



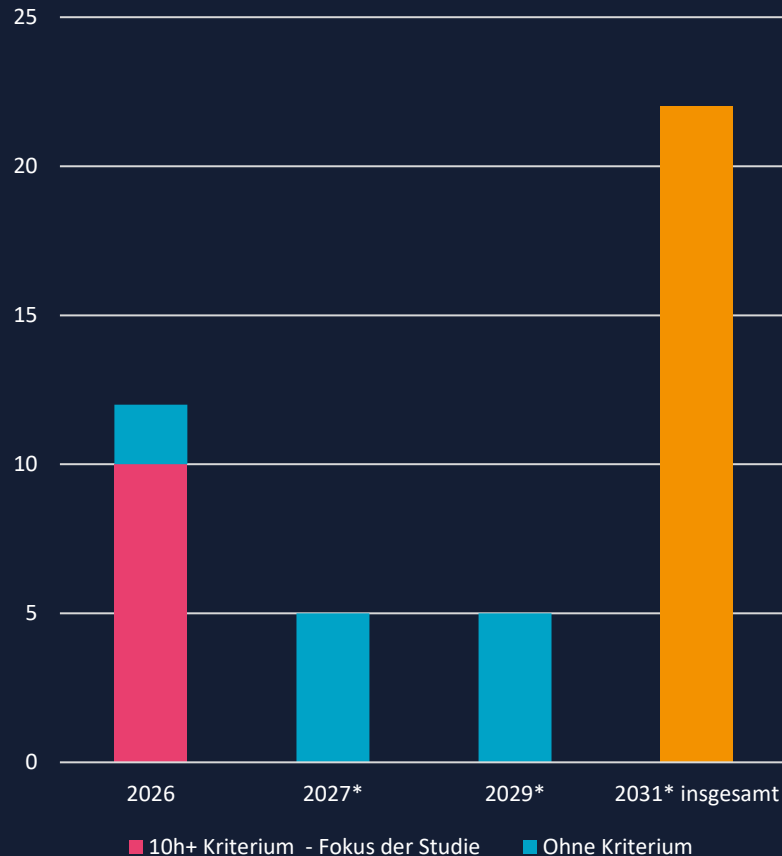
*Die Rolle von Langzeit-
Batteriespeichern für die
Versorgungssicherheit in
Deutschland*

April 2026

LCP Delta x Field

Die Kraftwerksstrategie soll die Versorgungssicherheit in Deutschland sicherstellen

Ausschreibungen innerhalb der Kraftwerksstrategie GW



Kontext der Studie

- + **Ziel der Kraftwerksstrategie:**
Die Versorgungssicherheit im Kontext des Atom- und Kohleausstiegs sicherstellen. Durch den Atom- und Kohleausstieg wird sich die gesicherte Erzeugungsleistung in Deutschland zukünftig stark reduzieren. Um auch langfristig die Versorgungssicherheit zu garantieren, soll innerhalb der Kraftwerksstrategie durch Ausschreibungen sowie die Einführung eines Kapazitätsmarktes der Zubau bzw. Erhalt gesicherter Leistung angereizt werden.
- + **Ausgestaltung der ersten Ausschreibungen:**
Die Grundsatzvereinbarung mit der Europäischen Kommission vom Januar 2026 sieht vor, dass noch 2026 12 GW an neuer Kapazität technologieneutral ausgeschrieben werden. 10 GW der Ausschreibungen sollen dabei an ein Kriterium geknüpft sein, über 10 Stunden hinweg kontinuierlich einspeisen zu können. 2 GW sollen ohne Langfristkriterium ausgeschrieben werden.
- + **Offene Fragen im aktuellen Design:**
Die konkrete Ausgestaltung der Ausschreibungskriterien für die 10 GW im Langfristsegment ist noch nicht finalisiert. Folgende Fragen sollten dabei vorab geklärt werden:
 - Welche Technologien können die technischen und wirtschaftlichen Kriterien erfüllen, langfristige gesicherte Leistung bereitzustellen?
 - Wie kann sichergestellt werden, dass Ausschreibungen die Versorgungssicherheit zu minimalen System- und Subventionskosten beschaffen?

Diese Studie analysiert, welchen Beitrag Langzeit-Batteriespeicher innerhalb des 10 GW Segments der Ausschreibungen zur Versorgungssicherheit leisten können, und wie wirtschaftlich sie im Vergleich zu Gaskraftwerken sind.

* Tatsächliche Ausschreibungsvolumen nach 2026 noch unklar. Darstellung hier basierend auf dem Versorgungssicherheitsbericht Strom 2025, mit einem Ziel von 22,4 GW bis 2035.

Langzeit-Batteriespeicher können Versorgungssicherheit günstiger bereitstellen als neue Gaskraftwerke

Projektübersicht

Field hat LCP Delta beauftragt, die Rolle von BESS-Anlagen zur Langzeit-Energiespeicherung für die Versorgungssicherheit im Rahmen der deutschen Kraftwerksstrategie zu bewerten.

LCP Delta nutzte seine firmeneigene Modellierungssuite, um die Anforderungen an die Speicherdauer zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die Kosten und den Nutzen von Gas- und Batteriespeicher-Anlagen bei der Erfüllung dieser Anforderungen, die erforderlichen Förderhöhen für jede Technologie sowie die Standortvorteile von Gas und BESS im Süden und Norden Deutschlands zu analysieren.

Dieser Bericht fasst die wichtigsten Ergebnisse und Implikationen für die anstehenden Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie sowie die der Analyse zugrunde liegenden methodischen Ansätze zusammen.

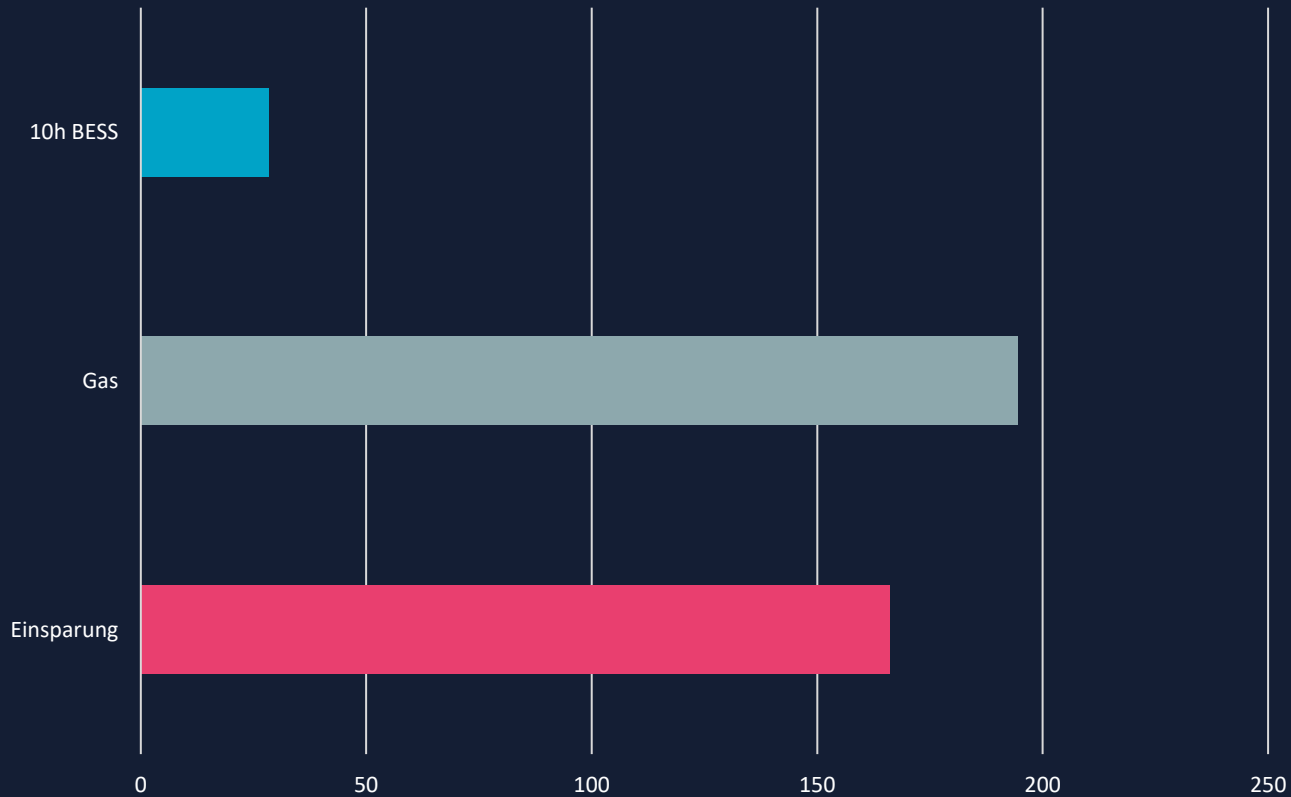
Der Beitrag von Batteriespeichern zur Versorgungssicherheit

- + Langzeit-Batteriespeicher stellen steuerbare, gesicherte Leistung bereit, so wie Gaskraftwerke.**
Deutschland wird zukünftig zusätzliche gesicherte Leistung benötigen, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Langzeit-Batteriespeicher stellen dabei aus Systemperspektive geeignete steuerbare, gesicherte Leistung bereit. Unsere Modellierung zeigt, dass Langzeit-Batteriespeicher im Zusammenspiel mit Gaskraftwerken mögliche Versorgungsengpässe, auch über längere Zeiträume, abdecken können. Dies liegt unter anderem daran, dass die meisten Versorgungsengpässe nur wenige Stunden und nicht Tage andauern.
- + Das deutsche Stromsystem braucht keine 10 GW an neuen Gaskraftwerken.**
Langzeit-Batteriespeicher mit Speicherdauern von 10h+ können im modellierten Szenario (2+GW BESS im 10GW-Segment) die gleiche Versorgungssicherheit bis 2045 gewährleisten und damit einen Teil der geplanten Gaskapazität ersetzen. Aus Systemperspektive ist auch ein höherer Anteil als 2 GW möglich.
- + Neue Gaskraftwerke erhöhen die Subventionskosten und somit die Gesamtkosten für Verbraucher.**
Neue Gaskraftwerke haben einen höheren Förderbedarf als Batteriespeicher. Dadurch sind die Subventionskosten für Gaskraftwerke höher als für Langzeit-Batteriespeicher. Durch den Einsatz von Langzeit-Batteriespeichern im 10 GW Segment können jährlich signifikante Kosteneinsparungen für Verbraucher erzielt werden.

Zusammenfassung

Langzeit-Batteriespeicher erzeugen deutlich niedrigere Subventionskosten als Gaskraftwerke

Jährlicher Förderbedarf von 2 GW GuD-Kraftwerken vs. äquivalente 10-Stunden BESS,
€ Millionen, real 2025



Kernergebnisse

- + **Langzeit-Batteriespeicher haben einen deutlich geringeren Förderbedarf als Gaskraftwerke.** Langzeit-Batteriespeicher profitieren von Preisschwankungen über das ganze Jahr hinweg. Somit haben sie eine höhere Auslastung als Gaskraftwerke, und können höhere Erlöse pro installierte Leistung erzielen. Durch die zusätzlich stark gesunkenen Investitionskosten von Batteriespeichern benötigen Langzeit-Batteriespeicher nur geringe Subventionen, um wirtschaftlich zu sein.
- + **Der geringere Förderbedarf führt zu erheblichen jährlichen Einsparungen für Verbraucher.** Im dargestellten Szenario können durch den Ersatz von 2 GW Gaskraftwerken durch äquivalente GW Langzeitbatteriespeicher jährlich bis zu €166 Millionen eingespart werden, bei gleicher Versorgungssicherheit.

Zusammenfassung

BESS kann zusätzliche Services für das Energiesystem, Energiemärkte und das Stromnetz erbringen, und die Importabhängigkeit von fossilen Energien reduzieren

Ebene	Leistung	Beschreibung	Technologievergleich	
			Gas	BESS
System 	Energie-unabhängigkeit	Geringere Gasimporte und die optimale Nutzung der Erzeugung durch Erneuerbare können Deutschlands Energieunabhängigkeit stärken.	Abhängigkeit von Gasimporten	Keine direkte Abhängigkeit
	Klimaziele	Emissionsminderung ist zentral, um nationale Klimaziele zu erreichen und die schlimmsten Auswirkungen des Klimawandels zu vermeiden.	Gasinfrastruktur ist CO ₂ -intensiv	Wenig CO ₂ -intensiv
	Markt-wettbewerb	Ein Markt mit mehr Akteuren und Technologien kann den Wettbewerb verstärken und die Widerstandsfähigkeit des Systems erhöhen.	Weniger Wettbewerb	Mehr Wettbewerb wahrscheinlich
Markt 	Energie-arbitrage	Flexible Anlagen können durch Arbitragegeschäfte Preisschwankungen ausgleichen und Energie für die wertvollste Nutzung bereitstellen.	Gas nur eingeschränkt flexibel	Arbitrage über alle Märkte hinweg
	Integration von Erneuerbaren	Eine optimale Nutzung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) kann Großhandelspreise senken und den Förderbedarf für EE verringern.	Gas erhöht Großhandelspreise	Stabilisierte Marktwerte für EE
Netz 	Kaltstart	Die Fähigkeit, nach oder während eines Ausfalls neu zu starten, ist ein kritischer Systemdienst.	Nur bei Gasversorgung	Je nach Standort möglich
	Momentan-reserve	Trägheit dämpft die Auswirkungen schneller Frequenzänderungen	Automatisch bereitgestellt	Je nach Standort möglich
	Blindleistung	Blindleistung wird benötigt, um die Spannung aufrechtzuerhalten	Abhängig von der Einspeisung	Unabhängig von der Einspeisung
	Regelleistung	Die Wiederherstellung der Netzfrequenz auf ihren Normalwert ist eine zentrale Aufgabe in jedem Stromsystem.	Abhängig von der Einspeisung	Schnelle Reaktionszeiten

BESS bietet zusätzliche Vorteile auf System-, Markt- und Netzebene, von denen einige mit GuD-Anlagen nicht realisierbar sind.

Zusammenfassung	2-5
<hr/>	
① Versorgungssicherheit in Deutschland	7-10
<ul style="list-style-type: none">• Verteilung von Versorgungsengpässen• Optimale Speicherdauer zur Sicherung der Versorgung	
<hr/>	
② Kosten und Nutzen Vergleich von BESS und GuD	11-16
<ul style="list-style-type: none">• Vorteile von BESS und GuD auf Marktebene• Kosten und Nutzen von BESS und GuD• Förderbedarf von BESS und GuD• Sensitivität: Gaspreis und Speicherdauer	
<hr/>	
③ Standortauswirkungen von BESS	20-22
<ul style="list-style-type: none">• Auswirkungen von BESS im Norden und Süden	

LCPDelta

*Versorgungssicherheit in
Deutschland*

+

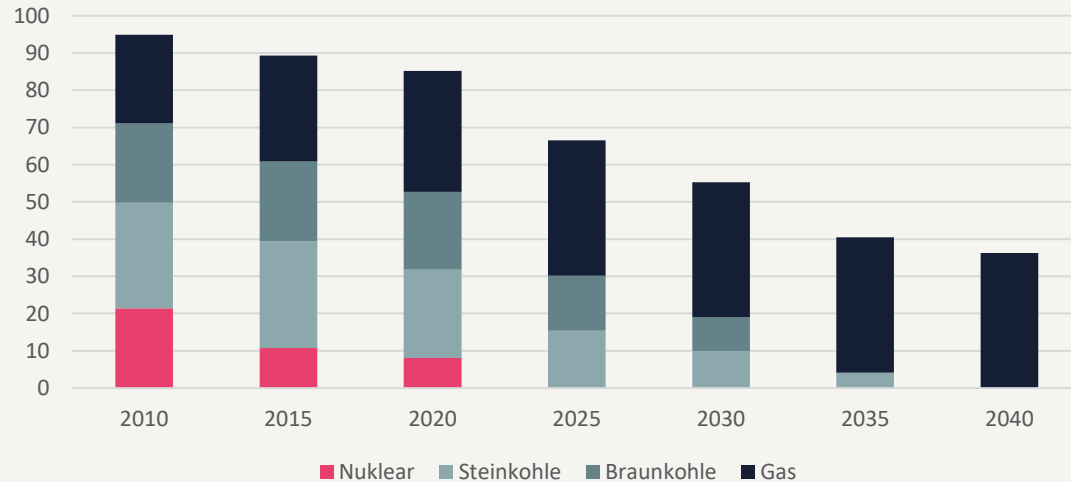
+

+

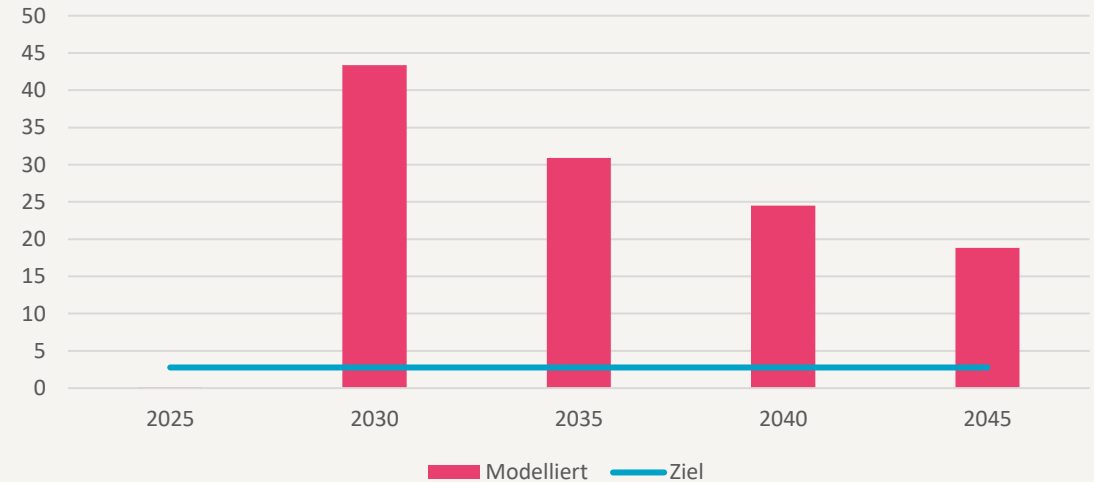
① Versorgungssicherheit in Deutschland

Deutschland hat die steuerbare Kapazität reduziert – ohne neue Kapazität ist die Versorgungssicherheit gefährdet

Steuerbare Kapazität aus konventionellen Quellen ohne Neubau
GW



Erwarteter Lastverlust (LOLE) ohne zusätzliche steuerbare Kapazität
Stunden



A Die steuerbare Kapazität aus konventionellen Quellen in Deutschland wird sich um fast 60 GW reduzieren, ohne Neubau.

Aufgrund des Ausstiegs Deutschlands aus der Kernenergie und der Kohle ist die gesicherte Kapazität aus konventionellen Quellen zwischen 2010 und 2025 um rund 30 GW zurückgegangen. Ohne den Ausbau neuer Kapazitäten wird sich dieser Rückgang bis 2040 fortsetzen, da der Kohleausstieg bis 2038 abgeschlossen sein wird, was zu einem weiteren Rückgang um 30 GW führen wird. Bis 2040 könnte die gesicherte Kapazität aus Gas auf bis zu 36 GW sinken.

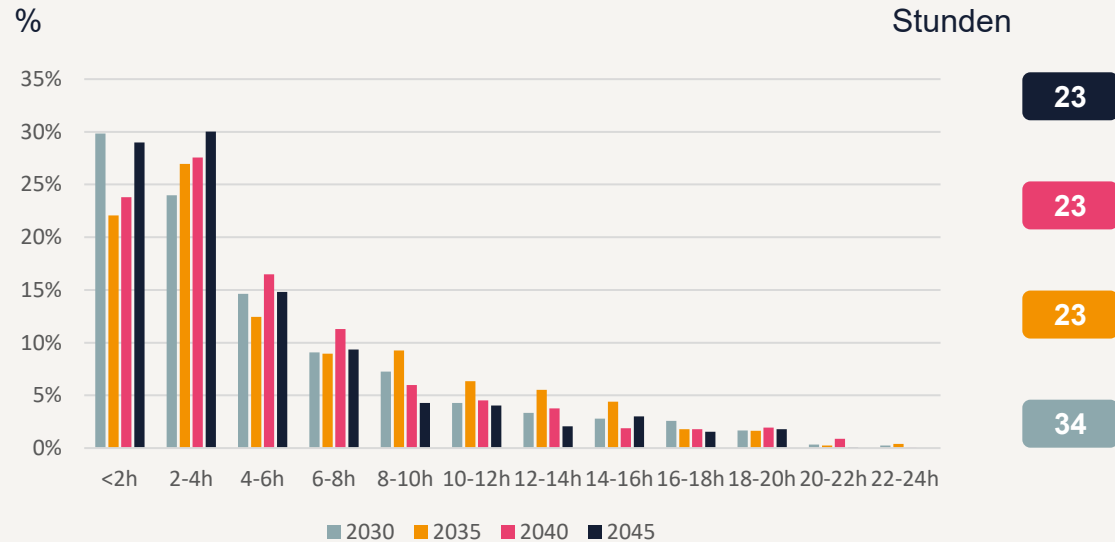
B Ohne zusätzliche Kapazität würde Deutschland eine höhere LOLE riskieren, als derzeit angestrebt wird.

Der erwartete Lastverlust (LOLE) gibt an, wie viele Stunden pro Jahr bei einer bestimmten Kapazitätsstruktur, bestimmten Wetterbedingungen und bestimmten Nachfragemustern mit einem Lastverlust zu rechnen ist. Das derzeitige Ziel von 2,77 Stunden pro Jahr wurde 2025 erreicht, da noch ausreichend grundlastfähige Kapazität vorhanden ist. Unter der Annahme, dass die derzeit in der Kraftwerksstrategie vorgesehenen 10 GW Gaskapazität nicht ans Netz gehen, würde die LOLE im Jahr 2030 auf über 43 steigen und bis 2045 mit 18,8 auf einem hohen Niveau bleiben. Dennoch wird erwartet, dass die LOLE auch ohne die zusätzlichen Gaskapazitäten im Laufe der Zeit sinken wird, da das deutsche Stromnetz durch den Ausbau von BESS und flexibler Nachfrage zunehmend sicherer wird.

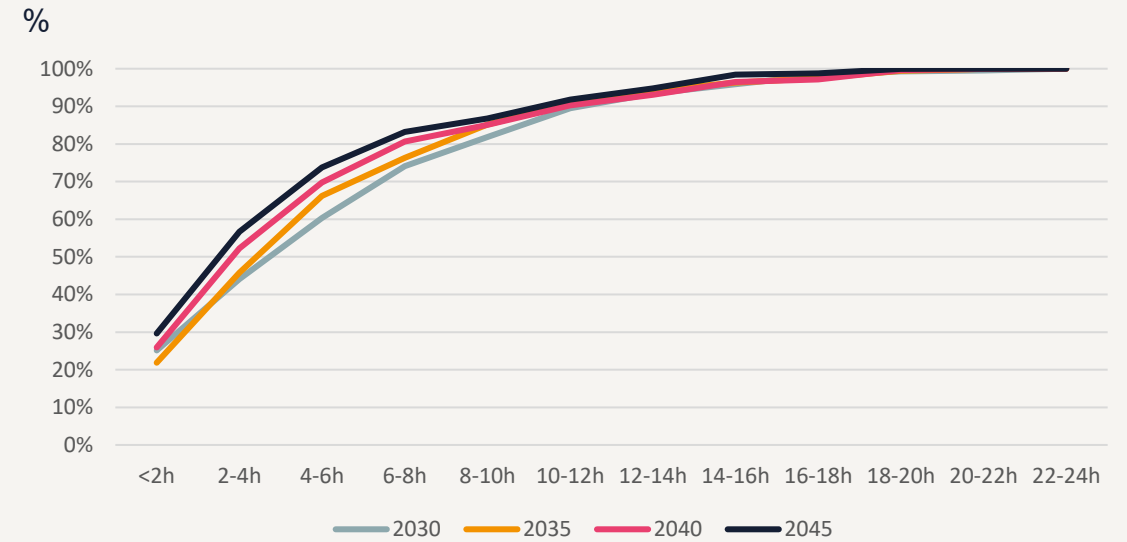
1 Versorgungssicherheit in Deutschland

Die meisten Engpässe dauern weniger als 10 Stunden an

Verteilung der Dauer der Engpässe



Kumulative Verteilung der Dauer der Engpässe



C Die meisten Engpässe, die zu einer erhöhten LOLE führen, dauern jedoch weniger als 10 Stunden und liegen damit unterhalb des derzeit diskutierten 10-Stunden-Kriteriums.

Zwar würde das deutsche System ohne die geplanten 10 GW an Gaskapazitäten mit Versorgungsengpässen konfrontiert sein, doch sind die meisten dieser Engpässe von kurzer Dauer. Über die modellierten Jahre hinweg dauern 82 % bis 87 % der Versorgungsengpässe höchstens 10 Stunden, und 44 % bis 57 % der Engpässe dauern weniger als 4 Stunden. Dies lässt darauf schließen, dass mit Anlagen von kürzerer Laufzeit erhebliche zusätzliche Versorgungssicherheit erreicht werden kann.

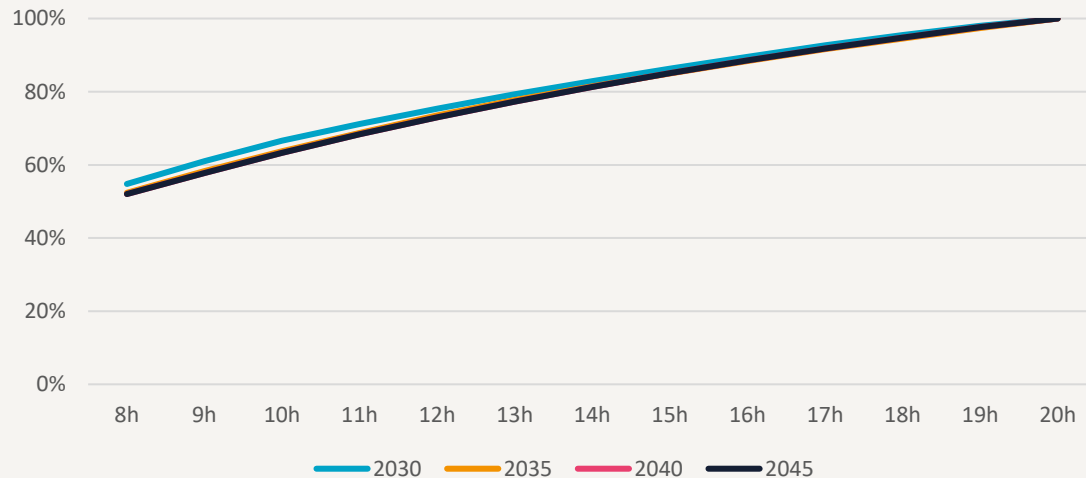
D Die Verteilung der Knappheitsereignisse verläuft über die modellierten Jahre hinweg ähnlich.

Die kumulative Verteilung der Versorgungsengpässe sieht über die modellierten Jahre hinweg ähnlich aus, wobei mehr als 95 % der Ereignisse eine Dauer von bis zu 16 Stunden aufweisen. Der Vergleich zwischen den Jahren zeigt jedoch, dass die kumulative Verteilung der Engpassereignisse im Laufe der Zeit noch flacher wird. Dies deutet darauf hin, dass in den ersten Jahren, die von der Kraftwerksstrategie in den frühen 2030er Jahren abgedeckt werden, relativ mehr Engpassereignisse mit längerer Dauer zu erwarten sind als in den 2040er Jahren. Dies ist auf den bis dahin erfolgten erheblichen zusätzlichen Ausbau von Energiespeichern und Systemflexibilität zurückzuführen, wodurch die Intensität und Dauer von Engpassereignissen verringert wurden.

1 Versorgungssicherheit in Deutschland

BESS kann über den modellierten Zeitraum hinweg einen EFC erreichen, der mit dem von Gaskraftwerken vergleichbar ist

Äquivalente gesicherte Kapazität (EFC) im 2 GW BESS Szenario %



E In einem Szenario, in dem 2 GW an Gaskraftwerken durch BESS mit unterschiedlichen Dauern ersetzt werden, kann BESS mit 14 Stunden Speicherdauer einen EFC über 80% erreichen.

Würden 2 GW der ausgeschriebenen Gaskraftwerke durch BESS mit unterschiedlichen Dauern ersetzt, könnten BESS bei Dauern von mehr als 14 Stunden eine äquivalente gesicherte Kapazität von über 80% erreichen. Bei einer Verlängerung der Laufzeiten auf 20 Stunden erreicht die äquivalente gesicherte Kapazität Werte nahe 100 %, was darauf hindeutet, dass BESS über den gesamten Modellzeitraum hinweg bei langen Laufzeiten als gesicherte Kapazität betrachtet werden können. Die Abflachung der Kurve impliziert auch, dass der Grenznutzen längerer Dauern nach etwa 16 Stunden abnimmt, da Ereignisse mit solchen Dauern selten sind.

GW BESS benötigt, um 1 GW Gaskraftwerke zu ersetzen GW

Dauer	BESS Kapazität			
	2030	2035	2040	2045
8	1.75	1.83	1.84	1.84
10	1.44	1.51	1.52	1.52
12	1.27	1.31	1.31	1.31
14	1.16	1.18	1.18	1.18
16	1.07	1.09	1.08	1.08
18	1.00	1.01	1.01	1.01
20	0.96	0.96	0.96	0.96

F Um 1 GW Gas durch BESS zu ersetzen, ist umso mehr zusätzliche Kapazität erforderlich, je kürzer die Dauer des BESS ist, um das gleiche Maß an Versorgungssicherheit zu erreichen.

Bei einer angenommenen Verfügbarkeit von 94 % für Gaskraftwerke und 98 % für BESS sind zum Ersatz von 1 GW Gas durch BESS mehr als 1 GW BESS mit kürzeren Laufzeiten erforderlich, um das gleiche Maß an Versorgungssicherheit zu erreichen. Bei Laufzeiten über 16 Stunden nähert sich das Verhältnis jedoch 1 an. Bei 20 Stunden fällt das Verhältnis sogar unter 1, da BESS-Anlagen mit einer Laufzeit von 20 Stunden eine geringere Ausfallwahrscheinlichkeit aufweisen als Gasanlagen. Somit können BESS bei längeren Laufzeiten oder durch zusätzliche Kapazität bei kürzeren Laufzeiten das gleiche Maß an Versorgungssicherheit erreichen wie Gas.

LCPDelta

*Kosten und Nutzen von BESS und
GuD-Kraftwerken für die
Versorgungssicherheit*

+

+

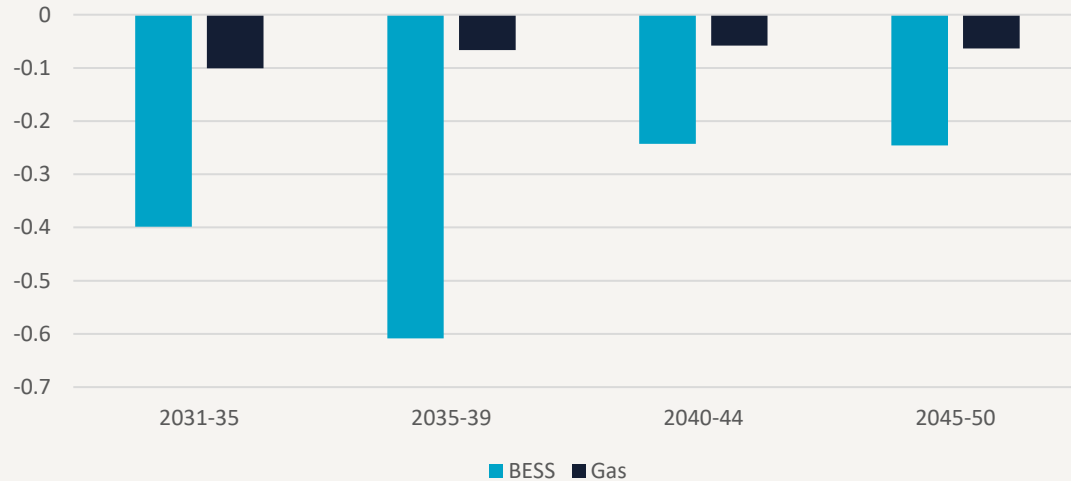
Kosten und Nutzen in LCP Delta's Central Szenario

Das „Central“-Szenario von LCP Delta basiert auf unserer Einschätzung der wahrscheinlichsten Entwicklung des deutschen Stromsystems

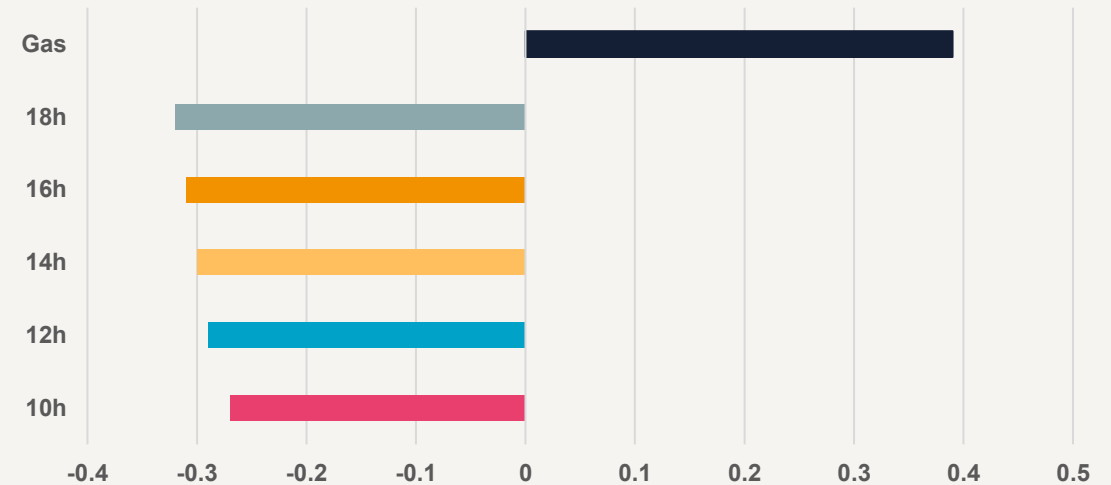
② Nutzen auf Marktebene

BESS kann im Vergleich zu Gas zu niedrigeren Großhandelspreisen und geringeren Emissionen führen

Durchschnittliche Differenz des Großhandelspreises gegenüber dem Basisszenario für 100-MW Anlagen, €/MWh, real 2025



Emissionsunterschied zum Basisszenario für 100-MW-Anlagen, 2031–2050, Mt CO₂



A Der Ausbau von Batteriespeichern anstelle von GuD-Kapazitäten kann die Großhandelspreise um bis zu 0,6 €/MWh senken.

Unter der Annahme eines Ausbaus auf 10 GW Gaskraftwerken kann die Einbindung von BESS-Kapazitäten in das deutsche Stromnetz die Strompreise über die gesamte Laufzeit der BESS hinweg um 0,1 bis 1 €/MWh senken. Dies liegt daran, dass die zusätzliche BESS-Kapazität dem Stromnetz mehr Flexibilität verleiht und Preisspitzen wirksam abfedern kann. Demgegenüber hat der Ausbau zusätzlicher GuD-Kapazitäten kaum Auswirkungen auf die Strompreise, selbst wenn die effizientere neue Gaskapazität ältere Kraftwerke ersetzt.

B BESS können Emissionen durch den Ersatz fossiler Brennstoffe und eine bessere Nutzung der erneuerbaren Energieerzeugung senken.

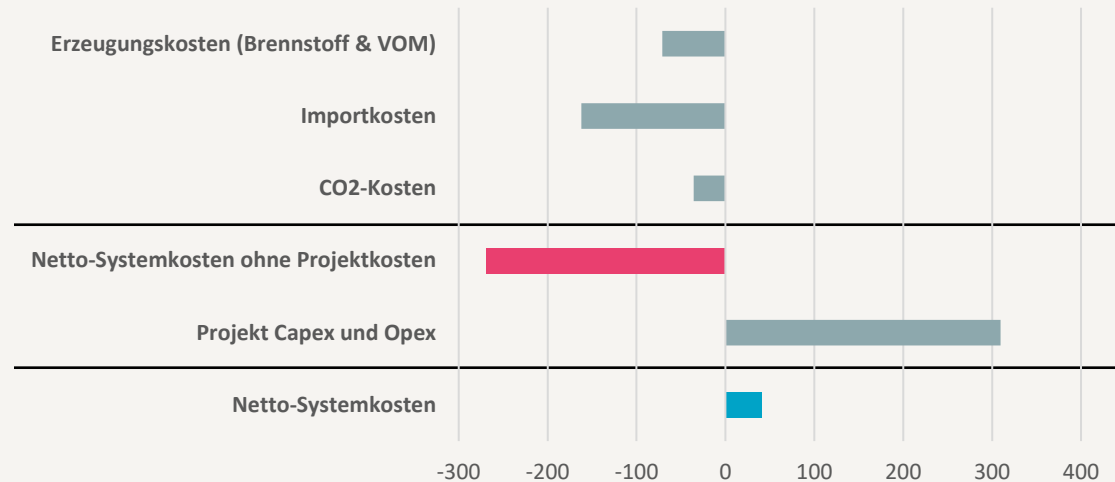
Über den gesamten Zeitraum betrachtet kann die Einbindung von 100 MW BESS-Kapazität in das System anstelle von GuD-Kapazität zu einer Emissionsminderung von rund 0,3 Mio. t CO₂ in den Jahren 2030 bis 2050 führen. Dies ist auf zwei Mechanismen zurückzuführen: Erstens verursachen BESS-Anlagen im Gegensatz zu GuD-Kraftwerken bei der Einspeisung keine direkten Emissionen. Darüber hinaus können BESS-Anlagen den weiteren Ersatz fossiler Stromerzeugung erleichtern, indem sie die Nutzung der verfügbaren erneuerbaren Energiequellen verbessern. Umgekehrt führt der Ausbau von von GuD-Kapazität zu einem Anstieg der Emissionen im Vergleich zum Basisszenario.

② Netto-Systemkosten von BESS und Gas

BESS weist deutlich niedrigere Netto-Systemkosten als Gas auf, was zu Einsparungen führt

Netto-Systemkosten, 100 MW BESS, 10-Stunden, NPV 2031-2050

€ Millionen, real 2025

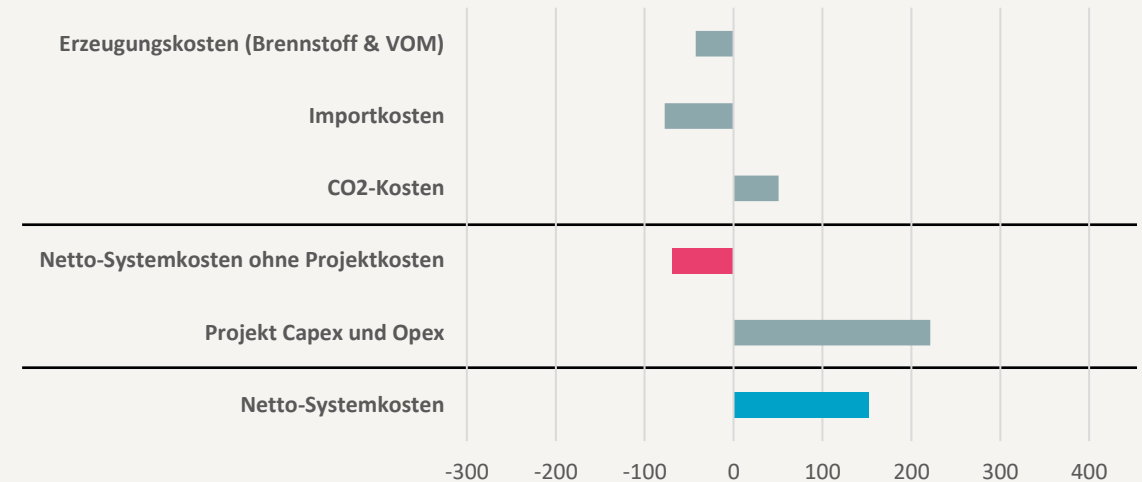


C Eine BESS-Anlage mit einer Speicherkapazität von 10 Stunden kann zu Netto-Systemeinsparungen von rund 270 Millionen Euro führen.

Durch eine erhebliche Senkung der Brennstoff-, CO₂- und Importkosten kann ein exemplarisches 10-Stunden-BESS-System zwischen 2031 und 2050 zu Netto-Systemeinsparungen im Barwert von rund 270 Millionen Euro führen, noch bevor die direkten Projektkosten berücksichtigt werden. Zwar erfordert ein BESS erhebliche Vorabinvestitionen, doch selbst unter Berücksichtigung der Projektkosten führt das exemplarische BESS bei einem Diskontsatz von 12 % nur zu Netto-Systemkosten von rund 41 Millionen Euro. Da die obige Analyse CO₂-Kosten zu Marktwerten und nicht zu gesellschaftlichen Gesamtkosten zugrunde legt, würde die Berücksichtigung der vollen Kosten von CO₂ zu einem Netto-Systemnutzen statt zu Kosten für die BESS-Anlage führen.

Netto-Systemkosten, 100 MW GuD, NPV 2031-2050

€ Millionen, real 2025



D Ein exemplarisches GuD-Kraftwerk führt zu Nettoeinsparungen für das System in Höhe von rund 70 Millionen Euro vor Projektkosten.

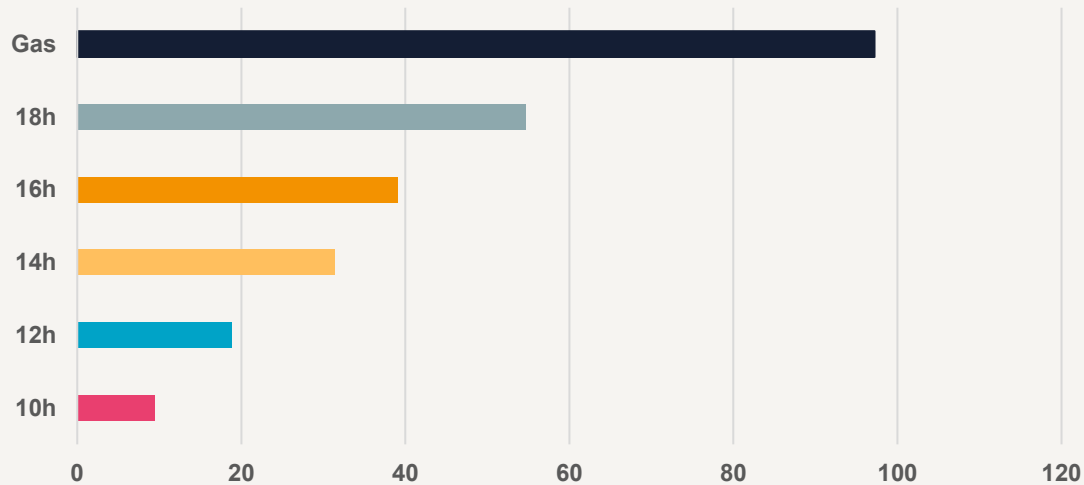
Ein exemplarisches GuD-Kraftwerk führt zu Netto-Systemeinsparungen im Barwert von rund 70 Millionen Euro vor Projektkosten, was nur etwa einem Viertel der Einsparungen des BESS-Systems entspricht. Unter Berücksichtigung der erheblichen Investitions- und Betriebskosten belaufen sich die Netto-Systemkosten der Anlage auf rund 152 Millionen Euro. Zwar kann das GuD durch die Reduzierung von Importen und Brennstoffkosten aus weniger effizienten Kraftwerken Systemkosten einsparen, doch erfordert es erhebliche Investitions- und Betriebsausgaben. Darüber hinaus fallen beim GuD CO₂-Kosten an, die die Netto-Systemeinsparungen verringern. Berücksichtigt man die höheren gesellschaftlichen Kosten von CO₂ anstelle des Marktwerts, würde die Anlage deutlich geringere Netto-Systemeinsparungen erzielen.

② Förderbedarf von BESS und Gaskraftwerken

Der Subventionsbedarf von BESS-Anlagen ist geringer als von GuD-Kraftwerken

Durchschnittlicher jährlicher Förderbedarf

€/kW, real 2025

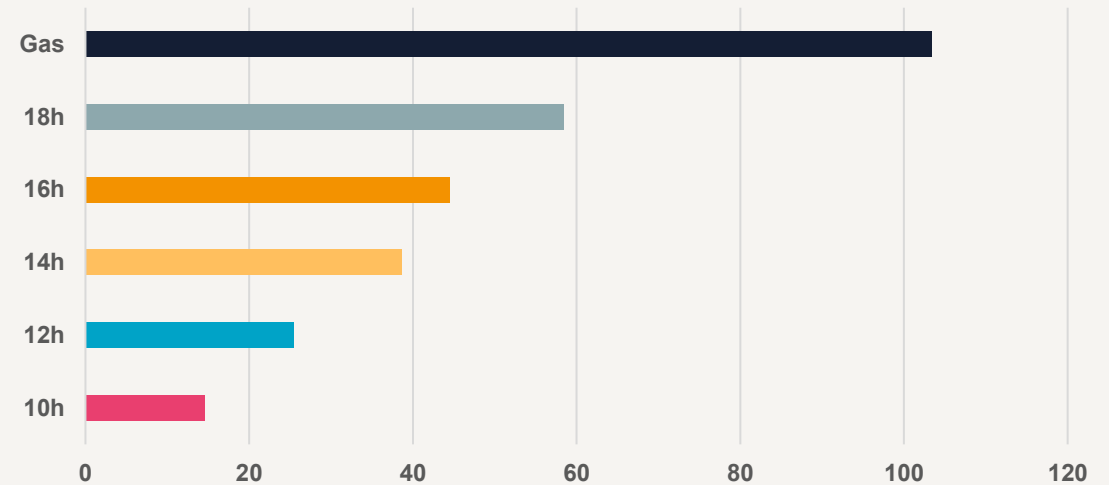


E Bei BESS-Anlagen ist der Förderbedarf deutlich geringer als bei Gasanlagen, was zu geringeren Subventionsbeträgen führt.

Die beispielhafte BESS-Anlage weist einen durchschnittlichen jährlichen Förderbedarf von etwa 31 €/kW auf. Dies liegt deutlich unter dem Förderbedarf des beispielhaften GuD-Kraftwerks, dessen durchschnittlicher jährlicher Förderbedarf bei 102 €/kW liegt. Da der Förderbedarf Aufschluss über die voraussichtlich erforderliche Förderhöhe gibt, damit die Anlagen wirtschaftlich rentabel sind, benötigt die GuD-Anlage etwa dreimal so viel Förderung wie eine BESS-Anlage.

Durchschnittlicher jährlicher Förderbedarf, angepasst um die

äquivalente Grundlastkapazität, €/kW, real 2025



F Selbst unter Berücksichtigung der geringeren äquivalenten Kapazität von BESS sind die Förderbedarfe von BESS geringer.

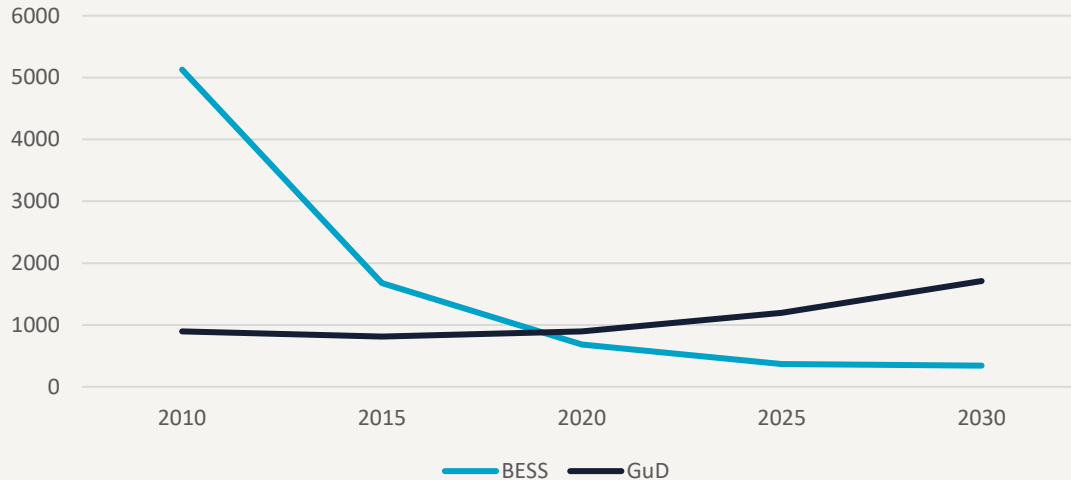
Selbst unter Berücksichtigung der im Vergleich zu GuD-Kraftwerken geringeren äquivalenten Grundlastkapazität von BESS-Anlagen benötigen BESS-Anlagen immer noch weniger Subventionen als GuDs. Dies liegt daran, dass das Verhältnis der fehlenden Mittel für BESS-Anlagen im Vergleich zu GuDs unter dem Verhältnis der äquivalenten Grundlastkapazität von BESS zu GuDs liegt. Dies bedeutet, dass BESS pro Einheit äquivalenter Grundlastkapazität geringere fehlende Mittel aufweist als GuDs. Unter der Annahme, dass 2 GW Gas durch 2 GW 18-Stunden-BESS ersetzt würden, würde die jährliche Gesamtdifferenz bei den Subventionszahlungen bei rund 90 Millionen Euro liegen.

② Investitionskosten und Ausbau von BESS

Trotz geringer Investitionskosten und Förderbedarfe benötigen BESS mit hoher Kapazität Subventionen

Investitionskosten für BESS and GuDs¹

€/kW, real 2025



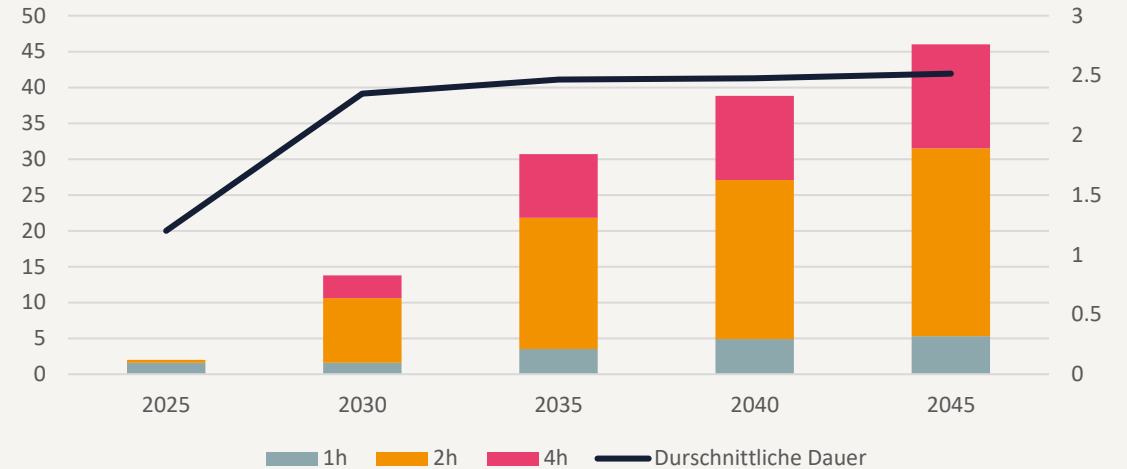
G Die Investitionsausgaben für BESS sind seit 2010 exponentiell zurückgegangen – GuD-Anlagen sind hingegen teurer geworden.

Seit 2010 sind die Investitionskosten für Lithium-Ionen-Speicher um mehr als das Zehnfache gesunken, von über 5000 €/kW auf derzeit rund 450 €/kW. Dies bedeutet, dass BESS Anfang der 2020er Jahre die Investitionskostenparität mit GuD-Kraftwerken erreicht haben und seitdem deutlich günstiger sind als diese. Dies ist zum Teil auf den jüngsten Anstieg der Investitionskosten für GuD-Kraftwerke zurückzuführen, der u.a. durch die Knappheit an Komponenten wie Turbinen verursacht wurde. Bis 2030 wird erwartet, dass die Kosten für BESS weiter sinken, während die Investitionskosten für GuD-Kraftwerke voraussichtlich auf ein langfristiges Hoch steigen werden. Dies bedeutet, dass für GuD-Kraftwerke erhebliche Kosten- und Projektrisiken bestehen.

¹Quellen: BloombergNEF, Nat Bullard (Decarbonization: Parameters, Dollars and Sense, Electrons Photons Molecules), IEA. Für BESS beziehen sich die Kosten auf eine durchschnittliche Speicherdauer.

BESS Ausbau vor dem Zähler im LCP Delta Central Szenario

GW und Stunden



H Ohne Subventionen ist es unwahrscheinlich, dass BESS mit hoher Kapazität in einem Umfang gebaut werden, der zur Deckung des Versorgungssicherheit erforderlich wäre.

Trotz des deutlichen Rückgangs der Investitionskosten für BESS ist nicht zu erwarten, dass BESS-Anlagen mit einer Speicherdauer von mehr als vier Stunden auf rein kommerzieller Basis in dem erforderlichen Umfang ausgebaut werden. Im Central-Szenario von LCP Delta bleibt die durchschnittliche Laufzeit der BESS-Flotte langfristig bei etwa 2,5 Stunden, da Projekte mit längerer Dauer auf rein kommerzieller Basis die Mindestrendite von 10–12 % nicht erreichen können. Um Anreize für den Ausbau von Anlagen mit einer Dauer von mehr als 4 Stunden zu schaffen, was der Versorgungssicherheit zugutekommen würde, werden somit Subventionen erforderlich sein.

LCPDelta

*Sensitivitäten: Hohe Gaspreise
und längere Speicherdauern*

+

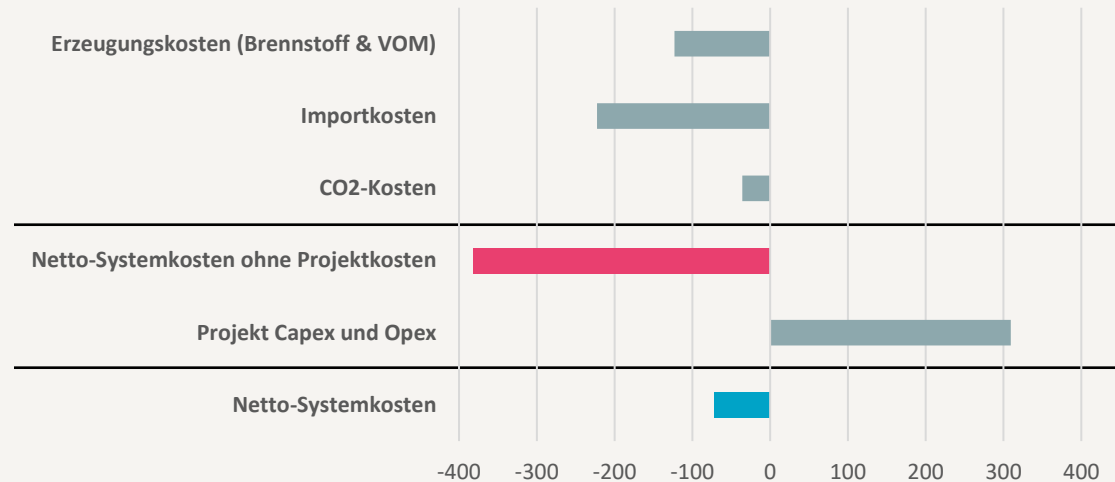
+

+

② Netto-Systemkosten: Hohe Gaspreise

Bei hohen Gaspreisen vergrößert sich der Unterschied in den Netto-Systemkosten zwischen BESS und GuDs

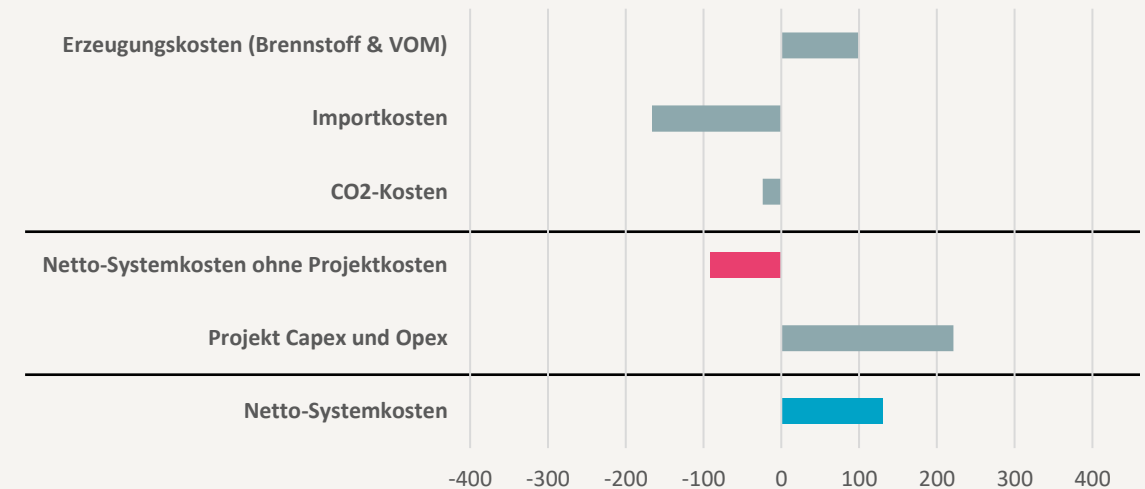
Netto-Systemkosten, 100 MW BESS, 10-Stunden, NPV 2031-2050
€ Millionen, real 2025



J Bei höheren Gaspreisen steigt der Netto-Systemnutzen von BESS in deutlich auf über 72 Millionen Euro.

In einem Szenario mit höheren Gaspreisen steigt der Netto-Systemnutzen von BESS im Vergleich zum Basisszenario, was vor allem auf zusätzliche Einsparungen bei den Brennstoffkosten zurückzuführen ist. Im Barwert könnte ein exemplarisches 10-Stunden-BESS zwischen 2031 und 2050 zu Systemkosteneinsparungen von rund 382 Millionen Euro führen, bevor die Projektkosten berücksichtigt werden. Unter Berücksichtigung der Projektkosten ergibt das exemplarische 10-Stunden-BESS-Anlage immer noch einen Netto-Systemnutzen von 72 Millionen Euro.

Netto-Systemkosten, 100 MW GuD, NPV 2031-2050
€ Millionen, real 2025



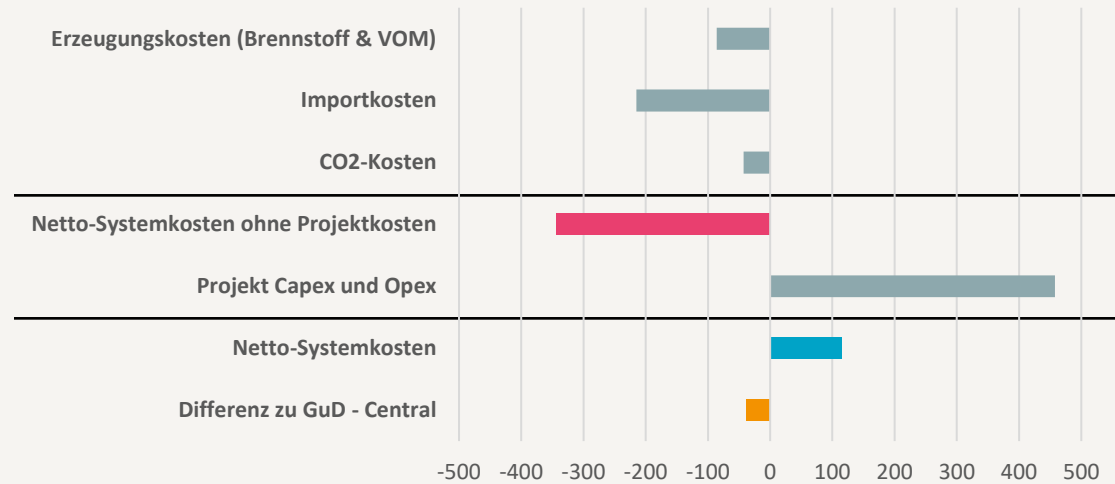
K Umgekehrt würde das GuD-Kraftwerk bei höheren Gaspreisen zu Netto-Systemkosten von etwa 130 Millionen Euro führen.

Zwar führt die GuD-Anlage in einem Szenario mit hohen Gaspreisen im Vergleich zum Central Szenario zu niedrigeren Netto-Systemkosten, bevor die Projektkosten berücksichtigt werden, doch verursacht die GuD-Anlage zwischen 2031 und 2050 gemessen am Barwert immer noch Netto-Systemkosten in Höhe von 130 Millionen Euro. Somit verursacht sie eine zusätzliche Kostenbelastung für das Stromnetz und schneidet in einem Szenario mit hohen Gaspreisen deutlich schlechter ab als das BESS.

② Netto-Systemkosten: 18 Stunden Speicherdauer

Ein 18-Stunden BESS erzeugt höhere Netto-Systemkosten als Systeme mit kürzerer Dauer, liegt aber immer noch unter den Kosten von GuDs

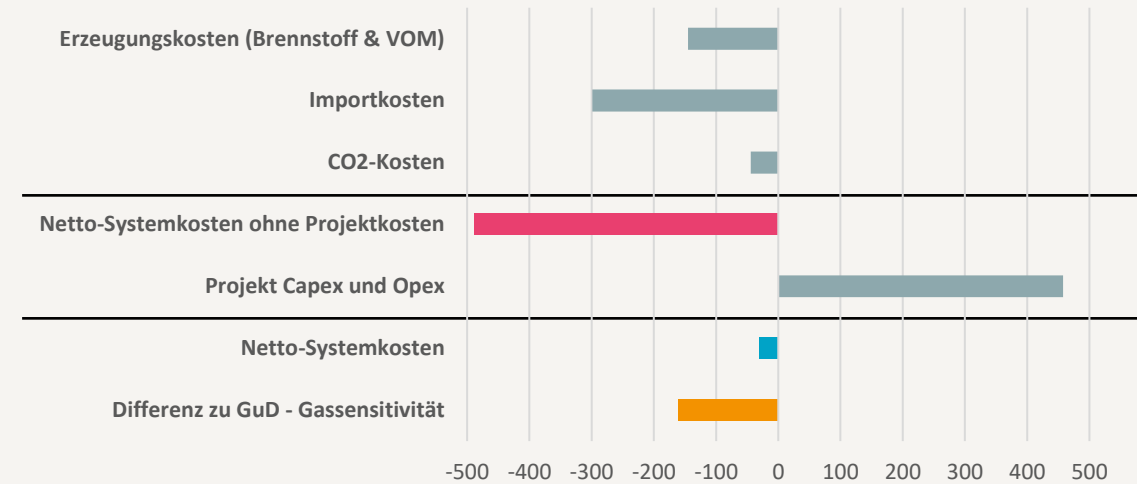
Netto-Systemkosten, 100 MW BESS, 18-Stunden, NPV 2031-2050
€ Millionen, real 2025



J Ein 18-Stunden BESS erzeugt Systemkosten von 114 Millionen EUR – allerdings ist dies noch ummer 38 Millionen EUR weniger als ein GuD.

Ein exemplarisches 18-Stunden BESS erzeugt höhere Systemkosten als ein Projekt mit kürzerer Dauer. Dies liegt vor allem an den höheren Investitionskosten. Somit erzeugt das BESS im Central Szenario Systemkosten von 114 Millionen EUR. Trotz dieser Kosten ist das BESS dennoch günstiger für das System als ein GuD. Über die Laufzeit hinweg führt das 18-Stunden BESS zu Systemkosteneinsparungen von 38 Millionen EUR, verglichen mit einem GuD.

Netto-Systemkosten bei hohen Gaspreisen, 100 MW BESS, 18-Stunden, NPV 2031-2050, € Millionen, real 2025



K In einem Szenario mit hohen Gaspreisen führt auch das 18-Stunden BESS zu Systemkosteneinsparungen.

In einem Marktszenario mit hohen Gaspreisen führt selbst das 18-Stunden BESS zu negative Systemkosten über die Lebensdauer des Projekts. Insgesamt kann das beispielhafte BESS Systemgewinne von 30 Millionen EUR erzielen. Verglichen mit dem GuD in dem Gleichen Szenario ergibt sich eine Differenz in den Systemkosten von 161 Millionen EUR.

LCPDelta

*Standortauswirkungen von BESS⁺
und GuDs*

+

+

“Südbonus” in der Kraftwerksstrategie

Der derzeitig diskutierte Entwurf sieht einen Bonus zum Anreiz von Anlagen im netztechnischen Süden vor

Die Kraftwerksstrategie sieht derzeit einen Südbonus vor, um Anreize dafür zu schaffen, dass zwei Drittel der ausgeschriebenen Kapazität im Süden errichtet werden

- Mit dem Ausstieg aus der Kohle- und Kernkraft sind die südlichen Regionen zunehmend zu Nettoimporteuren geworden. Aufgrund des konzentrierten Ausbaus der Windkraftkapazitäten in den nördlichen Regionen und der Engpässe im Übertragungsnetz hat dies dazu geführt, dass die Redispatch-Volumen in der
- Um langfristig die Redispatch-Volumen zu verringern, soll die Kraftwerksstrategie einen „Südbonus“ enthalten, der Anreize für den Ausbau von Gaskraftwerken im Süden gegenüber dem Norden schafft
- Dabei ist allerdings unklar, inwieweit ein solcher „Südbonus“ zu einer effizienten Verteilung der neuen Kapazität führt, insbesondere, wenn ein Teil der Kapazität durch Batteriespeicher und nicht durch Gaskraftwerke gedeckt wird
- Zur Analyse möglicher Standorteffekte modellieren wir daher eine Südzone und eine Nordzone entlang von Landesgrenzen, und platzieren jeweils ein beispielhaftes BESS und ein beispielhaftes GuD in den beiden Zonen
- Die modellierte Südzone orientiert sich dabei am netztechnischen Süden, so wie er in der Kraftwerksstrategie bisher definiert wird: Bayern, Baden-Württemberg, Saarland, Rheinland-Pfalz, Hessen und NRW

Modellierter Süden vs. Norden

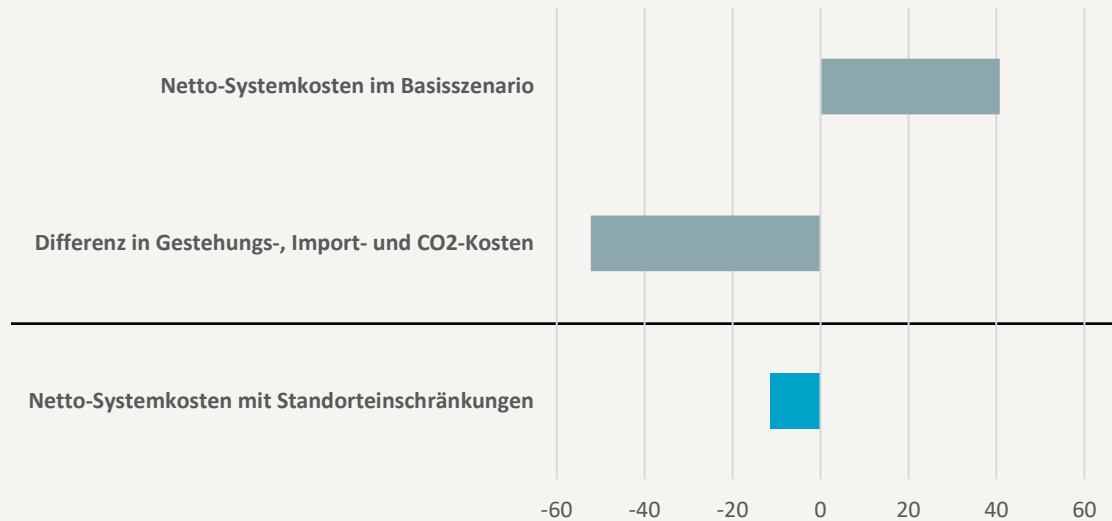


Diese Studie unterteilt Deutschland in einen netztechnischen Süden und Norden, entlang von Landesgrenzen und nach der bisherigen Definition der Kraftwerksstrategie.

③ Netto-Systemkosten: Süden vs. Norden für BESS

Ein 10-Stunden BESS hat sowohl im Norden als auch im Süden einen positiven Systemnutzen

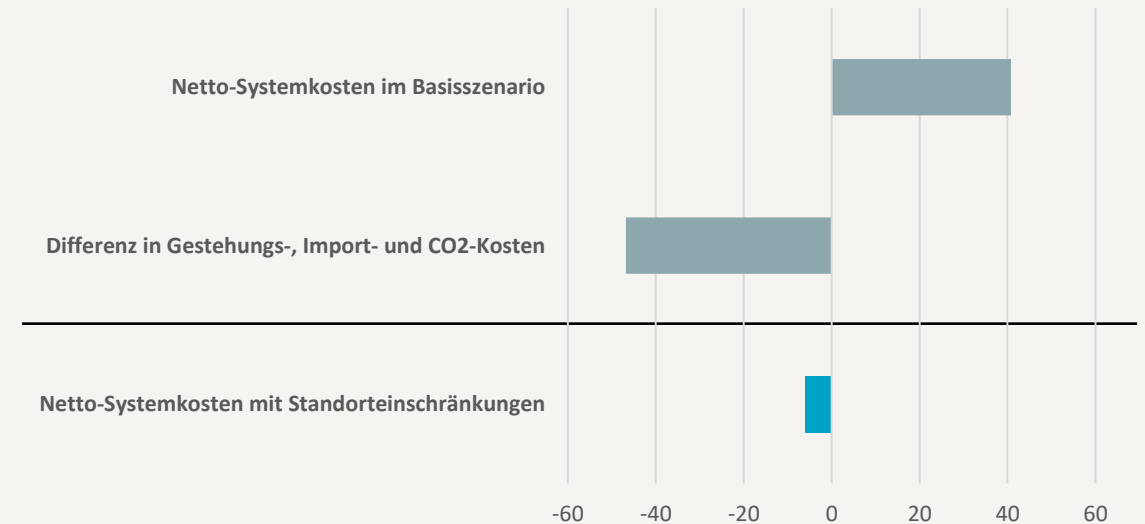
Netto-Systemkosten, 100 MW 10-Stunden BESS im Süden, NPV 2031-2050
€ Millionen, real 2025



A Ein beispielhaftes 10-Stunden BESS im Süden Deutschlands erzielt einen Netto-Systemnutzen von €11 Millionen.

Unter Berücksichtigung von Standorteinschränkungen, die sich im netztechnischen Süden und Norden Deutschlands ergeben, kann ein beispielhaftes 10-Stunden BESS einen zusätzlichen Systemnutzen von €52 Millionen verglichen mit dem Basisszenario erzielen. Für das BESS ergibt sich somit ein Netto-Systemnutzen von €11 Millionen. Die Haupttreiber für den höheren Netto-Systemnutzen im Vergleich zum Basisszenario sind geringere Erzeugungs- und Importkosten, da das BESS teurere Erzeugung und Importe ersetzen kann.

Netto-Systemkosten, 100 MW 10-Stunden BESS im Norden, NPV 2031-2050
€ Millionen, real 2025



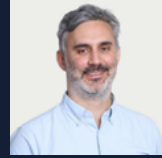
B Ein beispielhaftes 10-Stunden BESS im Norden hat einen ähnlichen Netto-Systemnutzen wie im Süden Deutschlands.

Mit einem Netto-Systemnutzen von €6 Millionen hat das beispielhafte 10-Stunden BESS einen ähnlichen Nutzen im Norden wie im Süden Deutschlands. Die Modellierung zeigt, dass das BESS im Norden Kosten durch Standorteinschränkungen senken kann, da es flexibel auf Engpässe oder Übererzeugung Erneuerbarer reagieren kann. Somit ist das 10-Stunden BESS sowohl im Norden als auch im Süden Deutschlands systemdienlich.

Contact us



Stefan Quentin
Country Lead – Germany
stefan.quentin@lcp.com



Chris Matson
Partner
chris.matson@lcp.uk.com



Tilmann Herchenröder
Consultant
tilmann.herchenroder@lcp.com

About LCP Delta

LCP Delta is a trading name of Delta Energy & Environment Limited and Lane Clark & Peacock LLP. References in this document to LCP Delta may mean Delta Energy & Environment Limited, or Lane Clark & Peacock LLP, or both, as the context requires.

Delta Energy & Environment Limited is a company registered in Scotland with registered number SC259964 and with its registered office at Argyle House, Lady Lawson Street, Edinburgh, EH3 9DR, UK. Delta Energy & Environment Limited has a branch office in Berlin providing services to LCP Delta.

Lane Clark & Peacock LLP is a limited liability partnership registered in England and Wales with registered number OC301436. All partners are members of Lane Clark & Peacock LLP. A list of members' names is available for inspection at 95 Wigmore Street, London, W1U 1DQ, the firm's principal place of business and registered office. Lane Clark & Peacock LLP is authorised and regulated by the Financial Conduct Authority for some insurance mediation activities only and is licensed by the Institute and Faculty of Actuaries for a range of investment business activities.

LCP and LCP Delta are registered trademarks in the UK and in the EU.

© Lane Clark & Peacock LLP 2025

<https://www.lcp.com/en/important-information-about-us-and-the-use-of-our-work> contains important information about LCP Delta (including Lane Clark & Peacock LLP's regulatory status and complaints procedure), and about this communication (including limitations as to its use).

Disclaimer and use of our work

Disclaimer and use of our work This work has been produced by LCP Delta for the Client's sole use and benefit, subject to agreed confidentiality provisions, and for no other purpose. To the greatest extent permitted by law, unless otherwise expressly agreed by us in writing, LCP Delta accepts no duty of care and/or liability to any third party for any use of, and/or reliance upon, our work. This document contains confidential and commercially sensitive information. Should any requests for disclosure of information contained in this document be received, LCP Delta request that we be notified in writing of the details of such request and that we be consulted and our comments taken into account before any action is taken.

LCP Delta is not able to provide legal advice and you may therefore wish to speak to your legal adviser on this matter.

Where this report contains projections, these are based on assumptions that are subject to uncertainties and contingencies. Because of the subjective judgements and inherent uncertainties of projections, and because events frequently do not occur as expected, there can be no assurance that the projections contained in this report will be realised and actual events may be difference from projected results. The projections supplied are not to be regarded as firm predictions of the future, but rather as illustrations of what might happen. Parties are advised to base their actions on an awareness of the range of such projections, and to note that the range necessarily broadens in the latter years of the projections.