



Die Zukunft der Gasspeicherung in Deutschland

Märkte stärken, Versorgung sichern, staatliche Vorsorge gezielt ergänzen

Vorschläge von Shell

Die Gasversorgungssicherheit in Deutschland hat sich seit 2022 grundlegend verändert. Die Märkte erwiesen sich als anpassungsfähig und ermöglichten neue Lieferquellen sowie die Speicherfüllung über Preissignale. Zugleich zeigen aktuelle Entwicklungen, dass es ergänzende Absicherungsmechanismen für seltene, aber potenziell gravierende Störfälle braucht. Die Herausforderung besteht in der richtigen Balance: Speicher rechtzeitig und ausreichend zu füllen, ohne funktionierende Marktmechanismen und Preissignale zu verzerren. Vor diesem Hintergrund sollte die Ausgestaltung der Gasspeicherregulierung weiterhin auf marktbasierteren Lösungen aufbauen und – wo erforderlich – durch klar definierte, schlanke Resilienzinstrumente ergänzt werden.

1. Marktumfeld und Zielsetzung

Die Rahmenbedingungen für die Gasversorgung in Deutschland haben sich in den vergangenen Jahren strukturell verändert. Der Wegfall russischer Pipelineimporte, die stärkere Integration von LNG in die Versorgung sowie volatile globale Märkte haben die Rolle von Gasspeichern in Deutschland neu definiert. Speicher bleiben ein zentrales Element der Versorgungssicherheit, stehen jedoch zunehmend im Spannungsfeld zwischen marktbasierter Optimierung und regulatorischen Eingriffen.

Parallel dazu haben staatliche Maßnahmen in der akuten Krise kurzfristig zur Stabilisierung beigetragen, gleichzeitig aber auch die Funktionsweise des Marktes verändert. Insbesondere verpflichtende Füllstandsvorgaben und staatlich induzierte Einspeicherungen haben zu einer **Verschiebung von Marktanzügen** geführt, wodurch die klassische Logik von Sommer-Winter-Spreads und kommerzieller Speicherbewirtschaftung an Bedeutung verloren hat.

Vor diesem Hintergrund besteht das Ziel einer zukünftigen Regulierung darin, die Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten und gleichzeitig die **Leistungsfähigkeit und Effizienz integrierter Gasmärkte** zu erhalten. Entscheidend ist dabei ein Rahmen, der Marktmechanismen stärkt, Investitionssignale absichert und staatliche Eingriffe auf außergewöhnliche Situationen begrenzt.

2. Die zentrale Herausforderung

Die zukünftige Ausgestaltung der Gasspeicherregulierung steht vor einem Zielkonflikt: Einerseits müssen Speicher rechtzeitig und in ausreichendem Umfang befüllt werden, um die Versorgungssicherheit auch in angespannten Marktsituationen zu gewährleisten. Andererseits sind **funktionierende Preis- und Marktsignale** entscheidend, um Investitionen anzureizen, Gasflüsse effizient zu steuern und die Befüllung kosteneffizient zu organisieren. Staatlich vorgegebene Befüllungsziele oder

punktueller Eingriffe können diesen Zielkonflikt kurzfristig auflösen, **verändern jedoch auch Marktmechanismen und Anreizstrukturen**. Gleichzeitig zeigen die Erfahrungen der vergangenen Jahre, dass rein marktgetriebene Lösungen in Phasen hoher Unsicherheit oder geringer Preisspreizung nicht immer ausreichend sind, um eine rechtzeitige Befüllung sicherzustellen.

Die Herausforderung besteht darin, einen Ordnungsrahmen zu schaffen, der beide Ziele miteinander verbindet: eine verlässliche Vorsorge für den Winter zu gewährleisten, ohne die Funktionsfähigkeit des Marktes dauerhaft zu beeinträchtigen. Es bedarf daher einer Ausgestaltung, die staatliche Eingriffe klar begrenzt und planbar hält – und so die **Balance zwischen Resilienz und Effizienz** wahrt.

3. Leitprinzipien für die Gasspeicherung

Aus diesem Zielkonflikt ergeben sich Leitprinzipien für die zukünftige Ausgestaltung der Gasspeicherung:

3.1 Marktorientierte Befüllung: Die Befüllung von Gasspeichern sollte grundsätzlich weiterhin marktbasierend erfolgen. Preissignale bleiben der **effizienteste Mechanismus**, um Gasflüsse zu lenken, Flexibilität zu mobilisieren und Investitionen in Infrastruktur und Speicher zu ermöglichen. Eine funktionierende Marktlogik ist damit nicht nur ökonomisch effizient, sondern auch ein wesentlicher Bestandteil langfristiger Versorgungssicherheit.

3.2 Begrenzte staatliche Eingriffe: Staatliche Eingriffe sollten klar begrenzt und auf außergewöhnliche Situationen ausgerichtet werden. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre zeigen, dass temporäre Maßnahmen **in akuten Stressphasen sinnvoll** sein können – ihre dauerhafte Verankerung jedoch zu Fehlanreizen und steigenden Systemkosten führen kann. Ein transparenter, regelbasierter Rahmen ist daher entscheidend, um Eingriffe vorhersehbar und verhältnismäßig zu halten.

3.3 Europäische Einbettung: Die Ausgestaltung nationaler Maßnahmen sollte stets im europäischen Kontext erfolgen. Integrierte Märkte, grenzüberschreitende Infrastruktur, koordinierte Befüllungsstrategien und verlässliche Solidaritätsmechanismen tragen wesentlich zur Versorgungssicherheit bei. Gleichzeitig kommt es darauf an, europäische Zusammenarbeit so auszugestalten, dass **Transparenz und Konsistenz gestärkt werden**, ohne zusätzliche Komplexität oder Verzögerungen in Krisensituationen zu erzeugen. Ziel sollte ein Rahmen sein, der europäische Marktintegration fördert und zugleich die **notwendigen nationalen Handlungsspielräume** für eine schnelle Krisenreaktion erhält.

3.4 Investitions- und Planungssicherheit: Der regulatorische Rahmen sollte Investitions- und Planungssicherheit gewährleisten. **Eindeutige, stabile und nachvollziehbare Regeln** sind die Voraussetzung dafür, dass Marktteilnehmer langfristige Entscheidungen treffen und zur Stabilität des Systems beitragen können.

Diese Leitprinzipien bilden den Ausgangspunkt für die Bewertung möglicher Instrumente und insbesondere für die Rolle und Ausgestaltung einer strategischen Gasreserve.

4. Rolle einer strategischen Gasreserve

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Rolle eine strategische Gasreserve künftig im Instrumentenkasten der Versorgungssicherheit einnehmen kann. Dabei ist eine differenzierte Betrachtung erforderlich, die sowohl potenziellen Stärken als auch Grenzen berücksichtigt:

4.1 Funktion als Absicherungsinstrument: Eine strategische Gasreserve kann eine Rolle zur Absicherung gegen seltene, aber potenziell schwerwiegende Störereignisse erfüllen. In solchen Situationen kann sie dazu beitragen, die Versorgung geschützter Kunden sicherzustellen und **kritische Phasen zu überbrücken**. Damit kann sie Risiken mindern, die durch marktbasierende Mechanismen allein nicht vollständig abgedeckt werden können.

4.2 Risiken für Marktmechanismen und Effizienz: Gleichzeitig ist eine strategische Reserve mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Sie kann physische Flexibilität außerhalb des Marktes binden, Preissignale verzerren und **Anreize für marktbasierende Einspeicherung schwächen**. Darüber hinaus entstehen zusätzliche Kosten, deren Verteilung und Finanzierung sorgfältig ausgestaltet werden müssen, um negative Effekte für Marktteilnehmer und Verbraucher zu begrenzen.

4.3 Kein strukturelles Instrument: Vor diesem Hintergrund erscheint eine strategische Gasreserve nicht als geeignetes Instrument zur dauerhaften oder strukturellen Absicherung der Gasversorgung. Ihre Funktion liegt vielmehr in der **punktuellen Absicherung gegen außergewöhnliche Störfälle**. Eine Nutzung über diesen Zweck hinaus würde das Risiko von Marktverzerrungen erhöhen und die Effizienz des Gesamtsystems beeinträchtigen.

4.4 Klare Abgrenzung zum Markt: Zentral ist auch eine eindeutige Trennung zwischen marktlichen Mechanismen und staatlichen Eingriffen. Eine strategische Reserve sollte ausschließlich dann zum Einsatz kommen, **wenn marktbasierende Instrumente nachweislich nicht ausreichen**, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Eine solche Abgrenzung schafft Transparenz, stärkt Vertrauen in das Marktsystem und begrenzt Fehlanreize.

5. Vorschläge für die Ausgestaltung einer strategischen Gasreserve

Sollte die Einführung einer strategischen Gasreserve politisch erwogen werden, kommt ihrer konkreten Ausgestaltung entscheidende Bedeutung zu. Ziel sollte es sein, ihre Funktion als **ergänzendes Kriseninstrument** zu erfüllen, ohne die Funktionsweise des Marktes zu beeinträchtigen. Aus dieser Zielsetzung lassen sich einige wesentliche Gestaltungsprinzipien ableiten:

5.1 Begrenzte Dimensionierung: Die Größe einer strategischen Gasreserve sollte strikt auf das erforderliche Minimum begrenzt bleiben. Maßgeblich ist dabei der Bedarf geschützter Kunden über einen begrenzten Zeitraum, beispielsweise für 1-2 Wochen unter Extrembedingungen. Eine Ausweitung auf Szenarien langfristiger Versorgungsunterbrechungen würde die Rolle der Reserve überdehnen und das **Risiko signifikanter Marktverzerrungen** erhöhen. Eine Größenordnung von 16-24 TWh erscheint daher angemessen.

5.2 Marktneutrale Beschaffung: Beschaffung und Befüllung sollten über offene, transparente und wettbewerbliche Verfahren erfolgen. Die Befüllung sollte so ausgestaltet werden, dass Marktstörungen minimiert werden.

5.3 Regelbasierte Aktivierung: Die Aktivierung einer strategischen Reserve sollte ausschließlich auf Grundlage klar definierter, objektiver Kriterien erfolgen. Voraussetzung ist, dass **marktbasierende Mechanismen nachweislich nicht ausreichen**, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Eine Nutzung zur Preissteuerung oder zur Glättung normaler Marktschwankungen sollte ausgeschlossen sein.

Wir schlagen daher vor, die Aktivierung an die **Ausrufung der „Notfallstufe“** im Sinne der Verordnung (EU) 2017/1938 zu knüpfen und damit in die bestehende Logik des deutschen Notfallplans Gas einzubetten. So wird sichergestellt, dass die strategische Reserve ausschließlich **als letztes Mittel** und auf Grundlage der Prinzipien des europäischen Gasmarktes eingesetzt wird.

5.4 Transparente Zeit- und Prozesslogik: Zeitpunkte für Befüllung, Nutzung und Rückführung der Reserve in den Markt sollten frühzeitig festgelegt und kommuniziert werden. Eine **klare zeitliche Struktur** erhöht die Planbarkeit für Marktteilnehmer und reduziert Unsicherheiten, die sich negativ auf Investitions- und Handelsentscheidungen auswirken können.

5.5 Vorausschauende Exit-Logik: Mit Blick auf die Energiewende sollte sichergestellt werden, dass eine strategische Reserve nicht dauerhaft in einem **strukturell schrumpfenden Gasmarkt** verankert bleibt. Eine frühzeitig definierte Exit-Strategie hilft, Überdimensionierungen zu vermeiden und verhindert marktstörende Effekte bei einem späteren Abbau der Reserve.

5.6 Sachgerechte staatliche Finanzierung: Die Finanzierung einer strategischen Gasreserve – einschließlich Beschaffung, Transport und Betrieb – sollte transparent und nachvollziehbar ausgestaltet sein. Da sie der **Absicherung gesamtwirtschaftlicher Risiken** dient, spricht vieles dafür, die Kosten primär staatlich zu tragen. Eine Belastung von Marktteilnehmern oder Endverbrauchern über Netzentgelte oder Speichertarife sollte vermieden werden. Ziel sollte sein, dass die Finanzierung der Gasreserve keine Verzerrung von Preissignalen oder Wettbewerbsstrukturen verursacht.

6. Fazit

Die zukünftige Ausgestaltung der Gasspeicherung sollte an einem klaren Leitbild ausgerichtet sein: **leistungsfähige Märkte als Fundament der Versorgungssicherheit**, ergänzt durch gezielte, eindeutig definierte Instrumente für außergewöhnliche Stresssituationen. Eine strategische Gasreserve kann dabei eine **ergänzende Rolle zur Absicherung** einnehmen – vorausgesetzt, ihr Einsatz bleibt begrenzt und auf den tatsächlichen Bedarf ausgerichtet.

Entscheidend ist ein Gesamtrahmen, der die rechtzeitige Speicherbefüllung ermöglicht, ohne bewährte Marktmechanismen zu verdrängen, und der zugleich flexibel genug ist, um auf sich verändernde marktliche und geopolitische Rahmenbedingungen zu reagieren.

Zentrale Ausgestaltungsparameter einer strategischen Gasreserve im Vergleich

Die folgenden Ausgestaltungsparameter konkretisieren die genannten Vorschläge auf Basis praktischer Erfahrungen aus dem österreichischen Beschaffungsprozess für strategische Gasspeicher:

	In Österreich umgesetzte Regeln	Vorschlag für Deutschland	Begründung
Products	<p>Österreich hat seine Reserve über transparente, wettbewerbliche öffentliche Ausschreibungen, durchgeführt von ASGM zwischen Mai und August, beschafft, wobei Gas und Speicherkapazitäten gebündelt wurden, wo dies effizient war.</p> <ol style="list-style-type: none"> Gas im Speicher: Kombination aus Übertragung der Gasmengen im Speicher und Bereitstellung der entsprechenden Speicherkapazitäten bis zum Ende des laufenden Speicherjahres; zusätzlich müssen Ausspeicherleistungen übertragen werden, die eine vollständige Ausspeicherung innerhalb von max. 120 Tagen ermöglichen Speicherkapazität mit Ein-/Ausspeicherleistungen, die eine vollständige Ein-/Ausspeicherung des WGV innerhalb von max. 120 Tagen erlauben Commodity-Baseload: Gasmengen werden vom Bieter als monatliches Baseload-Produkt an ASGM übertragen 	<p>Deutschland könnte sich bei der Ausgestaltung an den markt-basierten Beschaffungsmechanismen Österreichs orientieren, jedoch größere Flexibilität anwenden, um der größeren Systemgröße, der diverseren Speicher-geografie und der höheren Liquidität Rechnung zu tragen.</p> <ol style="list-style-type: none"> Gas im Speicher: Kombination aus Übertragung der Gasmengen im Speicher und Bereitstellung der entsprechenden Speicherkapazitäten bis zum Ende des laufenden Speicherjahres Speicherkapazität mit Ein-/Ausspeicherleistungen, die eine vollständige Ein-/Ausspeicherung des WGV innerhalb von max. 120 Tagen erlauben Commodity-Baseload: Gasmengen werden vom Bieter an THE als monatliches Baseload-Produkt übertragen 	<p>Die Möglichkeit von In-Store-Transfers reduziert physische Umschläge, senkt Transaktionskosten und minimiert Marktverzerrungen, im Einklang mit einer markt-basierten Versorgungssicherheitslogik.</p>

Aktivierung	<p>Ausrufung der „Notfallstufe“, welche die strategische Gasreserve als Teil umfassender Energielenkungsmaßnahmen aktiviert, unter anderem um das Angebots an Ausgleichsenergiegas zu erhöhen.</p>	<p>Nach Ausrufung der „Notfallstufe“. Ausschließlich auf Grundlage klar definierter, objektiver Kriterien.</p>	<p>Österreich definiert keine klaren und transparenten Aktivierungskriterien für die strategische Reserve. Deutschland sollte daher einen strikt kriterienbasierten Ansatz wählen und die Aktivierung strategischer Gasspeicher ausschließlich an klar definierte, objektive Kriterien knüpfen – und nur bei nachweislichem Marktversagen in der Notfallstufe zulassen.</p>
Zeitliche Planung	<p>Auktion im Mai</p>	<p>Auktion im April 2027; Beginn der Befüllung im Mai, Befüllungsstopp am 1. November</p>	<p>Die Durchführung der Auktion im April ermöglicht es dem SSO, Speicherkapazitäten vor Beginn des Speicherjahres an Dritte zu vermarkten. Nicht verkaufte Kapazitäten können in diesen Prozess eingebracht werden, neben Kapazitäten anderer Marktteilnehmer, wodurch der Wettbewerb erhöht und die Preise verbessert werden. Der 1. November kann konsistent als Datum für die Befüllung und Übergabe im ersten Jahr sowie als letzter Termin für die Ausspeicherung verwendet werden, sofern die Reserve nicht mehr benötigt wird.</p>
Mindestgröße	<p>Kapazität: 50 GWh WGV; Commodity: 10 MWh/h</p>	<p>Kapazität von 16-24 TWh erscheint angemessen; kleinere Tranchen erhöhen den Wettbewerb und tragen zur Senkung der gesamten Beschaffungskosten bei.</p>	
Zulässige Speicherstandorte	<p>Alle Speicheranlagen auf österreichischem Staatsgebiet</p>	<p>Beibehaltung der LTO-Liste als primäre Liste zulässiger Speicher</p>	<p>Die Einbeziehung auch österreichischer Speicher unterstützt eine regionale Risikostreuung und stärkt insbesondere die Versorgungssicherheit Süddeutschlands. Dies steht im Einklang mit der Betrachtung von Speichern als europäisches Asset und nicht als rein nationales Instrument.</p>

Herkunft des Gases	Das angebotene Gas stammt aus Staaten, die nicht von einer aktiven Maßnahme im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 833/2014 (ABl. L 229 vom 31.7.2014, S. 1) betroffen sind, in der durch ABl. L 153 vom 3.6.2022, S. 53 geänderten Fassung.	Auf zusätzliche spezifische Herkunftsvorgaben könnte verzichtet werden (außer dem Importverbot für russisches Gas). Es sollte keine Präferenz für Gas aus LNG-Terminals gegenüber anderen Gasquellen in Deutschland, einschließlich hub-basiert geliefertem Gas, geben, um eine breite Marktteilnahme zu ermöglichen.	Der Verzicht auf zusätzliche Herkunftsbeschränkungen erhöht die Beschaffungseffizienz, stärkt den Wettbewerb und senkt Kosten.
Preisbildung	Fixpreis für Commodity und Kapazität	Die Einfachheit eines Festpreissystems beibehalten, jedoch die Gebotsflexibilität erweitern, um mehrere Gebote zu unterschiedlichen Preisen/Tranchen zuzulassen.	Mehrere Preis- und Tranchenangebote maximieren die Angebotsbreite, erhöhen den Wettbewerbsdruck und ermöglichen dem Staat eine effiziente Preisfindung, ohne in Marktmechanismen einzugreifen.
Lieferpunkte für Commodity-Produkte	VTP	Einschließlich: <ul style="list-style-type: none"> • Baseload-Lieferung am THE • In-Store-Commodity-Transfer • In-Store-Commodity-Transfer inkl. Kapazität 	Eine breite Palette an Lieferoptionen minimiert Transaktions- und Systemkosten und ermöglicht eine operativ effiziente Beschaffung, im Einklang mit dem Ziel, staatliche Eingriffe auf das notwendige Minimum zu begrenzen.
Dauer	Bis zu 20 TWh wurden im Sommer 2022 ausgeschrieben, gültig bis zum 30.9.2025 (anschließend verlängert).	<ul style="list-style-type: none"> • Kapazitätsauktionen mit einer maximalen anfänglichen Laufzeit von bis zu 3 Jahren, um eine maximale Marktteilnahme zu ermöglichen. • Nachfolgende Ausschreibungen können erfolgen, sobald die Kapazität ausläuft. • Das Gas kann so häufig wie erforderlich ausgeschrieben werden. 	Laufzeiten von mehr als drei Jahren dürften die Anzahl der Marktteilnehmer reduzieren, die Kapazitäten bereitstellen können. Dies erhöht die Kosten und begünstigt SSOs unverhältnismäßig, da diese besser in der Lage sind, längerfristige Kapazitäten anzubieten.
Abbau		Falls der kontrollierte Abbau einer strategischen Reserve entschieden wird, sollte dies markt- und systemschonend erfolgen, vorzugsweise über die Sommerperiode. Bereits bei Einführung sollte dies klar geregelt sein, um gebundene Volumina und Marktverwerfungen zu vermeiden.	

Cautionary Note

The companies in which Shell plc directly and indirectly owns investments are separate legal entities. In this document "Shell", "Shell Group" and "Group" are sometimes used for convenience where references are made to Shell plc and its subsidiaries in general. Likewise, the words "we", "us" and "our" are also used to refer to Shell plc and its subsidiaries in general or to those who work for them. These terms are also used where no useful purpose is served by identifying the particular entity or entities. "Subsidiaries", "Shell subsidiaries" and "Shell companies" as used in this document refer to entities over which Shell plc either directly or indirectly has control. The term "joint venture", "joint operations", "joint arrangements", and "associates" may also be used to refer to a commercial arrangement in which Shell has a direct or indirect ownership interest with one or more parties. The term "Shell interest" is used for convenience to indicate the direct and/or indirect ownership interest held by Shell in an entity or unincorporated joint arrangement, after exclusion of all third-party interest.

Forward-Looking Statements

This document contains forward-looking statements (within the meaning of the U.S. Private Securities Litigation Reform Act of 1995) concerning the financial condition, results of operations and businesses of Shell. All statements other than statements of historical fact are, or may be deemed to be, forward-looking statements. Forward-looking statements are statements of future expectations that are based on management's current expectations and assumptions and involve known and unknown risks and uncertainties that could cause actual results, performance or events to differ materially from those expressed or implied in these statements. Forward-looking statements include, among other things, statements concerning the potential exposure of Shell to market risks and statements expressing management's expectations, beliefs, estimates, forecasts, projections and assumptions. These forward-looking statements are identified by their use of terms and phrases such as "aim"; "ambition"; "anticipate"; "believe"; "commit"; "commitment"; "could"; "estimate"; "expect"; "goals"; "intend"; "may"; "milestones"; "objectives"; "outlook"; "plan"; "probably"; "project"; "risks"; "schedule"; "seek"; "should"; "target"; "will"; "would" and similar terms and phrases. There are a number of factors that could affect the future operations of Shell and could cause those results to differ materially from those expressed in the forward-looking statements included in this document, including (without limitation): (a) price fluctuations in crude oil and natural gas; (b) changes in demand for Shell's products; (c) currency fluctuations; (d) drilling and production results; (e) reserves estimates; (f) loss of market share and industry competition; (g) environmental and physical risks; (h) risks associated with the identification of suitable potential acquisition properties and targets, and successful negotiation and completion of such transactions; (i) the risk of doing business in developing countries and countries subject to international sanctions; (j) legislative, judicial, fiscal and regulatory developments including regulatory measures addressing climate change; (k) economic and financial market conditions in various countries and regions; (l) political risks, including the risks of expropriation and renegotiation of the terms of contracts with governmental entities, delays or advancements in the approval of projects and delays in the reimbursement for shared costs; (m) risks associated with the impact of pandemics, such as the COVID-19 (coronavirus) outbreak, regional conflicts, such as the Russia-Ukraine war, and a significant cybersecurity breach; and (n) changes in trading conditions. No assurance is provided that future dividend payments will match or exceed previous dividend payments. All forward-looking statements contained in this document are expressly qualified in their entirety by the cautionary statements contained or referred to in this section. Readers should not place undue reliance on forward-looking statements. Additional risk factors that may affect future results are contained in Shell plc's Form 20-F for the year ended December 31, 2025 (available at www.shell.com/investors/news-and-filings/sec-filings.html and www.sec.gov). These risk factors also expressly qualify all forward-looking statements contained in this document and should be considered by the reader. Each forward-looking statement speaks only as of the date of this document, May 29, 2026. Neither Shell plc nor any of its subsidiaries undertake any obligation to publicly update or revise any forward-looking statement as a result of new information, future events or other information. In light of these risks, results could differ materially from those stated, implied or inferred from the forward-looking statements contained in this document.

Shell's Net Carbon Intensity

Also, in this document we may refer to Shell's "Net Carbon Intensity" (NCI), which includes Shell's carbon emissions from the production of our energy products, our suppliers' carbon emissions in supplying energy for that production and our customers' carbon emissions associated with their use of the energy products we sell. Shell's NCI also includes the emissions associated with the production and use of energy products produced by others which Shell purchases for resale. Shell only controls its own emissions. The use of the terms Shell's "Net Carbon Intensity" or NCI are for convenience only and not intended to suggest these emissions are those of Shell plc or its subsidiaries.

Shell's net-zero emissions target

Shell's operating plan, outlook and budgets are forecasted for a ten-year period and are updated every year. They reflect the current economic environment and what we can reasonably expect to see over the next ten years. Accordingly, they reflect our Scope 1, Scope 2 and NCI targets over the next ten years. However, Shell's operating plans cannot reflect our 2050 net-zero emissions target, as this target is currently outside our planning period. In the future, as society moves towards net-zero emissions, we expect Shell's operating plans to reflect this movement. However, if society is not net zero in 2050, as of today, there would be significant risk that Shell may not meet this target.

Forward-Looking non-GAAP measures

This document may contain certain forward-looking non-GAAP measures such as [cash capital expenditure] and [divestments]. We are unable to provide a reconciliation of these forward-looking non-GAAP measures to the most comparable GAAP financial measures because certain information needed to reconcile those non-GAAP measures to the most comparable GAAP financial measures is dependent on future events some of which are outside the control of Shell, such as oil and gas prices, interest rates and exchange rates. Moreover, estimating such GAAP measures with the required precision necessary to provide a meaningful reconciliation is extremely difficult and could not be accomplished without unreasonable effort. Non-GAAP measures in respect of future periods which cannot be reconciled to the most comparable GAAP financial measure are calculated in a manner which is consistent with the accounting policies applied in Shell plc's consolidated financial statements.

The contents of websites referred to in this document do not form part of this document.

We may have used certain terms, such as resources, in this document that the United States Securities and Exchange Commission (SEC) strictly prohibits us from including in our filings with the SEC. Investors are urged to consider closely the disclosure in our Form 20-F, File No 1-32575, available on the SEC website www.sec.gov.

Image credit: © vetrana - magnific.com