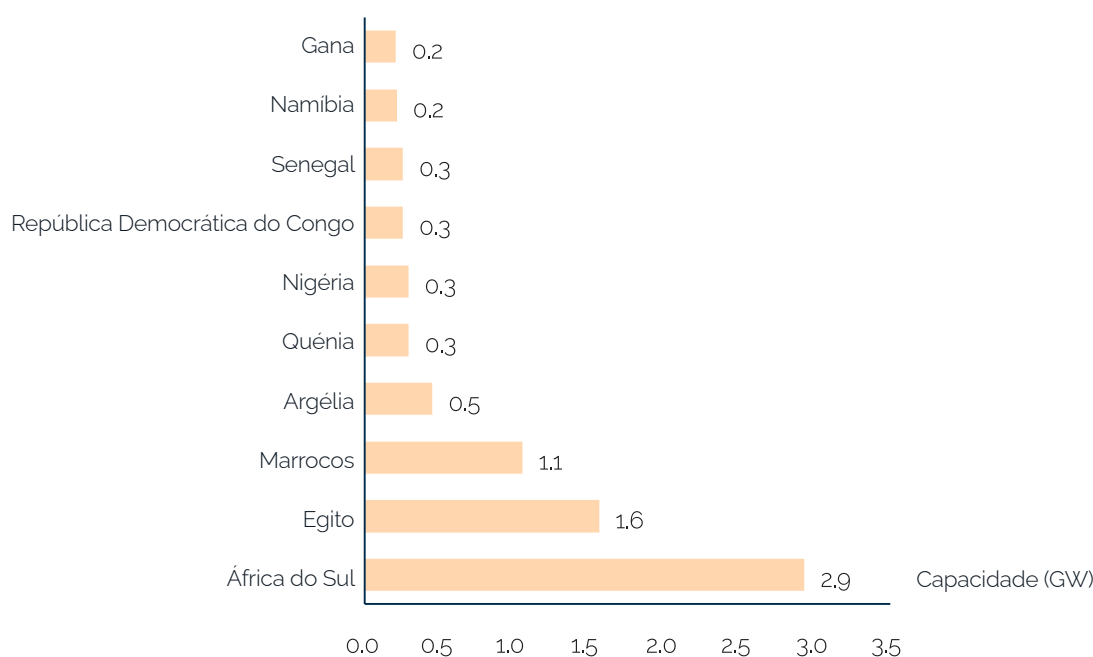
A energia fotovoltaica é atualmente a maior fonte de energia renovável em África e espera-se que a produção aumente ainda mais. Entre 2010 e 2019, 320 ativos foram construídos, com um aumento de 14 GW de eletricidade (Imagem 6.3.1). No entanto, prevê-se que entre 2020 e 2030 sejam construídos 648 ativos, gerando 77 GW de eletricidade. Isto indica um aumento de eficiência, uma vez que o dobro dos ativos geram cerca de 6 vezes mais energia. A IRENA vê potencial para 83 GW de instalações solares na África Oriental até 2040 e 62 GW no Sul de África. Na África Ocidental, a ECOWAS Power Generation & Transmission Masterplan prevê a criação de 36 GW em energia fotovoltaica até 2033. Segundo José Donoso, presidente eleito do Conselho Solar Global, «o fotovoltaico é o ideal», por ser «a forma mais barata de produzir eletricidade e oferecer redimensionalidade combina-

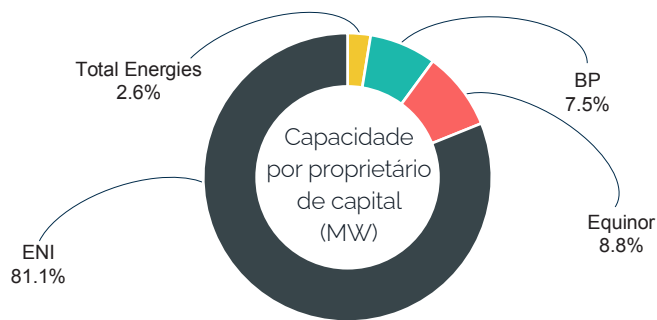
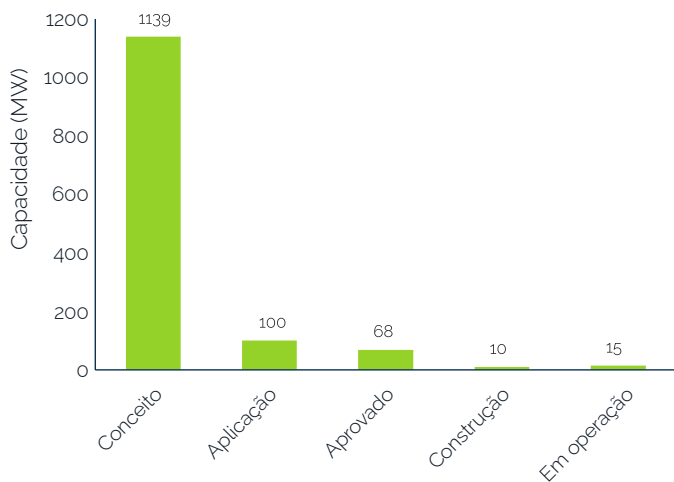
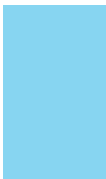
da com a possibilidade de soluções à medida». Com uma grande proporção dos residentes de África a habitar em áreas rurais, as tecnologias off-grid e mini-grid são cruciais para combater a pobreza energética. De acordo com Geoffrey Kaila, presidente da Solar Industry Association of Zambia, os investidores externos devem trabalhar em sintonia com as empresas autóctones, afirmando que «estamos à procura de parcerias».

O setor de mini/micro-grid está a atrair investimentos. Por exemplo, a Enel Green Power e a Power Hive associaram-se para investir 12 milhões de dólares na construção de mini-grids no Quênia. A Comunidade da África Oriental regista um terço de todas as vendas de sistemas solares, com a Tanzânia e o Quênia a liderarem o mercado de produtos de iluminação solar e compreendendo os maiores mercados de micro-grid, ten-

do sentido ligeiros solavancos na fabricação e logística devido à pandemia.

A energia fotovoltaica tem um grande potencial em África, dado que as majors (por exemplo, a TotalEnergies e a ENI) estão a construir grandes fábricas em todo o continente. No entanto, para promover este setor, deve haver um esforço de extensão das redes nacionais e de robustecimento da infraestrutura de transmissão, de forma a melhorar as margens de reserva dos sistemas energéticos. O potencial é imenso para sistemas descentralizados ou distribuídos, caso se construam políticas favoráveis (como, por exemplo, a produção integrada ou a possibilidade de produção elétrica individual, que esteja conectada à rede) e uma conectividade de rede estável. Isto deve ser combinado com requisitos mínimos e educação básica para técnicos, de forma a garantir uma elevada satisfação dos clientes.





### Energia Eólica

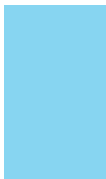
As turbinas eólicas contribuem com a segunda maior quantidade de energia verde, com 8,3 GW em 2021, provenientes principalmente da África do Sul, do Egito, de Marrocos, da Etiópia e do Quênia (Imagem 6.3.3). Entre 2010 e 2030, serão construídos 81 ativos, fornecendo uma potência total de 9.357 GW, todos em terra, estando 75% desses ativos já em operação. De acordo com a Energy Live News, África explora atualmente apenas 0,01% do seu potencial de energia eólica, uma vez que o seu limite absoluto é de 59 mil GW. É um setor em rápida expansão, já que entre 2020 e 2021 foram acrescentados 17 ativos, contribuindo com aproximadamente 2.1 GW. 11 destes ativos encontram-se na África do Sul, atualmente o maior

produtor de energia eólica.

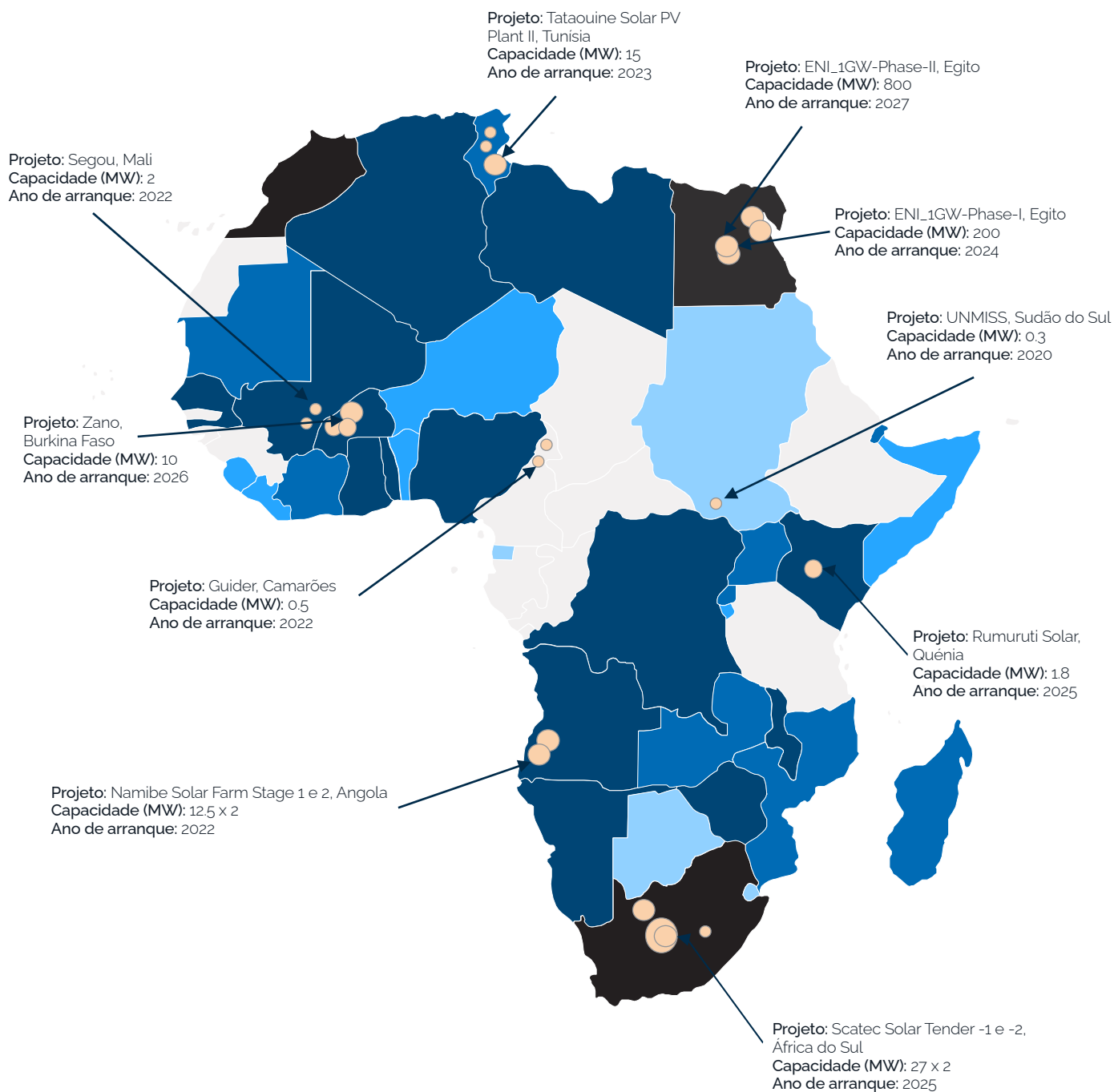
O Egito abriga neste momento o Gulf of Suez Red Sea Ph-I Project, da Siemens Gamesa, atualmente o maior projeto eólico em África, com uma produção de 500 MW, consistindo em 173 turbinas eólicas e uma sub-estação de 33/220 kV. O Quênia, por sua vez, tem o Projeto Eólico Lake Turakana, da LTWP, arquitetado para produzir 310 MW, sendo o maior investimento privado queniano, de 858 milhões de dólares. Fornecerá 16% da eletricidade gerada no Quênia e compensará a emissão de 16 Mt de CO2.

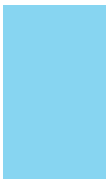
As maiores consequências da energia eólica são os elevados custos e a necessidade de terrenos. Ante-

riormente, os projetos eólicos eram financiados por governos e financiadores estrangeiros. No entanto, os investidores privados também estão a entrar no mercado eólico africano. De momento, «mais de 50% dos projetos são patrocinados pelo setor privado», segundo a economista do Banco Africano de Desenvolvimento, Emelly Mutambatsere. Para evitar a ocupação de mais e mais terras com turbinas eólicas, África pode explorar o vento offshore. Por agora, a maioria dos parques eólicos situa-se em terra porque «os terrenos estão disponíveis e é competitivo em termos de custos». É provável que o continente «veja o seu primeiro desenvolvimento offshore em 2030», de acordo com Ntombifuthi Ntuli, CEO da SAWEA.

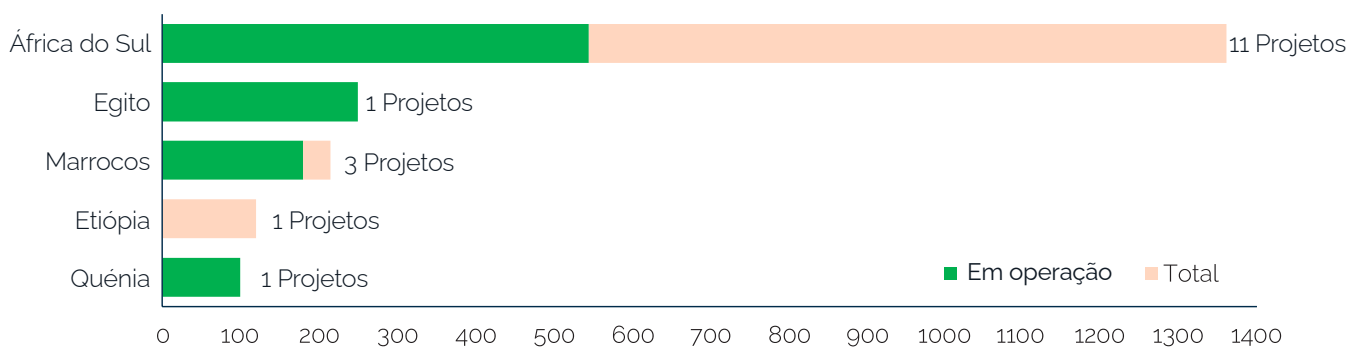


**Imagem 6.3.2 Distribuição da capacidade fotovoltaica em África, com os grandes projetos iminentes assinalados**





**Imagem 6.3.3 Produção Total de Ativos Eólicos em África em 2021, MW**



### Energia hidroelétrica

A energia hidroelétrica é a principal fonte renovável em África, com mais de 38 GW de capacidade instalada e 17% da produção de eletricidade do continente. Em alguns países da África Oriental e do Sul de África, como a Etiópia, Moçambique, a Namíbia e a Zâmbia, a energia hidroelétrica

representa mais de 90% do total de produção de eletricidade nacional. São expectáveis outros desenvolvimentos, como o projeto de 6GW da Grande Barragem do Renascimento da Etiópia, no Nilo Azul (Tabela 6.1). Este projeto ajudará a combater a pobreza energética na região e a satisfazer a crescente procura de eletricidade. Pools de energia regional, como

o Pool de Energia da África Oriental, desempenham um papel importante na promoção da cooperação regional para o estabelecimento de linhas de transmissão transfronteiriças. Grandes projetos hidroelétricos podem fornecer eletricidade a toda a região, beneficiando os países de custos mais baixos de produção e de um aumento da eletrificação.





**Table 6.1 Projetos hidroelétricos selecionados, recentes, em andamento e futuros**

Projeto	Capacidade, MW	País	Situação
Estação hidroelétrica Lauca	2,071	Angola	Totalmente operacional desde dezembro de 2020
Projeto Souapiti	225 and 450	Guiné	Totalmente operacional no fim de 2021
Grande Barragem do Renascimento da Etiópia	6,350	Etiópia	Enchimento dos reservatórios entre 2024 e 2027
Projeto Karuma	600	Uganda	Operacional em maio de 2021
Projeto Kafue Gorge Lower	750	Zâmbia	A ser comissionado em 2021
Projeto Batoka Gorge	2,400	Zâmbia, Zimbabwe	Começou a ser construído em 2021
Projeto Mambila	3,050	Nigéria	Começou a ser construído em 2021
Projeto Abdelmoumen	350	Marrocos	A ser comissionado em 2022

O desenvolvimento de projetos hidroelétricos tem efeitos socioeconómicos significativos, como a ajuda no combate ao desemprego. Por exemplo, a Barragem de Neckartal, localizada no sul da Namíbia, forneceu 5.500 empregos em Keetmanshoop e nas áreas circundantes. A barragem é uma peça central da infraestrutura da região e está projetada para irrigar 5 mil hectares, promovendo a agricultura e mais empregos. Quando a irrigação das áreas circundantes tiver atingido o seu potencial máximo, é provável que sejam criados mais 4 mil empregos diretos e indiretos.

As perspetivas para a energia hidroelétrica em África dependem em grande parte da capacidade dos governos de atrair investimentos privados para o setor. Com a ajuda de capital privado, os países africanos podem combater a desigualdade infraestrutural energética, estabelecendo conexões transfronteiriças cruciais para a distribuição

de electricidade pelos países com menos oportunidades económicas e geográficas. Os projetos de energia em grande escala recebem normalmente até 30% do capital requerido de investidores do setor privado, com o restante a ser oriundo de instituições financeiras e de governos internacionais e locais. A central hidroelétrica de Mambila, que deverá tornar-se a maior fonte de energia hidroelétrica da África Ocidental, tem um custo estimado de cerca de 6 mil milhões de dólares. O Exim Bank of China emprestou 85% (4,93 mil milhões de dólares) para a construção da central, sendo o resto dos custos cobertos pelo governo nigeriano. Outro grande projeto de energia hidroelétrica, a central de 2.400 MW de Batoka Gorge, será construída em conjunto pela General Electric, dos Estados Unidos, e pela PowerChina, com um custo estimado de 4,5 mil milhões de dólares. A propriedade será revertida para a Zâmbia e o Zimbabwe depois dos investidores recu-

peraram os seus investimentos num regime de PPP.

No entanto, o crescimento da energia hidroelétrica no mix energético dos países africanos pode ter efeitos adversos no sistema energético, colocando em risco a segurança do abastecimento. Até 2030, 70% da capacidade total de energia hidroelétrica na África Oriental dependerá de áreas com alta variabilidade de precipitação, de acordo com um estudo da London School of Economics. Um período prolongado de chuva ou de seca pode durar vários anos, deixando potencialmente as centrais hidroelétricas sem água suficiente para funcionar. A concentração de barragens numa mesma região pode levar a que se tornem dependentes das mesmas variações climáticas, como a seca. Torna-se assim imperativo que os governos planeiem um sistema de centrais hidroelétricas que resista aos padrões de chuva e às limitações geográficas.

## Energia geotérmica

De acordo com o Banco Africano de Desenvolvimento, o continente tem 15 GW de energia geotérmica disponível e, ao contrário das energias solar, eólica e hidroelétrica, esta não é influenciada por fatores geográficos como secas, ventos fracos e dias nublados. O Grande Vale do Rift, que se estende de Djibouti a Moçambique, é a área geologicamente ativa de África, sendo composta por 30 vulcões ativos e incontáveis fontes termais. O Quênia é atualmente o maior produtor de energia geotérmica de África, com 98% do fornecimento anual de 1,5 GW, contendo 403 poços ativos em 2021 (Imagem 6.3.4). O Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente estima que exista um potencial de 20 GW de energia geotérmica em toda a África Oriental,

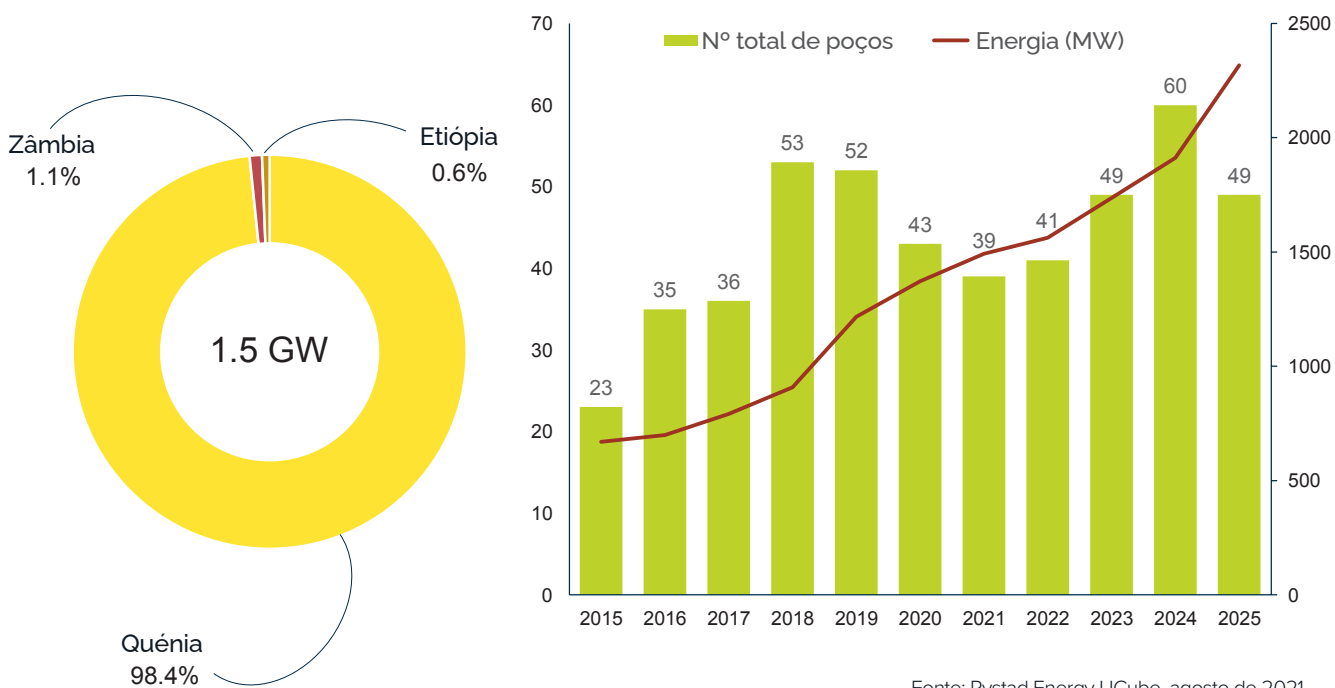
sendo que nações como a Tanzânia, o Uganda, o Ruanda, Djibouti, a Eritreia e as Comores empreenderam já a prospeção preliminar de potencial geotérmico.

O Projeto Geotérmico Olkaria, no Quênia, após a sua quinta extensão Olkaria VI (86 MW) será «a maior central geotérmica individual do mundo», com um total de 792 MW. A KenGen, a empresa paraestatal que opera a Olkaria, afirma que esta central produz 27% de toda a energia do Quênia. Além disso, as centrais de energia geotermal requerem menos terrenos do que as alternativas eólicas, solares ou de carvão. No entanto, uma consequência dos poços geotérmicos é que a reinjeção de água para gerar vapor liberta «elevadas concentrações de sílica e sais, e às vezes elementos tóxicos, como arsénio,

lítio, antimónio, mercúrio e enxofre». Na maioria dos casos, estas tubagens não interferem nos aquíferos. Porém, fugas ou problemas de construção podem poluir fontes de água potável.

A Zâmbia também produz energia geotérmica e, atualmente, a Kalahari GeoEnergy, a principal operadora geotérmica da Zâmbia, continua a recorrer à sua central de energia geotérmica no rio Bweengwa, após atrasos causados pela pandemia. Segundo Peter Vivian-Neal, CEO da Kalahari GeoEnergy, «o objetivo a longo prazo é vir a ter 50 MW de capacidade de produção de energia daqui a 8 a 10 anos». No entanto, como essa produção é insuficiente para uma eletrificação em grande escala, o objetivo atual é auxiliar o agro-processamento, a piscicultura e o processamento de laticínios.

**Imagem 6.3.4 Produção geotérmica e número de poços ativos, GW/MW/# poços geotérmicos**



Fonte: Rystad Energy UCube, agosto de 2021

## Capítulo Sete

# A nossa estratégia para fornecer energia que gere desenvolvimento económico para todos

## Objetivo: Acabar com a pobreza energética até 2030

**As transições tendem a criar vencedores e perdedores, e a transição energética pode consolidar as desigualdades se não for procurada de forma «justa».** A ideia de uma transição justa é geralmente entendida como a criação de um futuro de baixo carbono que seja equitativo e justo – isto é, onde haja acesso a energia confiável, o que leva a um desenvolvimento holístico. Nessa ótica, a transição prende-se menos com opções tecnológicas e de combustíveis e mais com modos de vida sustentáveis para os milhões de pessoas que habitam o continente africano.

Assim, terá de se encontrar um equilíbrio entre necessidades e prioridades concorrentes e, como tal, nenhuma abordagem pré-formatada será útil. A questão do que é e a quem serve a justiça deve ser considerada em contextos que tenham a equidade e a justiça como referencial.

**A transição prende-se menos com opções tecnológicas e de combustíveis e mais com modos de vida sustentáveis para os milhões de pessoas que habitam o continente africano.**

**Equilibrar as tensões provocadas pela transição energética complica a tentativa de gerir as exigências concorrentes do trilema de energia: segurança energética, equidade energética**

**e sustentabilidade ambiental.** Tendo em conta as contribuições do continente para as emissões globais, a segurança e equidade energéticas são prioritárias para o desenvolvimento. A dimensão da equidade energética refere-se à «capacidade de um país de fornecer acesso universal a energia fiável, acessível e abundante para uso doméstico e comercial», enquanto a segurança energética mede a «capacidade de uma nação de satisfazer a procura de energia atual e futura de maneira fiável.» As duas estão no centro do desafio em África: o «desafio do acesso à energia» e a «segurança», que fornece o trampolim para a industrialização e criação de um desenvolvimento económico continuado e sustentável.

**Para alcançar o acesso universal até 2030 e aumentar a segurança da oferta, os governos devem trabalhar com as principais partes interessadas, especialmente as do setor privado, para projetar e implementar respostas personalizadas e eficazes ao desafio do acesso à energia.** O acesso à energia é medido através um espectro, como se vê no Multi-Tier Framework, que vai do nível 1 (nível mais baixo de acesso) ao 5. Os níveis mais elevados de acesso (4 e 5) estão associados a uma maior capacidade energética e a uma maior duração da oferta, devendo constituir a meta dos esforços de acesso, visto que isto permitiria implementar usos produtivos de energia para o desenvolvimento. Segundo a ESMAP, «uma rede é a for-

ma mais fácil de oferecer níveis elevados de acesso, ainda que um gerador a diesel ou uma mini-grid grande possam fazer o mesmo». Assim, soluções de acesso orientadas para o desenvolvimento a longo prazo para África devem ser desenvolvidas tendo isto em mente. Embora as soluções de acesso de nível inferior, como os sistemas domésticos solares e mini-grids de pequena escala, sejam essenciais para garantir que ninguém fica para trás, as estratégias africanas devem concentrar-se nos níveis superiores de acesso. É isso que a Câmara propõe.

**Uma rede é a forma mais fácil de oferecer níveis elevados de acesso.**

**Como foi sugerido anteriormente, cerca de 600 milhões de pessoas em África ainda não têm acesso a eletricidade, o que demonstra a enorme necessidade de investimento ao longo das próximas décadas em praticamente todos os segmentos do setor, na capacidade de produção (através de micro e mini-grids), em infraestruturas de T&D e em medição.** Estimamos que alcançar o acesso universal até 2030 requiera vários GW a mais de capacidade de produção. Segundo um relatório publicado pelo Northeast Group, o setor energético da África Subsaariana precisaria de um investimento maciço de cerca de 141 mil milhões de dólares até 2028.

## 7.1. Um fornecimento de energia que **traz desenvolvimento económico** para todos

### Fatores técnicos de mercado

- Investimentos em infraestruturas de rede para reduzir as perdas de transmissão e distribuição e acomodar uma maior integração de energia renovável variável. A infraestrutura deve priorizar a flexibilidade e ter em conta os planos de longo prazo, tanto a nível nacional como regional.
- Robustecimento de infraestruturas regionais e das interligações entre pools de energia regionais e continentais.
- À medida que os preços se tornem competitivos, o investimento em armazenamento de energia pode melhorar a atratividade das mini-grids de energia renovável visto que em alguns casos estas constituem a alternativa de menor custo para fornecer acesso em alguns contextos.

A infraestrutura da rede desempenhará um papel crucial na manutenção do serviço, bem como na extensão do acesso. Em muitos países, esta infraestrutura pode ser considerada fraca ou deficiente, requerendo atualizações para que funcione adequadamente e integre mais energia renovável variável. Assim, o investimento em infraestrutura de rede reduziria as perdas, acomodando uma integração de mais energia renovável variável. Além disso, o desencontro entre recursos e procura sugere que um reforço das pools energéticas regionais e continentais garantiria a criação de um mercado unificado para a transação de eletricidade a preços competitivos para os países. Por último, com o plano de instalação de muitas mini-grids de energia em África nos próximos anos, o armazenamento de energia pode ser eficaz em contextos onde as mini-grids híbridas não estejam disponíveis. Os custos de armazenamento, embora permaneçam elevados, prometem contribuir para a redução dos custos nos próximos anos.

### Fatores regulatórios

- Definição de tarifas realistas para permitir a amortização dos custos e a competitividade das empresas energéticas
- Formulação de uma política clara para o desenvolvimento da mini-grid, que inclua medidas para lidar com a chegada da rede
- Definição de padrões técnicos (regulações) para garantir a proteção da qualidade e do consumidor
- Reformas que atraiam investimentos privados (através de IPP ou PPP)

Os riscos regulatórios, causados por ambientes regulatórios instáveis, podem representar um desafio para a captação do financiamento necessário para investimentos em energia que queiram resolver os problemas de acesso. Muitas empresas energéticas estatais no continente encontram-se numa posição financeira fraca devido a uma combinação de fatores, sendo o principal a recuperação insuficiente de custos devido a tarifas baixas e a ineficiências. A definição de tarifas realistas assegurará a competitividade das empresas energéticas e aumentará a capacidade de investir na expansão da rede e noutras atividades associadas. Em alguns países, é necessária uma reforma do setor para atrair o capital privado necessário. Com as mini-grids a formar uma parte essencial do caminho para o acesso universal, são necessárias políticas claras acerca do desenvolvimento de mini-grid, que deverão abordar o risco de chegada da rede, considerado por muitos empreendedores do ramo uma grande preocupação. Além disso, alguns países podem ter de proceder a reformas para permitirem a participação do setor privado nos seus mercados energéticos. Por fim, a regulamentação deve auxiliar no estabelecimento de padrões técnicos para produtos ou equipamentos no mercado off-grid para garantir a segurança e a proteção do consumidor.

## 7.2. Dar destaque ao gás: promoção agressiva do **gás natural como via para a industrialização** de África

O gás é a principal fonte de produção de energia. As mudanças recentes na situação global da indústria energética, causadas pelo combate às alterações climáticas, podem representar um ponto de viragem para o gás natural em África. Para cumprir as metas climáticas estabelecidas no Acordo de Paris, África deve mudar radicalmente o seu panorama energético, afastando-se do carvão, que representa mais de 40% da procura de energia primária hoje, procurando soluções mais limpas. No entanto, é improvável que a eliminação do carvão seja apressada devido aos potenciais riscos económicos inerentes à segurança do fornecimento de energia. Embora as energias renováveis sejam essenciais para reduzir as emissões de gases de efeito de estufa, outras fontes de energia devem ser consideradas, de forma a garantir a segurança do abastecimento em todo o continente e satisfazer a procura adicional de energia, que deverá triplicar nos próximos 20 anos. No caso das redes de energia subdesenvolvidas, a intermitência das energias renováveis pode colocar em risco a estabilidade dos sistemas. Com 15% de capacidade instalada de energia solar e eólica, o Quênia já está a sofrer com a grave instabilidade da voltagem. O país encontra-se no epi-

centro da transição energética de África, ganhando relevância no setor renovável devido ao parque eólico do lago Turkana, de 310 MW, e à estação fotovoltaica solar Garissa, de 50 MW. Contudo, a energia renovável variável trouxe desafios sem precedentes às operações do sistema energético, um problema que tenderá a piorar à medida que mais fontes de energia renovável variável fiquem operacionais. É necessária uma melhor gestão do sistema e uma atualização da infraestrutura, mas, por enquanto, sem uma tecnologia de armazenamento de energia a longo prazo, os combustíveis complementares como o gás natural são cruciais para responder à crescente procura de eletricidade.

Estima-se que o continente tenha cerca de 600 Tcf de gás no final de 2020. Isso faz de África o quarto maior detentor de reservas de gás a nível mundial, depois da América do Norte, de acordo com a Câmara Africana de Energia. Mais de 25 países têm reservas comprovadas de gás natural no continente africano, o que representa um forte potencial para um papel cada vez maior do gás natural no mix energético africano. Existem 13 países na África Subsaariana atualmente a consumir gás para a produção de en-

ergia. 10 desses países geram energia a partir da sua própria produção doméstica de gás, 2 dependem de importações de gasodutos (Togo e Benin) e 1 usa uma combinação de ambos (Gana). A abundância de reservas de gás pode ajudar as nações africanas a satisfazer a procura futura de eletricidade, que deverá passar de 700 TWh em 2019 para entre 1600 e 2300 TWh em 2040, de acordo com as nossas previsões e as de outras organizações. O crescimento populacional e a urbanização são os principais fatores responsáveis pelo aumento da procura nas próximas décadas. Atualmente, 86% da produção de gás para energia concentra-se na África do Norte, 10% na África Ocidental e os 4% restantes dividem-se entre outras regiões (Imagem 7.2.1). O Egito, a Argélia e a Líbia dependem em grande parte da produção dos seus recursos de hidrocarbonetos, usados tanto para o abastecimento doméstico quanto para gerar receitas de exportação, com grandes volumes a seguirem para a Europa. As descobertas recentes de gás em países subsaarianos, como a Tanzânia e Moçambique, colocaram a África Oriental numa posição favorável para começar a desenvolver a sua própria infraestrutura de conversão de gás em energia.





Imagem 6.3.4 Produção geotérmica e número de poços ativos, GW / MW / # poços geotérmicos

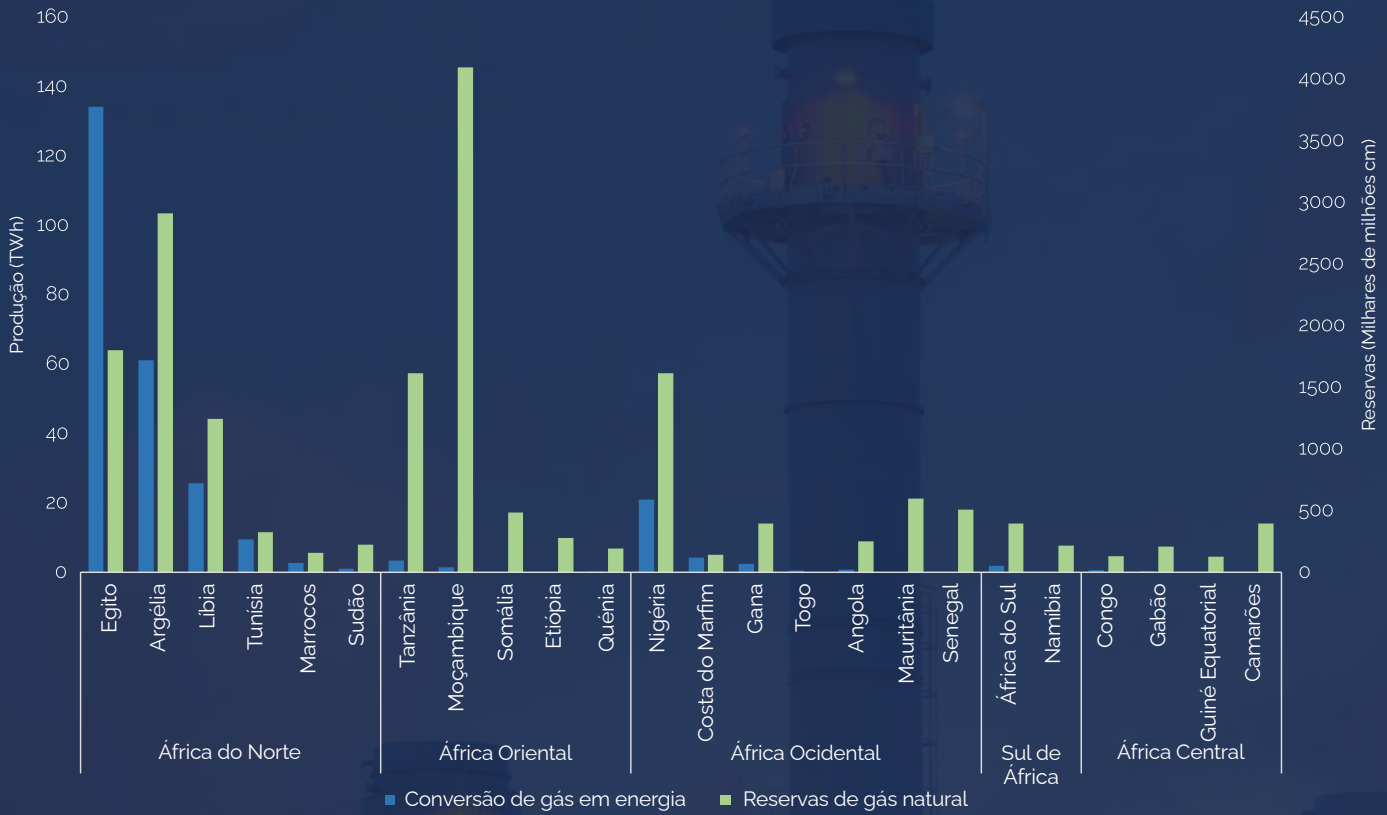
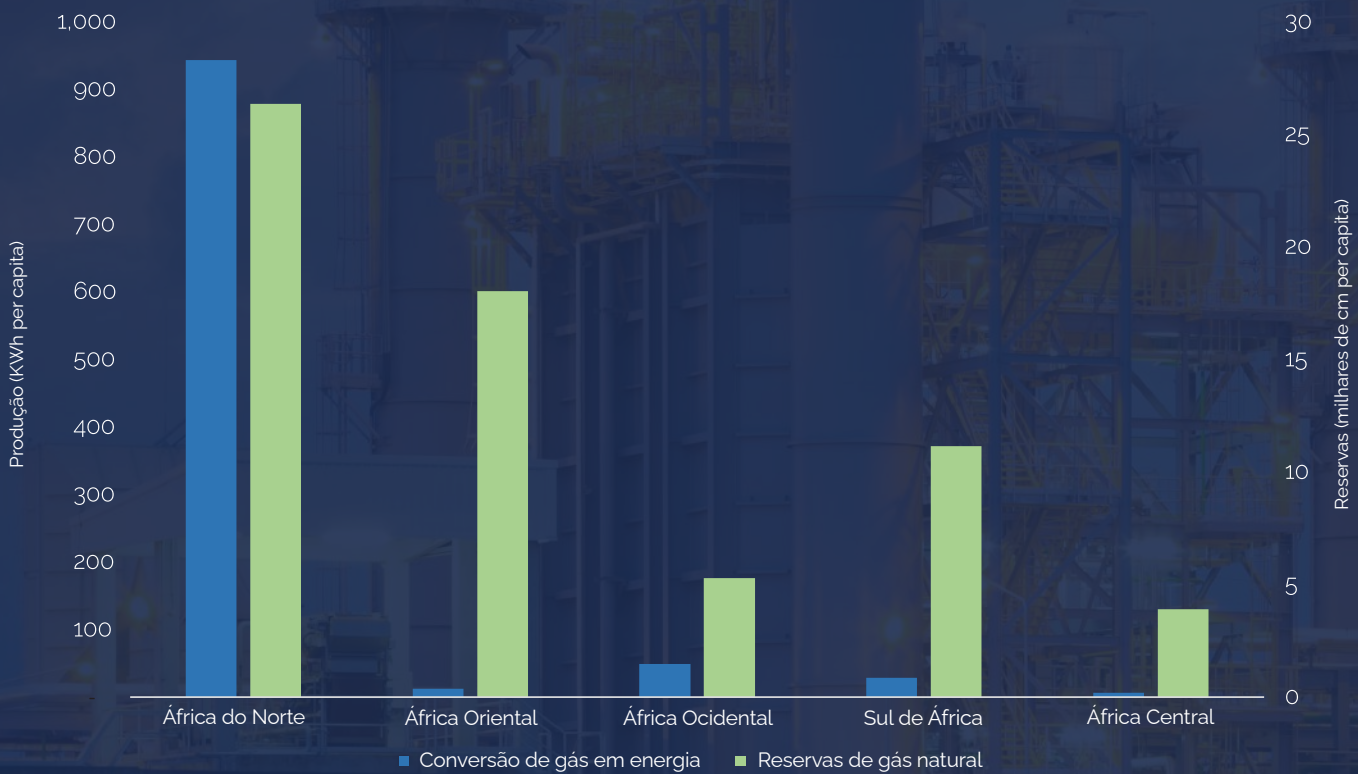


Imagem: 7.2.2 Reservas de gás natural e capacidade per capita de conversão de gás em energia por região





Ao considerarmos os volumes de reserva de gás e a conversão de gás em energia per capita, há uma oportunidade para os países africanos fazerem a ponte entre os recursos que possuem e a energia gerada a partir do gás natural. A Tanzânia tem sido particularmente ativa no desenvolvimento da sua infraestrutura de conversão de gás em energia. O país tem 600 MW em fontes de gás, correspondente a 45% do total da capacidade instalada no país. Existem outros projetos, como a expansão do complexo Kinyerezi para um total de 1.625 MW, que visam satisfazer o crescimento anual da procura de eletricidade (entre 10 e 15%) e fornecer eletricidade a todo o país até 2030. Moçambique – outro país subsaariano com enormes recursos de gás natural – planeia aproveitar as suas recentes descobertas para uma produção de eletricidade que estimule o acesso interno, as exportações e o comércio na África Oriental. De momento, o país está a construir uma central de 400 MW em Temane, que deve entrar em operação no início de 2023. Um outro projeto, da GL Africa Energy, irá desenvolver uma central elétrica a gás de 250 MW, que se abastecerá de matéria-prima na bacia do Rovuma, em Moçambique. A construção de instalações de conversão de gás em energia também pode gerar um forte impulso económico. Quase 80% dos jovens da África Oriental estão desempregados e o aumento da industrialização da região, associado a um vasto acesso a eletricidade poderiam criar oportunidades de emprego.

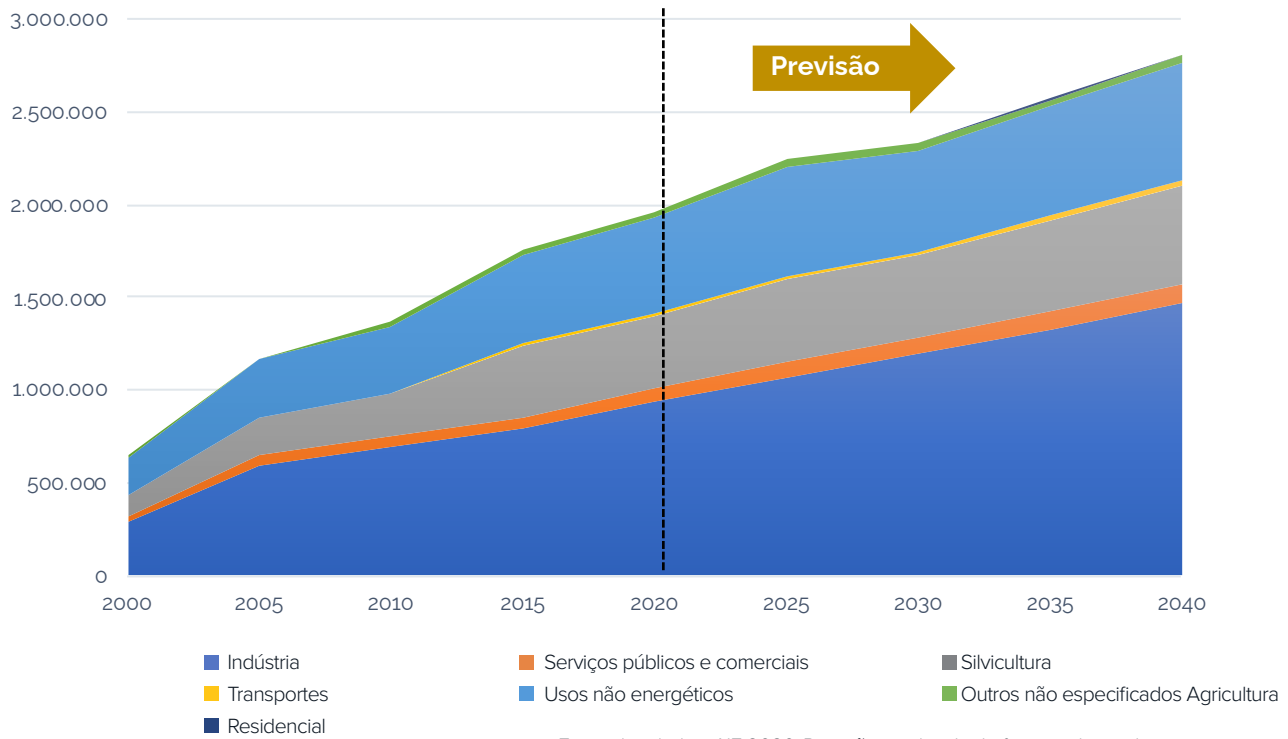
A Câmara Africana de Energia acredita que essas mudanças evidenciam uma potencial nova era na diversificação do fornecimento de gás em África, à medida que vários novos produtores entram a bordo. O fornecimento de gás no continente vem principalmente de fontes domésticas e através da importação de gasodutos de outros países da região. Angola, a Nigéria e a Guiné Equatorial exportam principalmente GNL, existindo potencial para que o Senegal e Moçambique adiram a esta tendência. As exportações via gasoduto acontecem principalmente no Congo, na Nigéria e em Moçambique, que exportam gás em quantidades significativas para a África do Sul. Os importadores de gasodutos são principalmente a África do Sul, o Gana, o Benim, o Togo e a RD do Congo, que importam do Congo. Embora a «velha guarda» do continente, como a Argélia (159 Tcf), o Egito (78 Tcf), a Líbia (53 Tcf) e a Nigéria (203Tcf) ainda representem um valor importante das reservas de gás (89%), importa notar que as descobertas de novos intervenientes («nova guarda») seriam potencialmente responsáveis por uma parcela mais significativa da utilização efetiva até 2030. Moçambique, por exemplo, está a posicionar-se para ser a próxima potência mundial de exportação de gás, tendo cerca de 99 Tcf de recursos descobertos, planeando exportar gás para a vizinha África do Sul através de gasodutos. Desenvolvimentos recentes no setor de GNL em África oferecem uma base

sólida para uma infraestrutura energética que seja resiliente e de baixas emissões em todo o continente. Projetos como a unidade de regaseificação flutuante do Gana abrirão caminho para o fornecimento de 1,7 Mt de GNL por ano para produção de energia, demonstrando o impacto potencial destes investimentos na redução da pobreza energética. É fundamental que os países cooperem para construir sistemas energéticos mais abrangentes, como o Gasoduto Nigéria-Marrocos, que percorrerá a costa oeste de África, com a intenção de dar acesso a gás a nações onde a percentagem da população com acesso a eletricidade não ultrapasse os 40%. A criação de um mercado energético líquido em todo o continente facilitará uma distribuição mais uniforme da oferta de eletricidade entre os países.

As oportunidades de mercado para o gás natural no continente residem principalmente na produção de energia através de gás e noutros usos industriais. À semelhança da situação vivida em 2020, os setores de consumo primário em 2040 serão a indústria (52% em 2040, 47% em 2020), outros usos não energéticos (26% em 2040, 23% em 2020) e residencial (20% em 2040, 19% em 2020) (Imagem 7.2.3). Os transportes, os serviços comerciais e públicos e a agricultura responderão pelos restantes 6% do consumo final de gás natural em 2040.



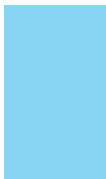
**Imagem 7.2.3 Consumo final de gás natural por setor, África 2000-2040 (TJ-bruto)**



## Estudos de caso selecionados

### 1. Conversão de gás em energia no Gana

O Gana está pronto para comissionar o primeiro projeto de conversão de GNL em energia da África Subsaariana no Terminal Tema LNG. Uma unidade flutuante de regaseificação chegou da China em janeiro de 2021 e será capaz de gerar 1,7 Mt de gás natural por ano para produção de energia. O consumo de eletricidade no Gana permanece abaixo da média da região subsaariana e muito abaixo da dos países desenvolvidos. O projeto Bridge Power em Tema terá capacidade de produzir 400 MW de eletricidade a partir de GNL, o que equivale ao consumo médio de energia de 1,6 milhões de lares ganeses. A construção do terminal dá ao Gana independência sobre a sua própria oferta de energia, tornando-se menos dependente do Gasoduto da África Ocidental. A procura de GNL na região da África Ocidental deve praticamente duplicar na próxima década, à medida que os países comecem a investir em mais conversão de gás em energia, em virtude do abandono de combustíveis mais sujos.



## 2. Transição do carvão na África do Sul

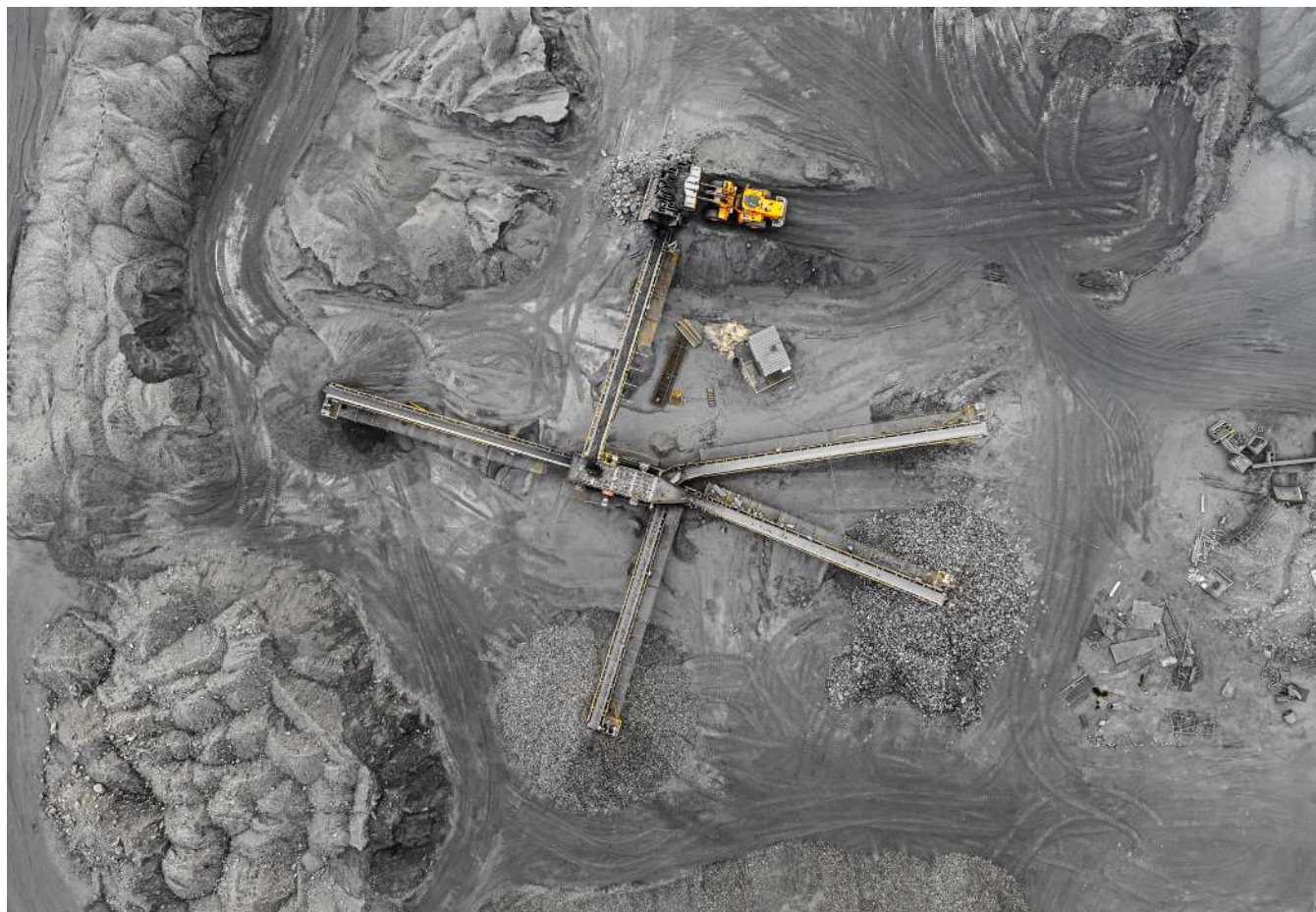
O setor energético da África do Sul é o 12.º maior produtor de gases de efeito de estufa de todo o mundo, devido ao uso predominante do carvão mineral como fonte de energia. O governo pretende abandonar o combustível fóssil mais sujo e desativar 34 GW de capacidade instalada de energia a carvão até 2050. O país está a atravessar neste momento a sua maior crise energética após várias avarias em centrais, resultando numa redução de carga de nível 4, o que significa que 25% dos utilizadores da rede ficam sem energia a qualquer momento. Muitas das centrais energéticas da África do Sul estão a aproximar-se do encerramento. Uma média de cerca de mil MW de capacidade instalada deve ser desativada anualmente ao longo da próxima década. Isso constitui uma oportunidade

adequada para rejuvenescer o sistema energético do país com soluções mais limpas. Embora o governo seja ambicioso ao comprometer-se com as fontes renováveis, muitos duvidam de que os projetos de energia solar e eólica possam ser concretizados com rapidez suficiente para substituir a decadente indústria do carvão. Com as recentes descobertas de gás na vizinha Moçambique, a construção de centrais a gás pode trazer mudanças drásticas.

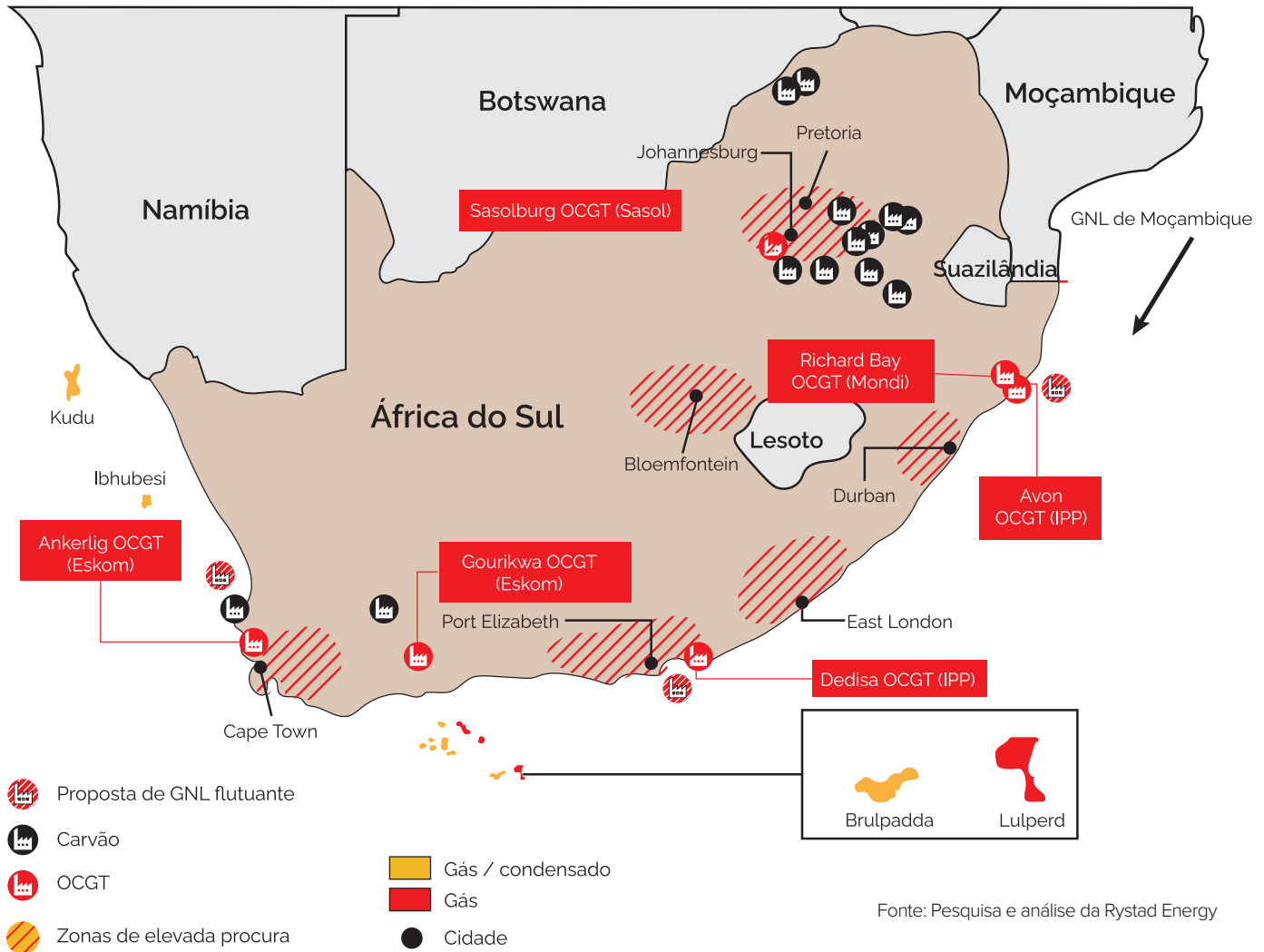
Os desenvolvimentos atuais incluem um projeto offshore que oferece 1.220 MW em capacidade de produção a gás, que será desenvolvido pela Karpowership, uma empresa de construção turca. A empresa pretende fornecer eletricidade a 800 mil residências. No entanto, o projeto está atualmente ato-

lado em procedimentos legais devido a disputas ambientais.

As centrais de energia com OCGT (Open Cycle Gas Turbine) na África do Sul produzem atualmente cerca de 3,5 GW, recorrendo, no entanto, a diesel caro e poluente durante períodos de escassez de gás natural. Descobertas recentes, como as de Brulpadda e Luiperd, podem fornecer a segurança de abastecimento necessária para que a Eskom e outros produtores de energia operem as suas OCGT com gás natural. Há potencial para aumentar a receita do abastecimento doméstico se a África do Sul puder garantir uma extração de energia com um fator de carga suficiente, construindo mais infraestrutura de transmissão das centrais para as áreas de alta procura (Imagem 7.2.4).



**Imagem 7.2.4** Mapa esquemático do setor de conversão de gás em energia na África do Sul



Fonte: Pesquisa e análise da Rystad Energy

### 3. Infraestrutura do gás na Nigéria

A Nigéria é uma potência económica da África Subsaariana, sendo também a sua indústria de hidrocarbonetos das mais desenvolvidas. A Nigéria tem a terceira maior reserva comprovada de gás natural, depois da Tanzânia e Moçambique, excedendo largamente os outros países em capacidade instalada de conversão de gás em energia (12 GW ou 73% do mix energético total). Contudo, maioritariamente, só consegue expedir cerca de 4 GW de eletricidade, o que é muito insuficiente para um país com mais de 200 milhões de habitantes. A taxa de acesso atual é de 60%, e de apenas 34% em áreas rurais. Isto poderia ser surpreendente, considerando que o país possui avultadas reservas de hidrocarbonetos. Na verdade, a Nigéria tem uma das

maiores taxas de queima de gás do mundo. Restrições de transmissão, falta de manutenção adequada da infraestrutura e grandes deficiências de planeamento são algumas das razões pelas quais o setor energético nigeriano tem produzido eletricidade abaixo do nível ideal.

O governo pretende agitar o setor industrial do país com a construção do gasoduto Ajaokuta-Kaduna-Kano (AKK), que servirá de ligação às regiões leste, oeste e norte da Nigéria, com o objetivo de criar uma rede estável de abastecimento de gás entre as diferentes partes do país. O projeto foi inaugurado em agosto de 2020 e deverá demorar 24 meses a ser concluído. O novo gasoduto tornará acessíveis ao mercado doméstico

aproximadamente 2,2 mil milhões de pés cúbicos de gás, adicionando ainda 3.600 MW à rede elétrica nacional, podendo revitalizar também a indústria têxtil do país, que gera mais de 3 milhões de empregos. A utilização doméstica de gás natural poderá estimular o desenvolvimento socioeconómico das regiões rurais da Nigéria, fornecendo combustível limpo para cozinhar e energia para usos produtivos. Estão atualmente em desenvolvimento 3 centrais de energia independentes ao longo do oleoduto AKK em Abuja, Kaduna e Kano. O projeto do gasoduto AKK faz parte de um gasoduto transnigeriano, pensado para transportar entre 385 e 840 milhões de pés cúbicos de gás natural por dia.



## Capítulo Oito

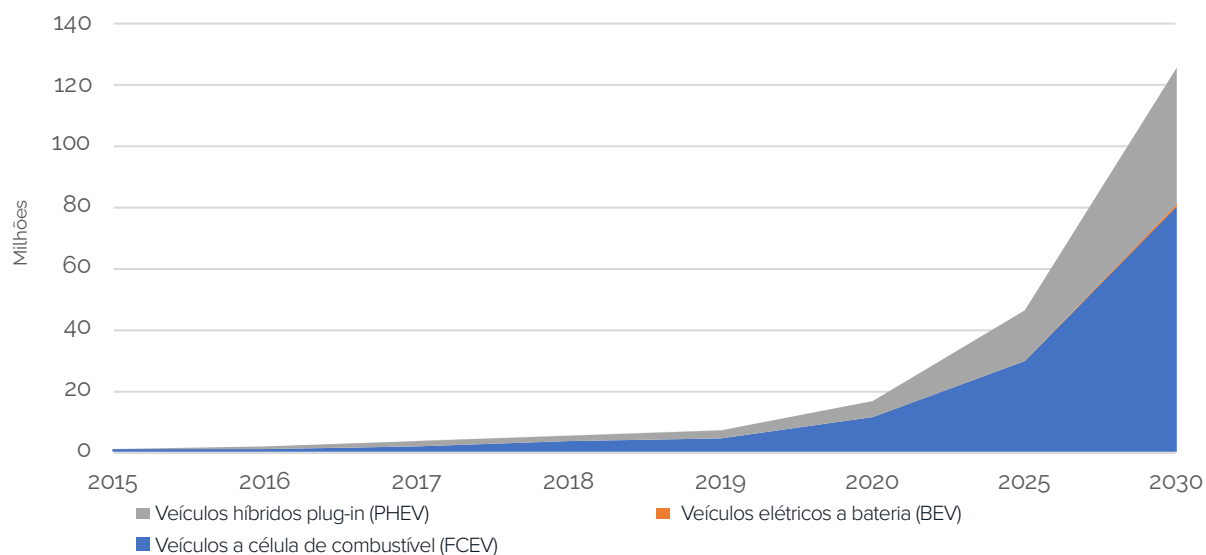
# Transição energética e as cadeias de valor dos minerais africanos

### 8.1. A procura crescente

As vendas de veículos elétricos atingiram um ponto de inflexão no ano passado, de acordo com uma pesquisa da McKinsey, depois de a Europa ter substituído a China enquanto mercado com o crescimento mais rápido no segmento de veículos. A AIE prevê que o stock mundial de veículos elétricos atinja valores de cerca de 125 milhões de carros até 2030, um aumento significativo em relação aos níveis de 2020 (Imagem 8.1.1). Os principais fatores que motivam esta adesão são a descida do preço das baterias de íões de lítio, tendo registado uma queda de 89% desde 2010, e o anúncio de metas de eliminação da combustão interna por parte de um número crescente de países, cidades e regiões. Atualmente, 15 países (e 31 cidades e regiões) anunciaram ter como meta a desativação dos motores de combustão interna.

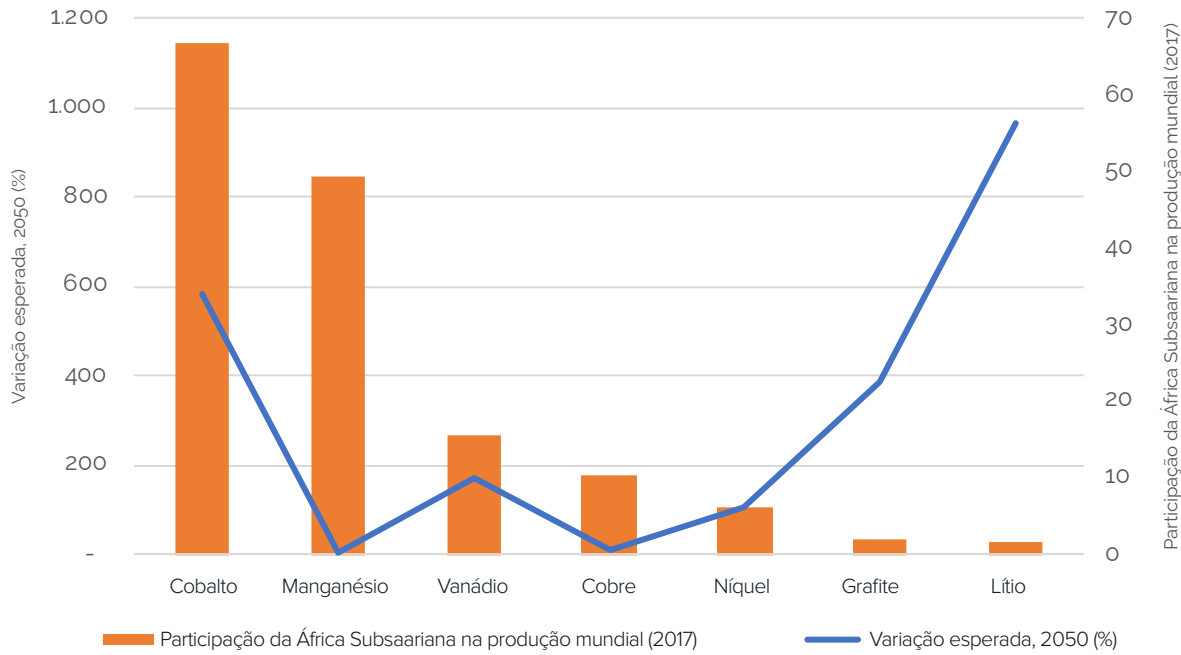
**Imagem 8.1.1 Stock mundial de veículos elétricos até 2030, de acordo com o cenário de políticas da IEA**

Fonte: AIE 2021



À medida que a procura por baterias para veículos elétricos aumenta, a procura anual de metais para baterias de íões de lítio excederá os 13 Mt até 2030. A procura de cobre e alumínio, usados nas baterias de íões de lítio, será de 3,9 Mt e 3,1 Mt, respetivamente. A procura de cobalto para baterias será de cerca de 0,2 Mt. A procura de lítio será superior a 1,7 Mt de carbonato de lítio em 2030, e a de níquel será de cerca de 1,4Mt, de acordo com dados da BloombergNEF e do Banco Mundial (Imagem 8.1.2). O aumento na procura de metais de bateria atrapalhará as cadeias de abastecimento mundiais, abrindo novas oportunidades de mercado para países em todo o mundo, particularmente em África. É preciso investir mais de 100 mil milhões de dólares em mineração greenfield e brownfield, bem como em novas refinarias, de modo a garantir oferta suficiente para satisfazer a procura exponencial de metais de bateria.

**Imagem 8.1.2 Mudança esperada e quota da África Subsaariana nos materiais de energia mineral**



Fonte: Banco Mundial, 2021

## 8.2 Quota africana da oferta global

Mais de metade dos países de África detêm pelo menos um dos principais metais necessários para as baterias de íons de lítio. Esta lista inclui a África do Sul, o Gana, a RD do Congo e Marrocos (Tabela 8.1). Apesar da quantidade de minerais de metais de bateria existente em África, a maioria destes é exportada para outros países para serem refinados. A RD do Congo, por exemplo, extrai cerca de 70% do cobalto mundial,

que é depois processado na China até se tornar em produtos acabados, como o sulfato de cobalto usado em baterias. A África do Sul extrai cerca de 40% do manganês mundial, sendo quase todo refinado em produtos acabados, como o sulfato de manganês, usado na indústria das baterias. Dando especial atenção ao upstream, África retém apenas 10% da cadeia de valor total, permitindo que outros países como a

China e os Estados Unidos sejam os principais beneficiados. A Câmara Africana de Energia defende um aumento de pelo menos 50% até 2030 e de 75% até 2040. África não tem atualmente capacidade de produção de lítio, mas foram descobertos recursos em quantidade significativa no Gana e na RD do Congo, o que pode levar a que o continente extraia este mineral pela primeira vez ainda esta década.



Tabela 8.1: Seleção de alguns minerais

### Cobalto



Em 2020, África produziu cerca de 92 mil toneladas de cobalto de uma produção global de 127 mil toneladas. Para além da RD do Congo, países como Marrocos, Zâmbia, África do Sul e Madagáscar também contribuíram para a produção. Cerca de 10% da produção mundial vem de fontes artesanais localizadas na RD do Congo.

### Grafite



África tem 2 principais produtores de grafite: Madagáscar e Moçambique. Em 2019, Moçambique produziu 14 mil toneladas da oferta mundial de grafite. No entanto, em 2020, a única mina do país encerrou operações após o primeiro trimestre devido à COVID-19 e aos baixos preços das matérias primas, o que levou a uma diminuição da quota de mercado de África na produção para 3% em 2020.

### Manganésio



A África do Sul é o maior produtor mundial de manganésio, representando cerca de 40% da produção mundial. O Gabão é o segundo maior produtor, seguido da Austrália. Além desses países africanos, a Costa do Marfim e o Gana também produzem uma quantidade significativa de manganésio, que exportam para o mercado chinês.

### 8.3 Aprofundamento das ligações de África à cadeia de valor de minerais fundamentais

Políticas que motivem a adoção, melhorem a infraestrutura e estimulem os investimentos serão o principal motor para que o crescimento de África avance ainda mais a jusante na cadeia de valor. Atualmente, a Europa possui uma estrutura regulatória que incentiva a adoção de veículos altamente elétricos e a produção de células. O mercado europeu é, de momento, o que mais cresce em termos de quota de mercado dos veículos elétricos. Espera-se que esteja na liderança global da eletrificação de veículos até ao final da década, ultrapassando a China.

**Os países africanos podem emular as políticas relacionadas com os veículos elétricos adotadas por países como a Indonésia, no Sudeste Asiático, onde tem sido dada muita importância à alavancagem das matérias-primas, de forma**

**a encorajar investimentos downstream do setor privado.** Para isso, os governos devem ter uma política clara que estimule a procura downstream, uma vez que os fabricantes de automóveis e os produtores de células tendem a aproximar-se naturalmente do seu mercado de procura. Outra iniciativa política será a de formar parques industriais ou zonas exclusivas mais próximas das fontes de matérias-primas, com uma infraestrutura de transporte fiável para portos e centros de inovação, de modo a criar um ecossistema em que os fabricantes de automóveis e baterias prosperem. Além disso, à medida que países como o Gana formulam políticas de produção automóvel de forma a atrair investimentos para o continente, será imperativo que estas políticas permitam que os fabricantes de automóveis invistam em tecnologias de próxima geração, como veículos elétricos.

Os países africanos podem emular as políticas relacionadas com os veículos elétricos adotadas por países como a Indonésia, no Sudeste Asiático, onde tem sido dada muita importância à alavancagem das matérias-primas, de forma a encorajar investimentos downstream do setor privado.

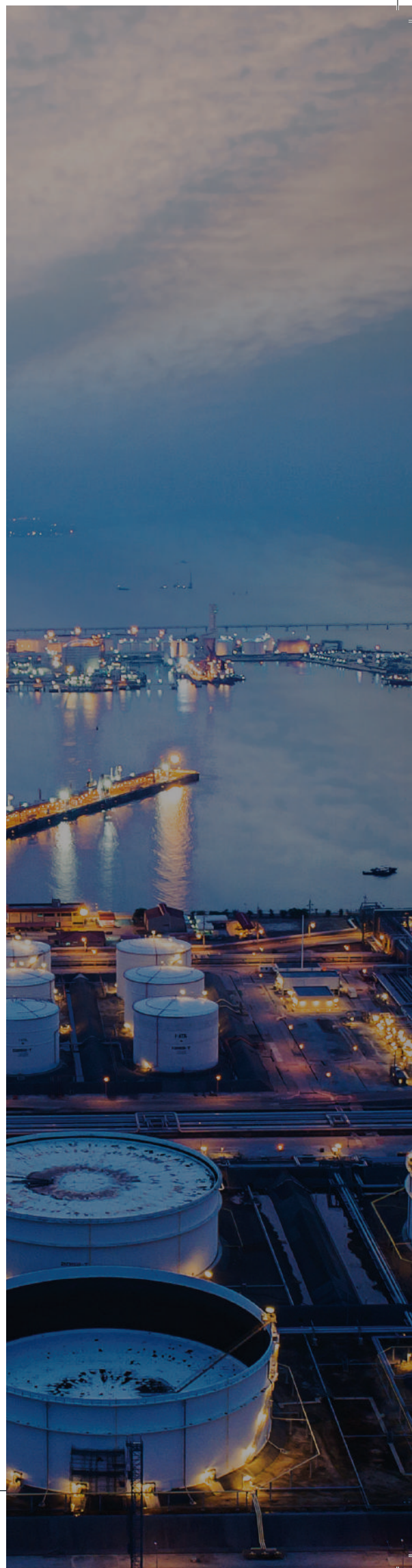
**A existência de eletricidade fiável e barata é fundamental para o sucesso da implantação de veículos elétricos no continente.** Na produção de células, o custo da eletricidade é um dos maiores

custos operacionais. O desenvolvimento de um sistema fiável de produção de eletricidade a custos competitivos aumentará as hipóteses de África conseguir atrair uma porção maior da cadeia de valor.

A existência de eletricidade fiável e barata é fundamental para o sucesso da implantação de veículos elétricos no continente.

**O setor atraiu mais de 400 mil milhões de dólares em investimentos na última década, sendo um quarto desse valor referente ao período desde o início de 2020, segundo a McKinsey.** A próxima década testemunhará mais capital investido no setor. Uma estratégia crucial para atrair esses investimentos para África assenta numa procura crescente asso-

ciada a um quadro político acertado, que proteja e aumente o capital investido. África pode aproveitar esta oportunidade para garantir um papel fundamental numa transição energética justa, em que se criem novas oportunidades, à medida que o mundo avança para tecnologias de baixas emissões, como o gás, a energia solar e eólica e as baterias.







**African  
Energy  
Chamber**

[www.energychamber.org](http://www.energychamber.org)



**African  
Energy  
Chamber**

25

**personalidades  
a seguir**



**1.**

**S.E. MACKY SALL**

Presidente  
República do Senegal

Como futuro presidente da União Africana, este presidente, que foi diretor da National Oil Company e Ministro do Petróleo, será visto como uma voz racional e conciliadora para a batalha contra os combustíveis fósseis entre África e o mundo desenvolvido. Internamente, todos os players da indústria estarão atentos aos apoios dados à primeira extração nos projetos Woodside e Sangomar da SNE com a BP, especialmente dada a sua proximidade a mercados ocidentais desenvolvidos. A forma como o presidente vier a enfrentar esta situação será acompanhada de perto por todo o continente, visto que o sucesso destes projetos abriria Como o Presidente navega que será olhado por toda a África. O sucesso nesses projetos resultaria na abertura da Bacia MSGBC.



**2.**

**S.E. GWEDE MANTASHE**

Ministro dos Recursos Minerais e da Energia  
TotalEnergies  
África do Sul



S.E., o ministro Mantashe tem estado concentrado na criação do quadro jurídico certo para os recursos de gás offshore da África do Sul, que serão explorados de modo a fornecer a energia tão necessária no país, desde que a Total descobriu quantidades significativas de gás em fevereiro de 2019. Em 2022, esperamos que o ministro Mantashe conclua a tão esperada nova lei do petróleo e gás, que trará clareza aos investidores, aprovando-a no parlamento e obtendo a sua ratificação. Esperamos também que termine a reestruturação em curso das empresas estatais de petróleo e gás, a fim de torná-las entidades mais eficientes e viáveis. O ministro Mantashe provavelmente robustecerá a sua defesa do posicionamento da África do Sul como um grande player do gás em 2022. É uma voz da razão no tema das questões da descarbonização relacionadas com as alterações climáticas.

É ainda o responsável pelo desenvolvimento da capacidade instalada na África do Sul, de forma a aumentar a criação de valor dos minerais de bateria, que só ganharão importância à medida que a procura mundial de baterias vier a aumentar.

**5.**

**TONY ELUMELU**

Presidente  
Heirs Holdings



A Heirs Holding de Elumelu deve solidificar a sua posição como uma estrela em ascensão entre os players do setor energético africano, ao colocar em ação planos para aumentar a produção do seu ativo OML 17, de 27 mil barris por dia, recentemente adquirido a IOC em desinvestimento. O mercado estará atento à Heirs Holding para perceber se terá sucesso na operação deste ativo. Em caso de sucesso, é muito provável que este não seja o último acordo da Heirs Holdings com as majors existentes.

O controlo de Elumelu sobre os 2 mil MW de capacidade instalada de energia na Nigéria, obtido através de aquisições recentes, também o torna uma força a ter em conta na reconstrução do setor, não apenas na Nigéria, mas também em toda a região onde a procura de energia continua a crescer e parece insaciável.

**3.**

**HU XIAOLIAN**

Presidente  
Export-Import Bank  
of China



Os empréstimos chineses a África, incluindo os relativos a projetos de energia relacionados com o continente, continuam a diminuir desde o pico atingido em 2013. No entanto, o China Exim Bank continua a ser o maior credor ou subscritor de dívida para África, estando alinhado com as iniciativas a longo prazo do governo chinês. Os empréstimos do China Exim Bank a projetos africanos continuam a ter taxas de juro competitivas, sendo, portanto, atraentes. Contudo, estão cada vez mais disponíveis apenas para projetos comercialmente viáveis que envolvam a China. O China Exim Bank é também um importante fornecedor de linhas de crédito para credores africanos centrados nas infraestruturas, como o Afreximbank e a African Finance Corporation. Com cerca de 800 mil milhões de dólares em ativos, espera-se que Hu Xiaolian venha a exercer uma influência significativa no setor energético de África em 2022, ao tomar decisões acerca do financiamento e refinanciamento de negócios multimilionários em África, desde projetos minerais estratégicos na RD do Congo e na Zâmbia a empréstimos garantidos pelo petróleo em Angola, e a projetos hidroelétricos na Nigéria.

**6.**

**ANDRÉ DE RUYTER**

CEO  
Eskom



De Ruyter dirige a maior empresa energética da África do Sul e de África, a Eskom, que tem um plano para acabar com a produção de energia a carvão até 2050, num país cuja energia é predominantemente gerada a partir deste produto. A Eskom é um dos 10 maiores emissores mundiais de carbono, com 90% da energia que produz proveniente do carvão. De Ruyter levou a empresa a embarcar numa grande conversão aos renováveis, num momento em que a Eskom é incapaz de corresponder à procura existente, mesmo através de combustíveis convencionais como o carvão e o gás. A Eskom está atualmente no mercado a tentar garantir 10 mil milhões de dólares como parte do investimento multimilionário necessário para financiar essa transição.

Dada a importância estratégica da Eskom para a África do Sul e para todo o Pool Energético do Sul de África, o setor energético estará atento à administração da Eskom por De Ruyter, para avaliar a viabilidade dos planos de transição energética em África.

**4.**

**PATRICK POUYANNÉ**

CEO  
TotalEnergies



O provável regresso da TotalEnergies ao seu projeto multimilionário de GNL no mar de Moçambique, no primeiro trimestre de 2022, coloca Pouyanné no comando do mais importante projeto de energia do continente em 2020. Espera-se que, uma vez concluído, o projeto de GNL da Total em Moçambique atraia 20 mil milhões de dólares em investimentos e conduza a vários anos de crescimento de dois dígitos para Moçambique. A Total continua a deter a maior quota individual de recursos de petróleo e gás em África. Na sequência do sucesso recente com a conclusão do projeto Egina na Nigéria, a grande petrolífera está a fazer uma demonstração de força ao preparar novos empreendimentos para 2022 na Nigéria, Angola e Uganda. O desenvolvimento e gestão desses ativos em 2022, bem como de outros projetos como o Bloco OML99 (Nigéria), que se prevê que venha a produzir cerca de 60 mil bpd, movimentando 1,2 mil milhões de dólares de modo a desenvolver a Zinia 2 no bloco 17 de Angola, fará novamente de Patrick Pouyanné o mais ativo CEO de uma major do petróleo em África em 2022.

**7.**

**H.E. MOHAMMED BARKINDO**

Secretário-Geral  
OPEP



S.E. Mohammed Barkindo pode ter trocado África por um palco mundial ao juntar-se à OPEP em 2016 mas continua a ser um porta-estandarte da indústria em África. A OPEP de Barkindo viu países africanos como a Guiné Equatorial e a República do Congo aderirem a este clube exclusivo, dando-lhes acesso à influência da organização e ao know-how técnico, fundamentais para a administração dos seus setores petrolíferos. A OPEP está prestes a aumentar as suas atividades no continente em 2022, com uma série de roadshows, workshops técnicos e reuniões, que incluirão também produtores de petróleo não pertencentes à organização. Isto faria de Mohammed Barkindo, em 2022, a pessoa indicada para aconselhar a maioria dos ministros e presidentes do continente acerca de políticas públicas para o setor.

8.

**H.E. BRUNO  
JEAN-RICHARD  
ITOUA**  
Ministro dos  
Hidrocarbonetos  
República do Congo



O Congo assumirá a presidência rotativa da OPEP em 2022, conferindo ao ministro Itoua um papel fundamental na coordenação das atividades dos principais produtores mundiais de petróleo. Sendo um político astuto, com uma vasta experiência no setor e internacionalmente, o ministro Itoua deverá procurar consensos que mantenham coordenados os aumentos de produção e as restrições, de forma a manter estáveis os mercados e, em última instância, os preços.

É provável que tente fortalecer a cooperação entre os produtores africanos dentro e fora da OPEP num esforço para manter os preços acima dos USD 60 por barril. Internamente, é provável que Itoua continue um caminho de reformas para aumentar o investimento no setor do petróleo e gás do Congo, em resultado das propostas de desinvestimento das IOC.

9.

**CLAUDIO  
DESCALZI**  
CEO  
ENI



A recente descoberta feita pela ENI na costa da Costa do Marfim, estimada em 2 mil milhões de barris de petróleo e 2,4 Tcf de gás, mostra que esta continua a ser uma das IOC mais ativas do continente, apesar da redução geral da atividade de prospeção. A atividade de M&A e os desenvolvimentos de campo adicionais em Angola e na Nigéria provavelmente aumentarão o portefólio da empresa, ao invés de reduzi-lo, como acontecerá com outras empresas do ramo.

A ENI anunciou ainda que está no caminho certo e que iniciará a produção e exportação de gás do seu projeto LNG Rovuma, de 7 mil milhões de dólares, na costa de Moçambique. Este será o primeiro passo para que Moçambique se torne um grande exportador de GNL e dará a confiança necessária para que o projeto muito maior da Total seja retomado.

10.

**S.E. GABRIEL  
OBIANG LIMA**  
Ministro das Minas e  
Hidrocarbonetos  
Guiné Equatorial



S.E., o ministro Gabriel Obiang Lima chefiará o setor de um dos membros da OPEP em África. Com o crédito de liderar a indústria de África em muitas frentes, será avaliada em 2022 a sua capacidade de implementar políticas que farão com que a Guiné Equatorial atraia novos participantes às suas águas prolíficas para projetos de prospeção e desenvolvimento. Forte defensor da monetização do gás em África, espera-se que o ministro Lima amplie a rede da sua iniciativa LNG2Africa de forma a trazer mais países e organizações a bordo e criar um mercado natural para o gás da Guiné Equatorial. Muitos olhares estão voltados para o ministro também para ver como administrará a saída de IOC do seu país. As suas ações servirão provavelmente como um esboço para muitos outros reguladores africanos que procuram gerir a saída destas empresas.

11.

**FLEETWOOD  
GROBLER**  
CEO  
SASOL



O governo da África do Sul recorreu ao gigante da petroquímica com sede em Joanesburgo para liderar os seus esforços de desenvolvimento de uma economia de hidrogénio na África do Sul. Respalhada em numerosos memorandos de entendimento com empresas apoiadas pelo estado e governos locais, que manifestam a sua disponibilidade enquanto compradores de hidrogénio, especialmente como combustível limpo para a produção de energia, a Sasol deverá investir milhões de dólares em estudos de viabilidade ao longo de 2022 para desenvolver um plano de negócio funcional para o hidrogénio em África. Em caso de sucesso, isto marcará a era da energia movida a hidrogénio no continente nas próximas décadas.

12.

**S.E. CHIEF TIMPRE  
SYLVA**  
Ministro do Estado  
para os recursos  
petrolíferos  
Nigéria



S.E., o ministro Sylva está de parabéns por ter conseguido a aprovação da tão esperada Lei da Indústria do Petróleo na Nigéria, que melhora amplamente o ambiente operacional da indústria e que se espera que venha a disponibilizar milhares de milhões de dólares para projetos na indústria. O desafio do ministro Sylva continua a ser o de guiar a implementação do investimento público em 2022, a fim de acelerar os projetos que já estão prontos a começar. O ministro Sylva também deverá usar a sua influência em 2022 para impulsionar a criação de um banco de energia africano que seja capaz de fornecer o financiamento necessário para projetos de energia.

13.

**SEBASTIÃO  
GASPAR MARTINS**  
CEO  
Sonangol



Desde a sua nomeação em 2019 para liderar o segundo maior produtor de crude em África (a NOC angolana), Gaspar Martins tem estado encarregue da reestruturação da Sonangol, que consistiu principalmente na redução da exposição da empresa a funções não essenciais de E&P, a fim de se focar precisamente na prospeção e produção. Em 2022, Gaspar Martins conduzirá a Sonangol ao mercado para refinanciar quantias significativas de dívidas e angariar fundos para novos projetos de E&P, já que a empresa procura evitar que a queda da produção atinja valores abaixo dos atuais 1,1 mbpd.

**14.**

**S.E. DR.**

**MATTHEW OPOKU**

Ministro da Energia  
Gana



S.E., o Dr. Opoku supervisiona uma indústria que, apesar das suas lacunas, é tida como uma das mais avançadas do continente, com uma estrutura clara que permite que investidores e empresas de serviços operem perfeitamente, sem prejudicar os benefícios acumulados pelos ganeses. Em comparação com os seus pares, maioritariamente produtores com um longo historial na indústria, o Gana tem sido capaz de promover regulamentações de conteúdo local fortes e de bom senso. Espera-se que o Dr. Opoku siga o mesmo caminho em 2022, promovendo iniciativas como a de conversão de gás em energia e defendendo uma participação mais forte das mulheres na indústria. Prevê-se ainda que seja uma voz forte na erradicação da pobreza energética em África até 2030, uma vez que promove a eletrificação do Gana através de múltiplas iniciativas do seu ministério.

**15.**

**ROLAKE**

**AKINKUGBE**

**FILANI**

CCO  
Mixta Africa



Uma astuta banqueira da energia e atual CCO da Mixta Africa, um dos principais promotores da infraestrutura de África, Akinkugbe Filani é uma autoridade e uma conselheira muito procurada em assuntos relacionados com a transição energética em África. É uma consultora de confiança para instituições financeiras de desenvolvimento, desempenhando um papel importante no financiamento de projetos de energia verde em África, o que faz de si uma influenciadora da indústria energética em África em 2022. Akinkugbe Filani integra o conselho de vários fundos, incluindo o do fundo Persistent, vocacionado para África e para os assuntos do clima e das energias renováveis, que administra um fundo energético de 120 milhões de dólares.

**16.**

**MUSTAFA**

**SANALLA**

Presidente  
Libya National Oil  
Corporation



O importantíssimo setor de petróleo líbio tem lutado para manter os níveis anteriores de produção e atrair o investimento que uma economia de 1,3 Mbpd normalmente geraria. Os níveis atuais encontram-se abaixo dos 800 mil bpd. No entanto, os planos de Mustafa Sanalla, presidente da Libya's National Oil Corporation, para aumentar a produção a curto prazo para valores superiores a 1 Mbpd em 2022, fazem de si uma das figuras mais importantes do setor em 2022.

Visto como um pulso firme mesmo em tempos de turbulência, é improvável que Sanalla abandone o seu cargo, independentemente de quem ganhe as eleições presidenciais e parlamentares marcadas para dezembro de 2022.

**17.**

**PROSCOVIA**

**NABBANJA**

CEO

Uganda National  
Oil Company



Como CEO da Uganda's National Oil Company, Nabbanja supervisiona a UNOC, que tem o poder de influenciar todas as etapas do desenvolvimento do nascente setor de petróleo e gás do Uganda, do upstream ao midstream e downstream. Dos projetos Tilenga e Kingfisher South, que juntos deverão ter uma produção máxima de 210 mil bpd, à construção do oleoduto EACOP e ao planeamento de uma refinaria de 60 mil bpd, a UNOC está talhada para ocupar um lugar central nos grandes investimentos da África Oriental. Nabbanja verá ser testada a sua capacidade de representar o Estado na joint venture com as IOC, onde procurará garantir que os desenvolvimentos são acelerados, ao mesmo tempo que protege os interesses do estado ugandês. Espera-se que os investimentos necessários para desenvolver os projetos do Uganda ultrapassem os 10 mil milhões de dólares na próxima década.

**18.**

**VIVIENNE YEDA**

Presidente/Diretora

Geral

Kenya Power/  
Banco de  
Desenvolvimento da  
África Oriental



Como diretora da equipa de gestão do Banco de Desenvolvimento da África Oriental e presidente da distribuidora de energia do Quênia, Yeda encontra-se no centro da reestruturação do setor energético queniano. Foi nomeada para a presidência do Kenya Power em novembro de 2020, tendo como missão dirigir a reestruturação da conturbada empresa estatal. A sua vasta experiência na instituição financeira de desenvolvimento regional também lhe confere um lugar privilegiado na mesa onde se tomam decisões acerca do financiamento de negócios energéticos na região.

**19.**

**MAJ GEN INNOCENT**

**KABANDANA**

Comandante das  
tropas ruandesas em  
Moçambique  
Ruanda



Conseguirá o comandante da joint task force das tropas ruandesas na província de Cabo Delgado, no extremo norte de Moçambique, estabilizar rapidamente a área e preparar o caminho para a Total no projeto Mozambique LNG? Essa é a questão na mente de todos os moçambicanos e africanos. Os projetos de gás ao largo da costa de Cabo Delgado são de extrema importância, não só para Moçambique mas para toda a região. É muito provável que Gen Kabandana e suas tropas, bem como as outras forças da região da SADC no país, garantam em 2022 a segurança necessária para que a TotalEnergies e outras empresas trabalhem em projetos de gás.



20.

**MAIXENT RAOUL OMINGA**  
CEO  
SNPC



Ominga é o chefe da Republic of Congo's National Oil Company e, portanto, terá um papel crucial na realocação dos ativos do país, que se espera virem a ser libertados pelas empresas petrolíferas, à medida que estas reequilibram os seus portefólios. É provável que alguns desses ativos sejam transferidos para a SNPC, aumentando assim o estatuto da SNPC enquanto operadora. Isso conferirá também a Ominga uma vantagem significativa na transformação da indústria no Congo, podendo recorrer à sua maior influência para aumentar o conteúdo congolês e a participação do governo na produção.

21.

**TOUFIK HAKKAR**  
CEO  
Sonatrach



Como presidente da empresa nacional petrolífera da Argélia, que é também uma das maiores produtoras de gás do mundo, Hakkar, um veterano da Sonatrach antes da sua nomeação em fevereiro de 2020, desempenhará um papel importante na aprovação de novos projetos de gás no país em 2022, especialmente à luz do recente aumento da procura de gás a nível mundial e do consequente aumento dos preços. Dada a posição da Sonatrach no mercado, Hakkar será responsável pelo licenciamento de contratos de serviços na indústria em 2022 num valor superior a 10 mil milhões de dólares, conferindo-lhe um papel fulcral na indústria africana em 2022.

22.

**DR. KK SARPONG**  
CEO  
GNPC



Um acordo entre a GNPC e a Kosmos Energy para a aquisição da participação da Occidental Energy nos campos Jubileu e TEN no Gana fortaleceu a posição da GNPC no setor e mostrou que a empresa petrolífera nacional está disposta a colocar tudo em jogo para se tornar capaz de assumir projetos próprios num futuro próximo. Revela também que a GNPC, sob o comando do Dr. Sarpong, é um negociadora nata, capaz de tomar as decisões difíceis necessárias para a construção de uma base de ativos produtivos. Mantendo-se os preços do petróleo em valores relativamente elevados, é provável que vejamos a GNPC embarcar em vários projetos em 2022, que também ajudarão a aumentar o conteúdo ganês no setor.

23.

**OLAKUNLE OLALEKAN WILLIAMS**  
CEO, QSL Gas & Power Limited



A Nigéria e a África como um todo estão a apostar fortemente no gás para atingirem um outro patamar e obter segurança energética. A QSL Gas and Power Limited e o seu CEO, Kunle Williams, posicionaram-se como facilitadores desse crescimento, afirmando-se num espaço de tempo relativamente curto como fornecedores registados e fiáveis de gás para complexos industriais e centrais energéticas. Williams fez a empresa desenvolver uma capacidade combinada de oferta e comercialização de mais de 120 mcf de gás por dia (um valor que está ainda a aumentar). A empresa planeia não ficar por aqui, desenvolvendo a infraestrutura necessária para conectar os utilizadores de energia fora da rede de gás aos seus fornecedores. Isto não só lhes concederá uma posição forte no mercado em 2022, como também lhes permitirá angariar fundos (pelo menos, parte deles) para uma expansão para todo o continente.

24.

**SCOT EVANS**  
CEO  
ReconAFRICA



Como prospector focado em África, numa bacia com muito potencial ainda por confirmar, têm-se levantado questões acerca da capacidade de Evans e da sua equipa para corresponder às expectativas. Até agora, as avaliações preliminares do trabalho de prospeção inicial foram positivas. No entanto, será capaz de manter o sangue frio durante os ataques radicais dos ativistas, de forma a continuar os seus esforços para cumprir a promessa de petróleo à Namíbia? É provável que o seu sucesso signifique também a abertura da Namíbia e de outras áreas ainda não exploradas na vizinha Angola. A empresa independente sediada no Canadá emergiu como um importante player de prospeção, particularmente em mercados fronteiriços, como a Namíbia e o Botswana. Apenas neste ano, a perfuração exploratória da empresa na bacia do Kavango revelou um sistema de petróleo em funcionamento, posicionando o país como um mercado atraente de hidrocarbonetos e a Recon como um player importante. 2022 será um ano de reconstrução para a ReconAfrica, bem como para a indústria da região.

25.

**ANN NORMAN**  
Presidente  
Saqara Energy



Como CEO da Saqara Energy, o objetivo principal de Norman é ajudar as empresas de petróleo e gás a eliminar e monetizar as suas queimas de gás através do advento e introdução do midstream on demand nos mercados africanos. A falta de opções de midstream para o escoamento de produtos fê-la fundar a Midstream Africa.

Além disso, Norman tem uma experiência considerável na condução de investimentos para as economias da África Subsaariana em vários setores que incluem não apenas o petróleo e o gás (midstream e upstream), mas também a agricultura, a infraestrutura, os bancos, a hotelaria, a indústria da aviação e as energias renováveis. Com o aumento da infraestrutura de conversão de gás em energia na Nigéria e no continente, Norman deverá vir a desempenhar um papel fundamental em 2022, ajudando muitos pequenos e médios produtores na Nigéria e não só a monetizar o seu gás.



**African  
Energy  
Chamber**

**O estado da  
Energia Africana**  
2022





# African Energy Chamber

**For more information on the  
African Energy Chamber,  
contact us today!**

Suite 43 Katherine & West  
114 West Street  
Sandton, Johannesburg, South Africa  
+27 11 245 5900  
[partners@energychamber.org](mailto:partners@energychamber.org)

**Ask us about membership!**  
[members@energychamber.org](mailto:members@energychamber.org)

[www.energychamber.org](http://www.energychamber.org)

