



BRIEFING SERIE: AUSTRALISCHES STROMSYSTEM & STROMMARKT

# Energiespeicher

## Viertes Briefing

Franziska Teichmann

## Impressum

### Herausgeber:

adelphi consult GmbH  
Alt-Moabit 91  
10559 Berlin  
+49 (030) 8900068-0  
office@adelphi.de  
[www.adelphi.de](http://www.adelphi.de)

### Autorin:

Franziska Teichmann

### Layout und Gestaltung:

adelphi

### Bildnachweis:

Cover: KI generiert

Stand: 08.05.2026

© 2026 adelphi

Initiated by



Implemented by



# Executive Summary

Australien zählt zu den fortschrittlichsten Märkten für Batteriespeicher und in den vergangenen Jahren hat der Markt eine rasante Dynamik an den Tag gelegt. Batteriespeicher verzeichnen mittlerweile eine höhere Wachstumsrate als der Ausbau von Wind- und Solarenergie, sie sind insbesondere durch kürzere Entwicklungszeiten, niedrigere Kapitalkosten und eine größere Vielfalt an potenziellen Erlösströmen attraktiv für Investoren. In Betrieb sind heute rund 6,8 GW / 15,6 GWh Batteriespeicher mit weiteren 2,5 GW / 6,3 GWh in Inbetriebnahme und 7,7 GW / 24,5 GWh im Bau.

Die Erlösstruktur von Batteriespeichern hat sich dabei über die letzten Jahre grundlegend verändert. Während anfänglich Netzdienstleistungen für Frequenzhaltung (FCAS) die Erlöse dominierten, ist heute der Energiehandel die wichtigste Erlösquelle für Batteriespeicherprojekte. Hervorzuheben ist dabei die Co-Optimierung aller 10 FCAS-Märkte und des Energiehandels in 5-Minuten-Intervallen, sodass eine Batterie als Erzeuger und Last auf allen 11 Märkten gleichzeitig bieten und Erlöse „stacken“ kann. Dieser hohen Komplexität des Bieterverhaltens wird heute durch Autobidding-Software Rechnung getragen.

Da FCAS und Energiehandel größeren Schwankungen unterliegen, sichern sich die meisten Batteriebetreiber über bilaterale Verträge ab, die zwar das Ertragspotenzial mindern, aber Risiken verteilen und die Finanzierung der Projekte ermöglichen. Neben virtuellen Tolls, werden heute insbesondere hybride Power Purchase Agreements (PPAs), Revenue Shares / Swaps und Capacity Swaps abgeschlossen. Zudem sichern staatliche Programme wie das Capacity Investment Scheme (CIS) einen Mindesteinnahme für Batterieprojekte. Bis heute wurde über das CIS und das bundesstaatliche Long-term Energy Service Agreements (LTESA)-Programm in New South Wales 15 GW Batteriekapazität kontrahiert.

Heute dominieren Kurzzeitspeicher die Projektpipeline, aber es besteht auch ein großer Bedarf an Langzeitspeichern. Pumpspeicherkraftwerke (PSW) gibt es in Australien schon seit den 1970er Jahren und zwei Projekte befinden sich derzeit in Bau, mit einigen weiteren in der Entwicklung. Trotz der technologischen Reife werden PSW aufgrund der langen Bauzeiten und der hohen Kapitalkosten im volatilen NEM Spotmarkt nicht privat finanziert sondern durch staatliche Akteure oder langfristige Abnahmeverträge realisiert. Auch 8+-Stunden-Batterien hängen von staatlichen Programmen ab. Neue Technologien wie Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRFB) bieten für den australischen Markt zusätzliche Chancen: Australien verfügt über rund 20% der weltweit bekannten Vanadium-Reserven und könnte für VRFB eine heimische Wertschöpfungskette aufbauen.

Der regulatorische Rahmen stellt für den Ausbau von Batteriespeichern eine Herausforderung dar. Das australische Genehmigungssystem unterscheidet zwischen föderaler und bundesstaatlicher Ebene und zeichnet sich durch komplexe und langwierige Netzanschlussprozesse aus. So stauten sich im März 2026 Projekte mit 67 GW im Netzanschluss an, davon rund die Hälfte Batteriespeicher.

Mit dem Übergang zu einem von Wechselrichtern dominierten Stromsystem ergeben sich zudem Herausforderungen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (ESS). Größere Aufmerksamkeit kommt nun Trägheit und Systemstärke zu, die historisch als Beiprodukt thermischer Kraftwerke kostenlos zur Verfügung standen und mit der Abschaltung von Kohlekapazitäten anders zur Verfügung gestellt und entlohnt werden müssen. Batterien, die mit netzbildenden Wechselrichtern (Grid-Forming Inverters, GFM) ausgestattet sind, stellen dabei eine vielseitige Lösung dar. Australien ist bei der Einführung von GFM ein globaler Vorreiter und hat 12 Batterieprojekte mit GFM in Betrieb.

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Status und Pipeline für Energiespeicher .....</b>	<b>5</b>
1.1	Batterien.....	5
1.2	Pumpspeicherkraftwerke .....	6
1.3	Technologische Entwicklungen und lokale Wertschöpfung.....	7
1.4	Marktteilnehmer.....	8
1.5	Deutsche Technologie und Unternehmen .....	8
<b>2</b>	<b>Erlösquellen und Finanzierung .....</b>	<b>10</b>
2.1	Erlösquellen.....	10
2.2	Vertragliche Strukturen .....	11
2.3	Förderung von großen Batterien.....	12
2.4	Förderung von kleinen Batterien .....	13
2.5	Wirtschaftlichkeit von Langzeitspeichern.....	14
<b>3</b>	<b>Regulatorisches Rahmenwerk.....</b>	<b>15</b>
3.1	Genehmigungsprozess .....	15
3.2	Marktregistrierung und Netzanschluss.....	15
3.3	Entflechtung.....	16
<b>4</b>	<b>Rolle für Systemsicherheit.....</b>	<b>17</b>
4.1	Systemdienstleistungen für Systemsicherheit.....	17
4.2	Netzbildende Wechselrichter (GFM) .....	17
4.3	Regulatorischer Rahmen und Marktdesign für ESS .....	18
<b>5</b>	<b>Quellenverzeichnis.....</b>	<b>20</b>

# 1 Status und Pipeline für Energiespeicher

Australien ist einer der fortschrittlichsten Märkte für Batteriespeicher weltweit. Neben Batteriespeichern verfügt Australien seit den 1970er Jahren über Pumpspeicherkraftwerke, z.B. Tumut 3 oder Shoalhaven in New South Wales (NSW). Zunehmend speichern Batterien erneuerbare Energien (EE) und speisen zu Zeiten von weniger EE-Produktion ins Netz ein, wodurch Gaskraftwerke aus dieser Rolle verdrängt werden. Ein Meilenstein dieser Entwicklung wurde im November 2025 erreicht, als Batterien im National Electricity Market (NEM) erstmals mehr Strom als Gaskraftwerke zur Spitzenlastdeckung lieferten. Für ein weitgehend klimaneutrales Stromsystem beziffert der Australian Energy Market Operator (AEMO) den Bedarf an netzgebundenen Speichern und Wasserkraft auf 40 GW große und zentrale sowie 35 GW dezentrale Speicher (Baringa 17.9.2025; Newman et al. 12.12.2025; McDonald 2025; AEMO 2025c).

## 1.1 Batterien

Der australische Batteriemarkt hat in den letzten Jahren eine große Dynamik entwickelt, deren Grundstein 2017 mit dem Bau der *Hornsedale Power Reserve* (150MW/194MWh) in South Australia gelegt wurde. Das Pionierprojekt wurde 2018 als weltweit erster großer Batteriespeicher in den Markt integriert. Seitdem sind die Investitionen in Batterien massiv angestiegen und die Kapazität verzeichnet eine Wachstumsrate, die den Ausbau von Wind und Solar übertrifft. Batterien sind insbesondere durch kürzere Entwicklungszeiten, niedrigere Kapitalkosten und eine größere Vielfalt an potenziellen Erlösströmen attraktiv für Investoren (BZE 2023; McDonald 2025; Lee 24.2.2026; Jones 26.3.2026).

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Kapazitäten in den einzelnen Bundesstaaten nach Entwicklungsstand. Ende 2025 sind 5,4 GW im NEM und 1,4 GW im Wholesale Electricity Market (WEM) in Betrieb. In Inbetriebnahme befinden sich im NEM weitere 2,5 GW und im Bau befinden sich im NEM und WEM zusammen 7,7 GW. In der Pipeline für den Netzanschlussprozess sind im NEM 29 GW weitere Kapazitäten. Zu beobachten ist die ansteigende Speicherdauer der Batterien (AEMO 2025a).

	Bundesstaat	Kapazität in MW	Kapazität in MWh	Speicherdauer in h:mm
In Betrieb	New South Wales	1.000	2.000	2:00
	Queensland	1.700	3.400	2:00
	South Australia	1.000	1.500	1:30
	Victoria	1.700	3.400	2:00
	Western Australia*	1.400	5.300	3:47
	<b>Total</b>	<b>6.800</b>	<b>15.600</b>	<b>2:17</b>
In Betriebnahme	New South Wales	1.800	4.800	2:40
	Queensland	500	1.100	2:12
	South Australia	200	400	2:00
	Victoria	0	0	
	Western Australia*	0	0	
	<b>Total</b>	<b>2.500</b>	<b>6.300</b>	<b>2:31</b>
In Bau	New South Wales	2.300	7.700	3:20
	Queensland	1.400	4.900	3:30
	South Australia	1.400	4.100	2:55
	Victoria	2.200	6.300	2:51
	Western Australia*	360	1.500	4:10
	<b>Total</b>	<b>7.660</b>	<b>24.500</b>	<b>3:11</b>

Abbildung 1: Überblick Kapazitäten große Batterien, \*nur SWIS (Leitch 3.2.2026; Freese 15.1.2026)

Die größten Batterien in Betrieb, Inbetriebnahme oder im Bau sind (Parkinson 14.10.2025, SEC 2026):

- Eraring mit 700 MW und 3.180 MWh (NSW) – wird in 4 Phasen auf dem Gelände des Kohlekraftwerks Eraring von Origin Energy gebaut
- Supernode mit 760 MW und 3.096 MWh (Queensland) – wird in 3 Phasen gebaut, gehört Quinbrook Infrastructure Partners mit Abnahmevertrag von Origin Energy
- Western Downs mit 845 MW und 2.300 MWh (Queensland) – wird neben einer Solarfarm gebaut, gehört Neoen (Brookfield) mit virtuellen Tolling-Verträgen mit AGL, Shell und Engie
- Collie mit 560 MW und 2.240 MWh (Western Australia) – größte Batterie im Betrieb, gehört Neoen (Brookfield)
- Waratah Super Battery mit 850 MW und 1.680 MWh (NSW) – wird als Stoßdämpfer für das Stromnetz gebaut, größte Batterie in Leistung gemessen, von Akaysha Energy gebaut
- Melbourne Renewable Energy Hub mit 600 MW und 1.600 MWh (Victoria) – vollständig in Betrieb und gebaut in Kooperation von Equis Australia und der staatlichen State Electricity Commission (SEC)

Die folgende Karte gibt einen Überblick über die Ansiedlung der in Betrieb und in Bau befindlichen Batterien über 10 MW und 10 MWh.

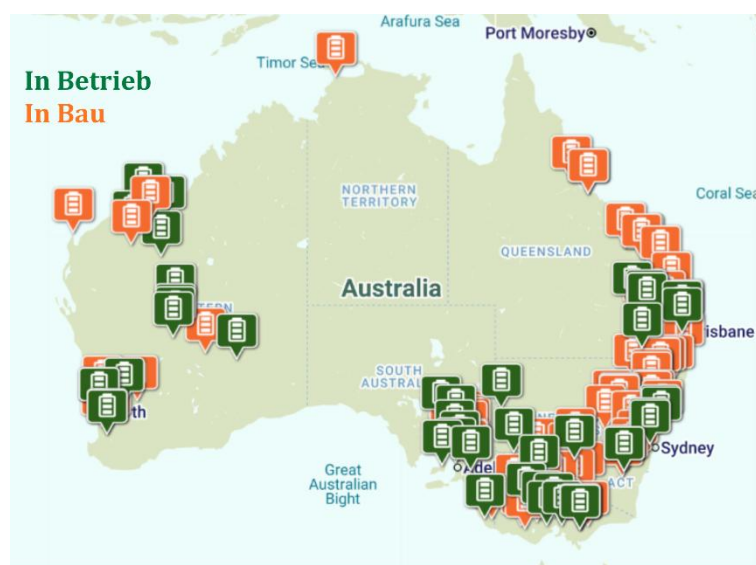


Abbildung 2: Karte der Batterien, in Betrieb und in Bau, über 10 MW und 10 MWh (Renew Economy 2026)

Auch bei kleinen Batterien ist Australien führend. Der Ausbau von Batteriespeichern in australischen Haushalten verzeichnet seit Juli 2025 eine enorme Dynamik, maßgeblich gefördert durch das staatliche „Cheaper Home Batteries“-Programm. Bis Ende März 2026 wurden über 260.000 Batterien installiert, mit einer durchschnittlichen Kapazität von 32 kWh. Das gesamte Programm soll 40 GWh Speicherkapazität anreizen, schon heute sind es 7,7 GWh. Der Stromsystembetreiber AEMO erwartet, dass die installierte Kapazität dezentraler Speicher im NEM von aktuell etwa 1 GW auf 7 GW bis zum Jahr 2030 und auf 35 GW bis 2050 ansteigen und damit rund 52% der installierten Speicherkapazität ausmachen wird (DCCEEW 13.2.2026; AEMO 2025a&c; Nelson et al. 2025).

## 1.2 Pumpspeicherkraftwerke

Während Batterien den Markt für Kurzzeitspeicher dominieren, führen Pumpspeicherkraftwerke (PSW) den Markt für Langzeitspeicher an. Derzeit gibt es in Australien drei große PSW-Systeme:

- Tumut 3 (NSW): In Betrieb seit 1973, Teil des Snowy-Mountains-Systems
- Shoalhaven (NSW): In Betrieb seit 1977
- Wivenhoe (Queensland): In Betrieb seit 1984

Das theoretische Potenzial für Pumpspeicher in Australien ist mit rund 22.000 potenziellen Standorten, die von Forschern der Australian National University (ANU) identifiziert wurden, nahezu unerschöpflich. AEMO sieht für Langzeitspeicherung durch PSW bis 2050 einen Bedarf von 5 GW neuer PSW-Kapazität. Im Bau befinden sich momentan zwei Projekte: Snowy 2.0 (NSW) ist das größte laufende Energieinfrastrukturprojekt des Landes und wird nach Inbetriebnahme bis 2028 eine Leistung von 2,2 GW und eine Speicherkapazität von 350 GWh bieten. In Queensland ist mit dem Kidston PSW ein kleineres Projekt (250 MW / 2.500 MWh) im Bau. Angekündigt wurden weitere Projekte in Queensland (Borumba, Pioneer-Burdekin), NSW (Phoenix PSW) und Tasmanien (Battery of the Nation / Cethana PSW) (Blakers et al. 21.9.2017; AEMO 2025c; McDonald 2025; Thompson et al. 14.10.2025; Williamson 15.1.2026).

### 1.3 Technologische Entwicklungen und lokale Wertschöpfung

Lithium-Ionen-Batterien dominieren bislang das Kurzzeitspeichersegment, wobei technologische Entwicklungen zunehmend längere Speicherdauern möglich machen. Während erste Projekte Speicherdauer von <2 Stunden aufwiesen, ging die erste 4-Stunden-Batterie im Dezember 2025 in Betrieb (der Melbourne Renewable Energy Hub A3). Auch 8-Stunden-Batterien rücken stärker in den Fokus, um längere EE-Flauten zu überbrücken. Die Regierung von New South Wales (NSW) hat ein spezifisches Ziel von 2 GW für 8-Stunden-Speicher bis 2030 festgelegt. RWE baut die erste 8-Stunden-Batterie in Limondale (NSW) mit 50 MW Leistung und 400 MWh Speicherkapazität. Das Projekt war unter dem NSW LTESA-Programm erfolgreich und soll 2026 in Betrieb gehen. Infrastrukturinvestor Quinbrook entwickelt mit CATL eine 8-Stunden-Batterie für das Supernode-Projekt in Queensland (NSW Gov 31.5.2024; RWE 2026; Quinbrook 1.10.2025).

Bei Hybridprojekten (BESS + Solarerzeugung) gewinnt die DC-Kopplung, also die direkte Kopplung von Solar- und Batterieanlagen auf Gleichstromebene zunehmend an Bedeutung. Gegenüber der konventionellen AC-Kopplung vermeidet die DC-Kopplung Umwandlungsverluste der Anlagen bei der DC/AC-Konvertierung und ermöglicht die gemeinsame Nutzung von Wechselrichtern. Damit kann die Batterie direkt aus der Solaranlage geladen und Abregelung vermieden werden. Allerdings sind bei DC-gekoppelten Anlagen keine separaten Offtake-Verträge für die Solarfarm und Batteriespeichersysteme (BESS) mehr möglich. Das deutsche Unternehmen SMA liefert Wechselrichter und DC-Kopplungstechnik für die Hybridprojekte Fulham und Blind Creek von Octopus Energy in Victoria (CORE Markets 27.3.2025; SMA 20.8.2025).

Aufgrund von Lieferkettenrisiken bei Lithium und dem wachsenden Bedarf an Langzeitspeichern gewinnen auch alternative Technologien an Bedeutung. Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRFB) bieten für den australischen Markt nicht nur die Möglichkeit der Anwendung, sondern auch Chancen bei der Förderung und Verarbeitung von Vanadium. Australien besitzt 20% der global bekannten Vanadium-Reserven und einige Firmen sind im Bereich aktiv. Australian Vanadium baut in Western Australia eine vertikal integrierte Produktion auf und wird nun auch von der US-Export-Import-Bank finanziert. Vecco ist in der Förderung und Fertigung tätig und Eora Energy will Projekte entwickeln. Allegro Energy, vom deutschen Professor Thomas Nann gegründet, baut die erste wasserbasierte Redox-Flow-Batterie gemeinsam mit Origin am Standort des Kohlekraftwerks Eraring. Die Regierung in Western Australia schrieb 2025 eine Förderung für eine heimisch produzierte und in Kalgoorlie zu installierende VRFB aus. Ebenfalls von einem deutschen Professor (Thomas Maschmeyer) gegründet, entwickelt Gelion Sulfur-basierte Batterien (Na-S, Li-S) (BZE 2023; Börse Global 14.4.2026; Heynes 2.4.2026; Petty 22.10.2025; WA Gov 19.2.2026, Vorrath 5.12.2025,).

Weitere innovative Speichertechnologien werden ebenfalls erprobt. Die Firma Hydrostor entwickelt in Broken Hill (NSW) ein 200 MW / 1.600 MWh-Speicherprojekt mit Druckluftspeicherung (A-CAES) in einer ehemaligen Mine. Das australische Unternehmen Green Gravity testet in einem stillgelegten Kohlebergwerkschacht in NSW einen Gravitationspeicher. Die britische Firma Highview Power plant Flüssiglufte-Energiespeicher (LAES) in Queensland und die italienische Firma Energy Dome plant in Victoria eine CO<sub>2</sub>-Batterie (ARENA 2026; Huntsdale 19.9.2025; Highview 2026; Hill 25.2.2025).

Auch Wasserstoff kommt heute schon als Langzeitspeicher im Denham Hydrogen Microgrid in Western Australia zum Einsatz. Insbesondere für Microgrids, die heute Dieselgeneratoren als Back-up nutzen, ist die Speicherung von EE-Strom als Wasserstoff eine Option. Auch für Rechenzentren könnte Wasserstoff als Stromspeicher zukünftig genutzt werden, so wie z.B. von Intercontinental Energy und First Element Energy anvisiert (HyResource 20.10.2025; Intercontinental Energy 12.5.2026; First Element Energy 2026).

Australien fördert aktiv den Aufbau einer heimischen Batteriefertigung. Mit der 2024 verabschiedeten Nationalen Batteriestrategie und der Battery Breakthrough Initiative (BBI) stellt die Regierung über 500 Mio. AUD bereit, um Fertigungskapazitäten in den ertragreichsten Stufen der Wertschöpfungskette aufzubauen. Die BBI wird von Australian Renewable Energy Agency (ARENA) verwaltet und richtet sich an Unternehmen in der Herstellung von Aktivmaterialien, Batteriezellfertigung und der Montage. Als erste Firmen wurden im April 2026 PowerPlus Energy und Firebird Metals für die Förderung ausgewählt (PM Albanese 23.5.2024; ARENA 19.8.2025; ARENA 21.4.2026).

## 1.4 Marktteilnehmer

Auf dem australischen Batteriespeichermarkt sind unterschiedliche Marktteilnehmer aktiv, darunter spezialisierte Projektentwickler, traditionelle Gentaileer und staatliche Unternehmen. Zu den größten Entwicklern und Besitzern von Batteriekapazitäten zählen Akaysha Energy (im Besitz von BlackRock) und Neoen (im Besitz von Brookfield). Während die traditionellen Gentaileer EnergyAustralia, AGL und Origin Energy bei der Entwicklung von EE-Projekten keine dominante Rolle einnehmen, hat der Besitz von Batteriekapazitäten einen hohen Wert im Portfolio mit thermischen Erzeugungskapazitäten, daher besitzen alle drei Firmen nicht unerhebliche Kapazitäten (AEMO 2026a; Macdonald-Smith 3.7.2024).

Die folgende Übersicht zeigt die größten Portfolios in Betrieb und Bau (Neoen 2025; Akaysha 2026; Energy Australia 2026; Equis Energy 2026; Origin Energy 2026; AGL 2026; Synergy 2026; Hortop 19.12.2025):

- Neoen: 2.057,5 MW / 6.315,5 MWh in Betrieb und Bau
- Akaysha Energy: 1.936 MW / 5.292 MWh in Betrieb und Bau
- Equis Energy: 850 MW / 2.100 MWh in Betrieb und Bau
- Origin Energy: 1.000 MW / 3.770 MWh in Betrieb und Bau
- AGL: 1.050 MW / 3.050 MWh in Betrieb und Bau
- EnergyAustralia: 400 MW / 1.645 MWh in Bau
- Synergy: 825 MW / 3.500 MWh in Betrieb

Bei den Capacity Investment Scheme -Auktionen (siehe dazu Kapitel 2.3) waren weitere Projektentwickler erfolgreich, u.a. Lightsource bp, Atmos Renewables, ACenergy, Potentia Energy, Pacific Green. Neben RWE, das derzeit die erste 8-Stunden-Batterie baut, treibt auch der deutsche Projektentwickler Aquila Clean Energy mit 620 MW Batteriekapazität den Ausbau von Batteriespeichern in Australien voran (DCCEEW 12.12.2025; Aquila Clean Energy 2026).

Im Gegensatz zu Batteriespeichern sind die Besitzverhältnisse bei australischen Pumpspeichern überwiegend staatlich geprägt. Großprojekte wie Snowy 2.0 und Borumba werden von staatlichen Unternehmen (Snowy Hydro, Queensland Hydro) vorangetrieben. Auch das staatliche Unternehmen Hydro Tasmania kontrolliert rund 95% der Kapazität im Inselstaat. Private Entwickler wie Genex Power (Kidston PSW in Queensland) und ACEN (Phoenix PSW in NSW) bilden die Ausnahme und benötigen zur Finanzierung staatliche Unterstützung in Form von Krediten, Zuschüssen oder Erlösgarantien wie das NSW Long-Term Energy Service Agreement (LTESA) (Nelson et al. 2025; McDonald 2025; ACEN 6.2.2026; Ludlow 6.6.2021).

## 1.5 Deutsche Technologie und Unternehmen

Der Speichermarkt in Australien bietet vielfältige Geschäftsmöglichkeiten für deutsche Unternehmen. Während im Bereich Batteriezellproduktion asiatische Hersteller dominieren, stellt die deutsche Firma SMA z.B. Wechselrichter her, die in vielen Batterieprojekten zum Einsatz kommen. Dabei bietet SMA auch netzbildende Wechselrichter (GFM) an, die mittlerweile Standard sind (siehe unten). Bei den bisher in Betrieb gegangenen GFM-Projekten sind allerdings GFM von Tesla, Power Electronics und EPC Power zum Einsatz gekommen. SMA ist für kommende Projekte, darunter die 300 MW Mortlake BESS von Origin Energy, als Lieferant vorgesehen. Auch in den Bereichen Automatisierungstechnik, Steuerungssysteme, Sicherheitstechnik, Brandschutz, Mess- und Prüftechnik gibt es viele deutsche Unternehmen, die im australischen Markt Fuß fassen könnten (Ekistica 2025; Freese 9.9.2025).

Bei Langzeitspeichern bieten sich vielfältige Chancen für innovative deutsche Technologien, Projektentwicklung und Bau. Für das Snowy 2.0 PSW-Projekt liefert Voith Hydro die Komponenten, die Firma ist auch stark in Tasmanien an der Modernisierung von Wasserkraftprojekten beteiligt. BASF vertrieb seine Natrium-Schwefel-Batterie (Na-S), die z.B. bei der Nickel-Kupfer-Kobalt-Mine von IGO zum Einsatz kommt, allerdings heute nicht mehr angeboten wird (Voith 17.4.20219, Energy Source and Distribution 4.4.2023).

Aquila Clean Energy und RWE entwickeln und investieren in Batteriespeicherprojekte, während deutsche Finanzinstitutionen bei der Finanzierung von Projekten beteiligt sind (siehe auch Briefing zu erneuerbaren Energien).

## 2 Erlösquellen und Finanzierung

### 2.1 Erlösquellen

Die Erlösstruktur für australische Batteriespeicher hat sich bis Ende 2025 grundlegend verändert: Während früher Netzdienstleistungen zur Frequenzhaltung (Frequency Control Ancillary Services, FCAS) die Haupteinnahmequelle darstellten, hat sich der Energiehandel (Energy Arbitrage) als primärer Treiber fest etabliert. Für die erste netzgebundene Großbatterie (Hornsedale Power Reserve in South Australia) machten FCAS 85% der Erlöse in den ersten 5 Jahren aus. Von Mai 2025 bis März 2026 waren dann aber die Erlöse aus dem Energiehandel dominant. Insgesamt hat die Hornsdale Batterie bis heute über 200 Mio. AUD mit FCAS und Energiehandel verdient und damit einen Höchstwert aufgestellt.

Die Bereitstellung von FCAS ist ein begrenzter Markt, es werden nur rund 1 GW gebraucht. Mit der wachsenden Batterieflotte sinken die anteiligen Erlöse daher. Deshalb konzentriert sich das Geschäft der Großbatterien zunehmend auf das Arbitrage-Geschäft und die Ausnutzung der hohen Intraday-Preisvolatilität im NEM. In Q4 2025 machte der Energiehandel im NEM fast 90% der Gesamterlöse aus, während der Anteil von FCAS auf 13% sank (Ha 9.10.2025; AEMO 2025a; NEMBESS 2026).

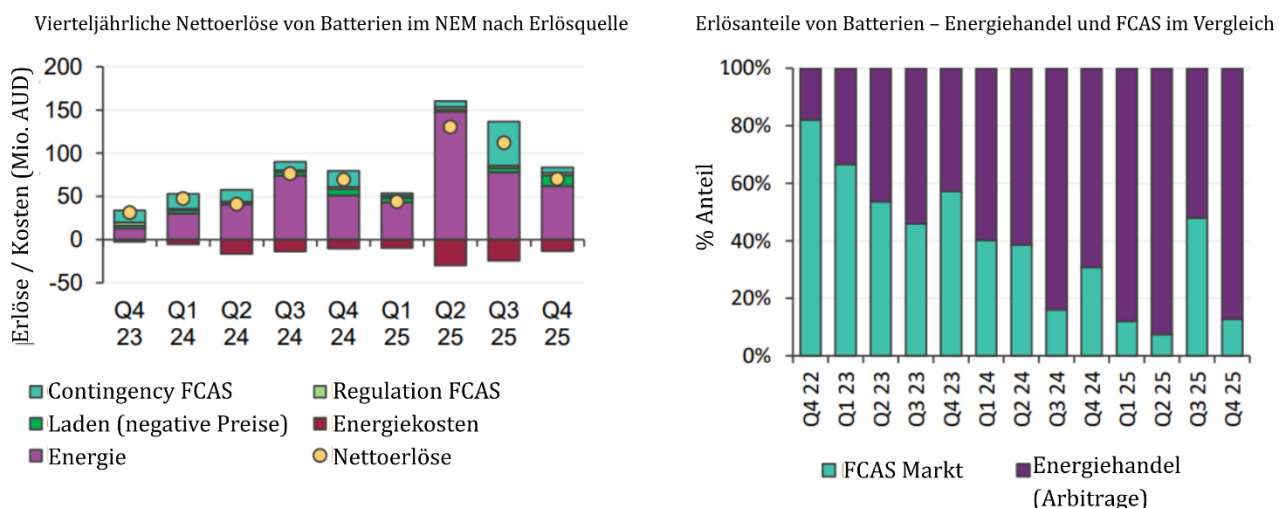


Abbildung 3: Wechsel von FCAS zu Energiehandel als primäre Erlösquelle von Batterien (AEMO 2025a)

Seit Juni 2025 gibt es mit den Frequency Performance Payments (FPP) eine weitere Einkommensquelle für Batterien. Das Instrument wird von AEMO genutzt, um die Kosten für FCAS zur Frequenzhaltung zu decken und die Bereitstellung von netzdienlichem Verhalten zur Frequenzhaltung zu belohnen. Dabei profitieren Batterien mit einer Auszahlung in Höhe von 3,8 Mio. AUD im Jahr 2025 im Vergleich zu anderen Technologien am stärksten (Lee 24.2.2026; Mcardle 24.3.2025; AEMO 2025a).

Der massive Ausbau der Speicherkapazitäten beginnt die Preissetzung im NEM strukturell zu verändern. Durch das Laden während der sonnenreichen Mittagsstunden und das Entladen während der abendlichen Nachfragespitzen tragen Batterien zur Glättung der Preisvolatilität bei. In Q4 2025 setzten Batterien in 25% der abendlichen Preisintervalle den Preis, anstelle von Gaskraftwerken und Wasserkraft. Tagsüber setzte die Batterieeinspeisung 20% der Zeit den Preis, ein deutlicher Anstieg im Vergleich zum Vorjahreszeitraum, wie in der folgenden Abbildung dargestellt. Dabei fielen die durchschnittlichen Preise deutlich, am meisten für die Einspeisung durch Batterien. Längerfristig wird, nicht nur für Australien, erwartet, dass die Margen mit zunehmendem Wettbewerb sinken und die Batterieflotte die Preisspreads nivelliert (AEMO 2025a; Baringa 17.9.2025; Hortop 19.12.2025).

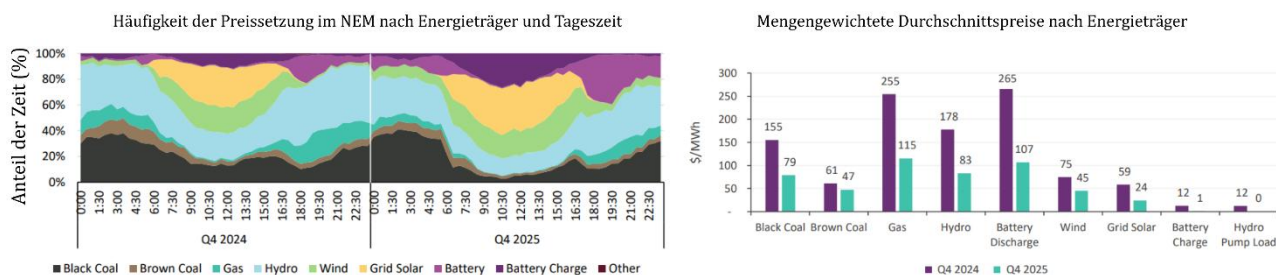


Abbildung 4: Preissetzung und Durchschnittspreise nach Energieträger – Vergleich Q4 2024 vs Q4 2025 (AEMO 2025a)

Die Erlöse sind insgesamt stark projektspezifisch und spiegeln unterschiedliche Risikotoleranzen, Betriebsansätze sowie betriebliche Einschränkungen der einzelnen Projekte und ihrer Betreiber wider. Je mehr Batteriespeicher ans Netz gehen, desto strategischer müssen Betreiber ihre Gebote gestalten und den Zielkonflikt zwischen einem niedrigen Gebot (mit höherer Dispatch-Sicherheit) und einem höheren Gebot (mit dem Risiko, nur teilweise oder gar nicht einspeisen zu können) abwägen. Hervorzuheben ist dabei die Co-Optimierung aller 10 FCAS-Märkte und des Energiehandels in 5-Minuten-Intervallen durch AEMO, sodass eine Batterie als Erzeuger und Last auf allen 11 Märkten gleichzeitig bieten und Erlöse „stacken“ kann. Das Bieten ist dabei hoch komplex und kurzfristig, bis 30 Sekunden vor Dispatch kann geboten werden. Eine optimale Einsatzplanung ist daher zentral, dafür kommt zunehmend sogenannte Autobidding-Software zum Einsatz; Marktführer ist Fluence (Lee 24.2.2026; Karimi-Arpanahi et al. 2024).

Batterien können dazu beitragen, Abregelung von Wind und Solar zu mindern, könnten zukünftig aber auch selbst abgeregelt werden. 2025 wurden Batterien aufgrund von Netzengpässen im Umfang von 91 GWh abgeregelt. Die Blyth BESS wurde 2025 substantziell in Perioden mit hohem Windaufkommen abgeregelt und die Capital BESS wurde von der AEMO Dispatch Engine in einem Hochpreisintervall zum Laden gezwungen (Lee 24.2.2026).

Bisher bieten 2-Stunden-Batterien die beste Balance zwischen Projektkosten und Erlöspotenzial, da mit der 2-Stundenspeicherdauer optimal am Intraday-Handel teilgenommen werden kann und die schnelle Leistungsbereitschaft für FCAS geeignet ist. Trotzdem ist die Finanzierung von Merchant-Batterien aufgrund der volatilen Erlösströme risikoreich und die meisten Banken fordern mindestens teilweise Absicherung über einen Vertrag mit einem Abnehmer. Dennoch erreichen auch Merchant-Batterien FID, wie die Bungama BESS von Amp Energy mit 250 MW / 500 MWh im Februar 2025 (Ha 9.10.2025, Nexa Advisory, CEIG 2024, McDonald 2025).

Weitere Details zur Finanzierung und der Beteiligung von deutschen Finanzinstitutionen sind im Briefing zu erneuerbaren Energien zu finden.

## 2.2 Vertragliche Strukturen

Da FCAS und Arbitrage unsicher und über die Jahre stark variabel sind, sichern sich die meisten Batteriebetreiber über Tollingverträge und andere Vertragsstrukturen ab, die zwar das Upside-Potenzial der Besitzer mindern, aber dafür Risiken reduzieren und Finanzierung ermöglichen. Vertragspartner sind dabei insbesondere Gentailer und Retailer, Industriekunden sowie Handelshäuser (Core Markets 31.3.2025).

Tolling-Vereinbarungen sichern den Besitzern von Batteriespeichern durch feste Zahlungen stabile Einnahmen, während der Abnehmer im Gegenzug bestimmte Nutzungsrechte erhält. Beim klassischen physischen Tolling, das bis 2023 fast alle Abnahmeverträge im australischen Markt ausmachte, übernimmt der Abnehmer die volle Kontrolle über den tatsächlichen Betrieb und den Handel der Batterie. Dabei variieren die Laufzeiten solcher Verträge. Während Origin Energy sich über einen 12-Jahresvertrag die Kapazität der Supernode-Batterie von Quinbrook in Queensland sicherte, unterzeichnete Shell Energy einen Tollingvertrag über 20 Jahre für die Rangebank BESS in Victoria. Heute werden allerdings kaum noch physische Tollingverträge abgeschlossen (Ha 9.10.2025; Energy Insiders 4.8.2025; Hortop 16.9.2025; Quinbrook 17.2.2026; Shell Energy 3.1.2024).

Virtuelle Tollingverträge gewinnen zunehmend an Popularität, u.a. da Abnehmer bei virtuellen Tollingverträgen keine Asset-Kontrolle haben und sie die Batterien aus buchhalterischen Gründen nicht bilanzieren müssen. Dabei

erhält der Abnehmer gegen feste Zahlungen den finanziellen Wert nominierter Handelsgeschäfte, während die operativen Entscheidungen weiterhin beim Besitzer der Batterie verbleiben. Ein Beispiel ist der Vertrag zwischen Akaysha Energy und EnergyAustralia (200 MW für 4 Stunden), bei dem Akaysha fiktive Gebote des Abnehmers für die Orana BESS entgegennimmt und diese in die eigene Handelsstrategie integriert. Virtuelle Tolls werden sehr verschieden ausgestaltet. Einige Ausprägungen können risikoreicher als physisches Tolling sein, wenn die nominierten Handelsgeschäfte nicht durchgeführt werden können oder der Eigentümer darauf wettet, erfolgreicher zu handeln als der Abnehmer (Ha 9.10.2025; Energy Insiders 4.8.2025; Hortop 16.9.2025; Energy Australia 15.7.2024).

Finanzielle Derivateverträge entwickeln sich laufend weiter. Es gibt hybride Power Purchase Agreements (PPAs), bei denen Batterien und EE-Erzeugung zu einem stabilen Erzeugungsprofil zusammengefasst werden. Die Batterie stützt dabei die Einspeisung so ab, dass das Portfolio pro gelieferter MWh deutlich höhere Preise erzielt, als dies bei reiner EE-Erzeugung möglich wäre. BHP unterschrieb einen entsprechenden Vertrag für die Olympic Dam-Mine mit Neoen, wofür die Windfarm Goyder South und die Blyth BESS in South Australia eingesetzt werden. Außerdem etablieren sich verschiedene Absicherungsverträge (Revenue Share/Swaps), bei denen das Preisrisiko geteilt wird. Beispiele sind die Revenue Swaps von Akaysha Energy mit den Handelshäusern Gunvor und Re2 Capital für die Ulinda Park BESS und Brendale BESS in Queensland. Im August 2025 unterzeichneten ENGIE und AGL den ersten virtuellen Tollingvertrag, der unabhängig von einem physischen Asset ist. Sehr populär sind auch Capacity Swaps, bei denen der Abnehmer den Wert der Handelsgeschäfte für eine bestimmte Kapazität der Batterie erhält. Der Betrieb der Batterie bleibt beim Besitzer (Hortop 16.9.2025; BHP 3.11.2022; Akaysha Energy 21.2.2025; Jones et al. 26.3.2026; Jones 6.8.2025).

Außerdem werden Verträge mit AEMO oder den Übertragungsnetzbetreibern (TNSPs) für netzdienliches Verhalten geschlossen. Mit den System Integrity Protection Schemes (SIPS) wird den TNSPs ermöglicht, das bestehende Netz stärker auszulasten, in dem die Batterie im Fall einer Störung durch Lastabwurf oder Einspeisen schnell reagiert. So wurden die Victorian Big Battery (urspr. Neoen, heute HMC Capital) und die Waratah Super Battery (von Akaysha Energy) unter Vertrag genommen. Im Rahmen des Sicherheitsrahmens im NEM und WEM werden von AEMO und den TNSPs auch weitere essenzielle Systemdienstleistungen (essential system services, ESS) unter Vertrag genommen, darunter Trägheit (inertia), Systemstärke (system strength) und Spannungsregelung (voltage control). Beispiele sind die Koorangie BESS von Edify in Victoria, die Systemstärke bereitstellt und die Collie-Batterie von Neoen mit einem Vertrag zu Bereitstellung von ESS für den WEM. Mehr dazu im Kapitel zur Systemsicherheit (Ha 9.10.2025; VIC Government 2026; AER 2026; Edify Energy 2025; Neoen 2024).

## 2.3 Förderung von großen Batterien

Ein großer Teil der Batterieprojekte erhält über eines von mehreren staatlichen Programmen Unterstützung. Das größte Programm ist das Capacity Investment Scheme (CIS), welches neben dem Ausbau von 26 GW EE-Erzeugung auch 14 GW an Speicherkapazität anreizt. Es funktioniert über 15-jährige Differenzverträge (CISAs), bei denen die Regierung 90% der Einnahmeverluste unter einer Erlösgrenze deckt, während sie bei Überschreiten einer Obergrenze 50% der Mehrerlöse erhält. Eine Analyse von Ende 2025 zeigt, dass von den 6,7 GW Batteriekapazität, die seit Juli 2022 FID erreichten, 31,1% einen staatlichen Absicherungsvertrag hatten – über das CIS oder eine bundesstaatliche Regierung. Auf bundesstaatlicher Ebene gibt es die Long-term Energy Service Agreements (LTESA) in New South Wales und die Firm Energy Reliability Mechanism (FERM)-Auktionen in South Australia. Beide sind ähnlich dem CIS und garantieren Mindesterloße für einen Teil der Mehrerlöse (DCCEEW 12.12.2025; Lee 14.11.2025; ASL 2026).

Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über die abgeschlossenen und geplanten Auktionen in allen drei Instrumenten für die bereits kontrahierte und geplante Speicherkapazität. Der Großteil der bisher vergebenen Kapazitäten in Höhe von knapp 15 GW wurde von Batteriebetreibern gewonnen.

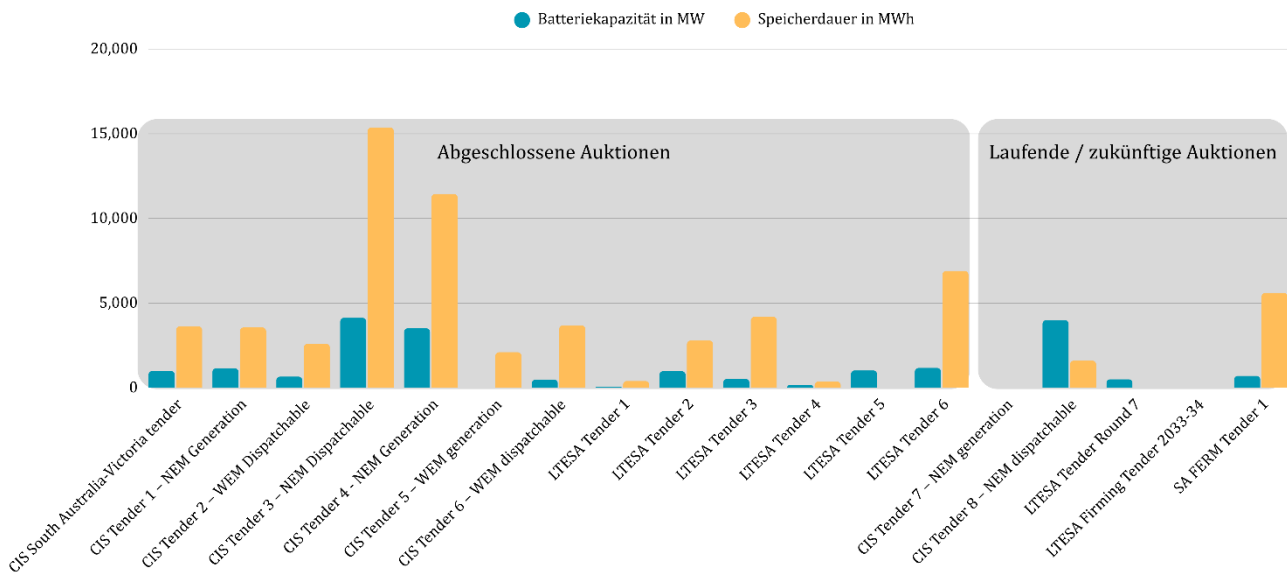


Abbildung 5: Überblick Speicherkapazitäten in abgeschlossenen und laufenden / zukünftigen CIS, LTESA und FERM Auktionen

Auch über die nationalen Förderinstitutionen ARENA und CEFC werden Großbatterien gefördert. ARENA förderte acht Batterien mit netzbildenden Wechselrichtern (grid-forming inverters) mit 176 Mio. AUD, darunter Projekte von AGL, Neoen, Origin und Tag Energy. CEFC vergibt konzessionäre Finanzierung, z.B. an die Waratah Super Battery von Akaysha und die Hornsdale Power Reserve (ARENA 17.12.2022; CEFC 2026).

## 2.4 Förderung von kleinen Batterien

Die australische Regierung fördert Heimspeicher seit Juli 2025 über das „Cheaper Home Batteries Program“, das Haushalten und kleinen Unternehmen einen Direktrabatt von rund 30% auf die Installationskosten gewährt. Bei einer 11,5-kWh-Batterie entspricht dies einer Ersparnis von bis zu 4.000 AUD. Für die Umsetzung des Programms wurde das Small-Scale Renewable Energy Scheme (SRES, siehe auch Briefing zu erneuerbaren Energien) erweitert. Allerdings werden die durch die Installation von Batterien generierten STCs nicht gehandelt und auch nicht dem *Small Technology Percentage* (STP) zugerechnet. Stattdessen kauft die föderale Regierung alle durch die Installation von Batterien generierten STCs auf (DCCEE 20.5.2025; CEC 2026a).

Die Nachfrage übertraf die ursprünglichen Erwartungen deutlich; wie bereits erwähnt, waren bis Ende März bereits 7,7 GWh Speicherkapazität installiert. Die ursprünglich auf 2,3 Mrd. AUD veranschlagten Programmkosten wurden im Dezember 2025 auf 7,2 Mrd. AUD angehoben. Das Programm läuft bis 2030, mit jährlich sinkenden Fördersätzen. Qualitätssicherung bleibt eine Herausforderung: mehr als 60% der stichprobenartig geprüften Installationen wurden als mangelhaft eingestuft. Kritik gibt es allerdings von Seiten der Industrie, die bemängelt, dass das Programm nicht strategisch genug eingesetzt werde. Nur etwa 4% der installierten Batterien sind Teil einer Virtual Power Plant (VPP) und können somit zur Netzstabilität beitragen (DCCEE 13.2.2026; AFR 2026; Langdon 17.4.2026; CER 8.4.2026; Delaney 7.10.2025).

Ergänzend werden über das Community Battery-Programm netzgekoppelte Batteriespeicher auf Verteilnetzebene mit 200 Mio. AUD gefördert, die mehreren Haushalten gemeinsam zugutekommen. Das Ministerium für Industrie und Ressourcen (DISR) und ARENA vergeben die Zuschüsse. In einer ersten Runde wurden von ARENA 318 Batterien mit 171 Mio. AUD gefördert. Eine zweite Förderrunde wurde 2025 ausgeschrieben (DCCEE 8.4.2026).

## 2.5 Wirtschaftlichkeit von Langzeitspeichern

Bei Langzeitspeichern (LDES), inklusive Pumpspeichern, 8+-Stunden-Batterien und neue Technologien, ergeben sich Herausforderungen bei der Wirtschaftlichkeit. Dass ausreichend Kapazität benötigt wird, um länger anhaltende Dunkelflauten abzusichern und die Notwendigkeit von Gaskraftwerken zu reduzieren, ist bekannt.

Trotz der technologischen Reife werden PSW aufgrund der langen Bauzeiten und der hohen Kapitalkosten im volatilen NEM Spotmarkt wie oben beschrieben nicht privat finanziert. PSW-Projekte werden fast ausschließlich durch staatliche Akteure, wie Snowy Hydro, oder über langfristige, staatlich abgesicherte Abnahmeverträge, wie z.B. den 40-Jahresvertrag des Kidston PSW mit Energy Australia, realisiert. Auch 8+-Stunden-Batterien hängen von staatlichen Programmen ab, die explizit lange Speicherdauern in den Blick nehmen. Das NSW LTESA-Programm hat das spezifische Ziel von 2 GW / 16 GWh bis 2030 und das SA FERM lässt nur Speicher ab 8 Stunden zu. Laut einer Studie aus dem Jahr 2025 liegen die Erlöslücken für 8+-Stunden-Batterien im NEM zwischen 110-199 AUD / MWh, deutlich höher als für PSW, die allerdings auch Erlöslücken von 4-46 AUD / MWh aufweisen. Der Reformvorschlag des NEM sieht die Etablierung des Electricity Services Entry Mechanism (ESEM) vor, mit dem über langlaufende und zentral ausgeschriebene Verträge der Zubau direkt angereizt werden könnte (NSW Government 2026; Macdonald 2025; Nelson et al. 2025).

# 3 Regulatorisches Rahmenwerk

## 3.1 Genehmigungsprozess

Das australische Genehmigungssystem unterscheidet zwischen föderaler und bundesstaatlicher Ebene. Großbatterien durchlaufen grundsätzlich dieselben Verfahren wie Wind- und Solarprojekte. Dabei sind Batterien bei den bundesstaatlichen Genehmigungen im Durchschnitt schneller als Solar- und Windprojekte, die individuellen Anforderungen und Wartezeiten hängen aber stark von Bundesstaat und Projektgröße ab. Die Genehmigung unter dem föderalen EPBC-Gesetz dauert hingegen mit 12 Monaten länger als für Solarprojekte. Im März 2026 erhielt das Supernode-Batterieprojekt allerdings nach nur 41 Tagen die EPBC-Genehmigung und insgesamt sollte sich der Prozess mit der EPBC-Reform vereinfachen (Matthews 7.7.2025; Prokuda 16.5.2025; Williamson 19.3.2026).

## 3.2 Marktregistrierung und Netzanschluss

Im Jahr 2021 legte die Australian Energy Market Commission (AEMC) nach Regeländerungsvorschlag von AEMO neue Regeln für die Integration von Speichern in den NEM fest. Dabei wurde die Kategorie des Integrated Resource Provider (IRP) für Assets mit bidirektionalen Energieflüssen definiert, zuvor mussten Speicher separat als Erzeuger und als Last im NEM registriert werden. Die Regeländerung befasste sich nicht mit den Netzentgelten für Speicher. Übertragungsnetzentgelte (Transmission Use of System, TUoS) werden von den Stromabnehmern (Retailer, große Industrie) bezahlt, im Gegensatz zu Erzeugern, die von den TUoS ausgenommen sind. Dabei ist bislang keine eindeutige Regelung für Batterien geschaffen worden, die AEMC legt es TNSPs lediglich nahe keine TUoS zu erheben. Bisher können Batterien mit den TNSPs individuelle Vereinbarungen aushandeln, die gemeinhin dazu führen, dass keine TUoS gezahlt werden müssen. Die Verhandlungsposition wird dadurch gestärkt, dass Batterien geographisch flexibel sind und mit mehreren TNSPs verhandeln können (Nexa CEIG 2024; AEMC 2.12.2021; Parkinson 30.11.2021; Axup 23.2.2022).

Der Netzanschlussprozess mit AEMO und dem zuständigen TNSP verläuft wie für EE-Projekte und ist komplex, teuer und zeitintensiv. Neoen und Akaysha Energy berichten von Prozessen, die aufgrund der strengen Standards über ein Jahr dauern. Entsprechend wächst die Pipeline der Projekte, die auf einen Netzanschluss warten, stetig an. Im März 2026 umfasst die Pipeline 67 GW an Projekten, davon rund die Hälfte Batterien. Eine im August 2025 in Kraft getretene Reform zu den technischen Zugangsstandards soll den Prozess vereinfachen (Parkinson 5.5.2024; SA Power Networks 17.9.2025; AEMO 2026b; AEMC 22.5.2025; Axup et al. 11.2.2026).

Auf der Verteilnetzebene ist die Lage noch einmal anders und es gibt einige Kritik an der Tatsache, dass der Prozess für die beiden Ebenen nicht einheitlich ist. Für den Verteilnetzanschluss müssen die regulierten Netzentgelte (Distribution Use of System, DUoS) gezahlt werden, die aus einem festen Tarif für die Netto-Last sowie aus einer Gebühr für die Zeiträume besteht, in denen die Batterie die Spitzenlast ausgelöst hat. Außerdem kommen auf Verteilnetzebene Umlagen für bundesstaatliche Programme dazu. Das ist der Hauptgrund, dass sich bisher keine Großbatterien ans Verteilnetz angeschlossen haben. Eine weitere Rolle spielt, dass man beim Verteilnetz hinsichtlich der Leistung der Batterie beschränkt sein kann und es ggf. weniger geeignete Flächen gibt (AER 12.5.2025; SA Power Networks 17.9.2025).

Der Verteilnetzbetreiber Ausgrid arbeitet momentan am ersten Anschluss von zwei großen Batterien ans Verteilnetz, in Sydney und Newcastle (jeweils 200 MW / 400 MWh). Aufgrund der Ringfencing Guidelines werden die beiden Batterien von einer ausgegründeten Firma besessen und betrieben werden (Williamson 4.11.2024).

### 3.3 Entflechtung

Hinzu kommt der Umstand, dass die DNSPs selbst Batteriebetreiber sein können und sich dabei ggf. bessere Konditionen verschaffen. Obwohl TNSPs und DNSPs entflochten sind und den sogenannten Ring-Fencing Guidelines unterliegen, können beide Ausnahmegenehmigungen für Nicht-Netzdienste erhalten. 2023 erteilte der Australian Energy Regulator (AER) sogar eine pauschale Ausnahmegenehmigung für DNSPs, um im Rahmen des staatlichen Community Battery-Programms in netzangeschlossene Batterien auf Verteilnetzebene zu investieren, diese zu besitzen und zu betreiben. Diese Aufweichung der Entflechtungsregeln wird von einigen Akteuren stark kritisiert und ist aktuell auch im Zusammenhang mit weiteren Ausnahmen Gegenstand kontroverser Diskussionen. Auch TNSPs besitzen vereinzelt Batterien, z.B. AusNet in Victoria (Thomastown BESS und Ballarat BESS) (Nexa 2024; Williamson 17.3.2026; Vorrath 14.4.2026; AEMO 2026a).

# 4 Rolle für Systemsicherheit

## 4.1 Systemdienstleistungen für Systemsicherheit

Mit dem Übergang zu einem von Wechselrichtern dominierten Stromsystem ergeben sich Herausforderungen für die ausreichende Bereitstellung einiger Systemdienstleistungen (Essential System Services, ESS). Zu den ESS zählen Frequenzregelung, Trägheit, Systemstärke, Spannungsregelung und Systemwiederherstellung. Dabei gibt es nur für Frequenzregelung etablierte Märkte (FCAS), in denen Batterien schon sehr aktiv sind. Für Spannungsregelung und Systemwiederherstellung werden bilaterale Verträge geschlossen. Größere Aufmerksamkeit kommt nun Trägheit und Systemstärke zu, die historisch als Beiprodukt thermischer Kraftwerke kostenlos zur Verfügung standen und mit der Abschaltung von Kohlekapazitäten anders zur Verfügung gestellt und entlohnt werden müssen (Nelson et al. 2025).

Mehrere Technologien sind in der Lage, ESS in einem von Wechselrichtern dominierten System bereitzustellen. Batterien, die mit netzbildenden Wechselrichtern (Grid-Forming Inverters, GFM) ausgestattet sind, stellen die vielseitigste Option dar. Ihre schnelle Reaktionsfähigkeit und Flexibilität ermöglichen es GFM, eine breite Palette von Netzanforderungen neben FCAS zu erfüllen. Synchronkondensatoren (Syn Cons) sowie Gasturbinen mit Kupplung können diese Dienste ebenfalls erbringen und gelten als bewährte, kommerziell etablierte Technologien (Karimi-Arpanahi et al. 2024; AEMO 2025d).

Über die ESS-Bereitstellung hinaus können BESS zwei weitere Systemfunktionen übernehmen, die für Australiens solarintensives Netz besonders relevant sind. Erstens fungieren sie als steuerbare Last: Übersteigt die Einspeisung von Solardachanlagen die Nachfrage, nehmen BESS überschüssige Energie auf und tragen so zur Einhaltung der Mindestlastanforderungen (Minimum System Load, MSL) bei. Zweitens können großskalige Batterien als Stoßdämpfer für das Stromnetz wirken. Die Waratah Super Battery in New South Wales ist ein prominentes Beispiel für eine Anlage, die gezielt für diese stabilisierende Funktion ausgelegt wurde (oben beschriebener SIPS-Vertrag mit dem TNSP).

## 4.2 Netzbildende Wechselrichter (GFM)

GFM sind zentral für die zukünftige Systemsicherheit und Australien hat sich als globaler Vorreiter bei der Einführung positioniert. Dabei ist der Umfang zu dem GFM Systemdienstleistungen, insbesondere Trägheit und Systemstärke, erfüllen können, noch in Diskussion. AEMO und die TNSPs bauen durch laufende GFM-BESS-Projekte und separate Pilotversuche weiterhin Vertrauen in das zuverlässige Verhalten von GFM unter allen Systembedingungen auf. Die Bereitstellung von Kurzschlussstrom für den Netzschutz (protection quality fault current) bleibt nach Einschätzung von AEMO eine entscheidende technische Einschränkung, eine Herausforderung, die Syn Cons und Gaskraftwerke mit Kupplung in diesem Ausmaß nicht aufweisen (AEMO 2025d; ARENA 19.11.2025). Die nächste Abbildung gibt einen Überblick über die GFM-Kapazitäten in Betrieb, Bau und Planung im NEM sowie im WEM.

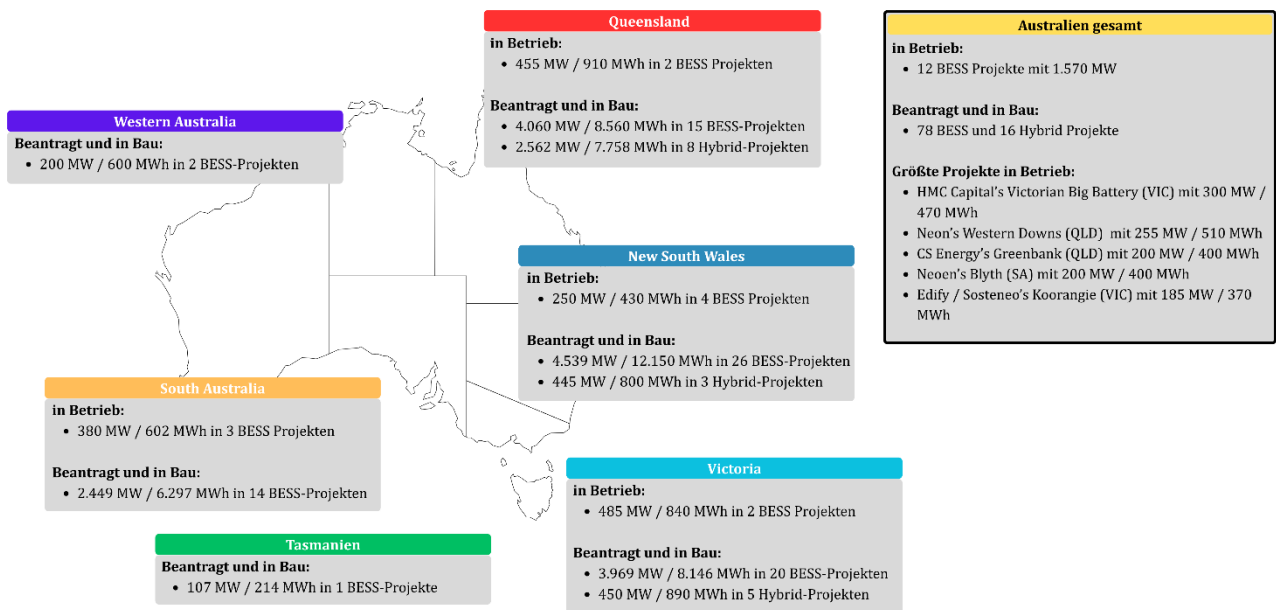


Abbildung 6: GFM-Kapazitäten in Betrieb und Planung in NEM und WEM (AEMO 2025d; Freese 9.9.2025)

Australiens Vorgehen bei der Einführung von GFM zeichnet sich durch aktive Wissensgewinnung und gezieltes Lernen aus. Operative GFM-BESS-Projekte wurden von ARENA oder staatlichen Regierungen gefördert; ARENA stellt gewonnene Erkenntnisse aus diesen Projekten öffentlich zur Verfügung<sup>1</sup>. AEMO entwickelt den technischen Rahmen für GFM kontinuierlich weiter und plant derzeit – in einem weltweiten Pilotversuch – den Betrieb eines Inselnetzes mit einer Leistung von über 100 MW ohne jegliche synchrone Erzeugungskapazität (ARENA 19.11.2025; AEMO 2026c).

### 4.3 Regulatorischer Rahmen und Marktdesign für ESS

AEMO veröffentlichte im Dezember 2025 den jährlichen „Transition Plan for System Security“, der als Fahrplan für den Übergang zu einem wechselrichterbasierten System dient. AEMO und die TNSPs sind für die Beschaffung der erforderlichen Dienstleistungen zuständig, teils mit staatlicher Unterstützung, sowie für die Schaffung der technischen Voraussetzungen zur Integration neuer Kapazitäten. Die AEMC legt die dafür maßgeblichen Regeln fest. Dabei laufen derzeit mehrere technische und regulatorische Reformen bei AEMO und AEMC, um zukünftige ESS sicherzustellen (AEMO 2025d; Nelson et al. 2025).

Für Investitionen in GFM-Technologie hat sich mittlerweile ein klarer kommerzieller Anreiz herausgebildet. Die Einführung von Systemstärkeentgelten im Jahr 2021 schuf einen finanziellen Anreiz für neue BESS-Projekte: Sie müssen entweder eine Ausgleichszahlung leisten oder durch netzbildende Fähigkeiten aktiv zur Systemstärke beitragen. Netzfolgende Technologie wurde damit mit einem kommerziellen Nachteil belegt. Längerfristig könnte GFM-Fähigkeit zur Voraussetzung für den Netzanschluss werden (Ekistica 2025).

Die Vergabe von Verträgen zur Erbringung von ESS an Batterien ist bereits im Gang, auch wenn ein formeller ESS-Markt abseits von FCAS bislang nicht existiert. Die Hornsdale Power Reserve von Neoen in South Australia wurde 2022 als weltweit erstes BESS-Projekt für die Bereitstellung von Trägheit zugelassen. Die Batterie Koorangie schloss 2025 einen Vertrag zur Erbringung von Systemstärke mit AEMO. Im März 2026 veröffentlichte Transgrid eine Shortlist mit neun Batterien zur Bereitstellung von Systemstärke im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens; bis 2033 sollen insgesamt 5 GW BESS-Kapazität unter Vertrag genommen werden. Auch für MSL schloss AEMO bereits Verträge mit BESS-Betreibern in Victoria und South Australia ab (Ekistica 2025; Neoen 2022; Williamson 23.7.2025; Transgrid 26.3.2026; AEMO 2025d).

Im Rahmen der laufenden NEM-Reform wurde im Abschlussbericht kritisiert, dass u.a. aufgrund schwacher Preissignale und fragmentierter Prozesse nicht genug in ESS investiert wird. Zudem wird vorgeschlagen, ESS-

<sup>1</sup> Zum Beispiel hier: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/ekistica-arena-grid-forming-battery-portfolio-series/>

Beschaffung stärker zu koordinieren. Projekte, die über den geplanten Electricity Services Entry Mechanism (ESEM) gefördert werden, sollen idealerweise auch ESS über Sekundärverträge mit TNSPs oder AEMO bereitstellen (Nelson et al. 2025).

## 5 Quellenverzeichnis

ACEN 6.2.2026: First LTESA-backed Pumped Hydro project receives CSSI status, link: <https://acenrenewables.com.au/2026/02/first-ltesa-backed-pumped-hydro-project-receives-cssi-status/>

AEMC 22.5.2025: AEMC modernises grid connection rules to accelerate energy transition, manage AI boom, link: <https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/aemc-modernises-grid-connection-rules-accelerate-energy-transition-manage-ai-boom>

AEMC 2.12.2021: Integrating energy storage systems into the NEM, link: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/integrating-energy-storage-systems-nem>

AEMO 2026a: NEM Generation information publications, link: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/forecasting-and-planning-data/generation-information>

AEMO 2026b: NEM Connection Scorecard – Mar 2026, link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/network\\_connections/connections-scorecard/2026/march-2026.pdf?rev=1b95a41bc277479e9832cdc9e361bf81&sc\\_lang=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/network_connections/connections-scorecard/2026/march-2026.pdf?rev=1b95a41bc277479e9832cdc9e361bf81&sc_lang=en)

AEMO 2026c: Zero Synchronous Generation Trail, link: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/transition-planning/transitional-services---type-2-services/zero-synchronous-generation-trial>

AEMO 2025a: Quarterly Energy Dynamics Q4 2025, link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2025/qed-q4-2025.pdf?rev=b29ae0bd014c48f59a259009d246280f&sc\\_lang=en&hash=49B19FB5A8783BBD5BF435153C523905](https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2025/qed-q4-2025.pdf?rev=b29ae0bd014c48f59a259009d246280f&sc_lang=en&hash=49B19FB5A8783BBD5BF435153C523905)

AEMO 2025b: WEM Electricity Statement of Opportunities, link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/planning\\_and\\_forecasting/esoo/2025/2025-wem-electricity-statement-of-opportunities.pdf?rev=7a49c28460ed47629abf2a8aaf7b8f50&sc\\_lang=en&hash=704B11F813C19BC48D87645748BBC9FC](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/planning_and_forecasting/esoo/2025/2025-wem-electricity-statement-of-opportunities.pdf?rev=7a49c28460ed47629abf2a8aaf7b8f50&sc_lang=en&hash=704B11F813C19BC48D87645748BBC9FC)

AEMO 2025c: Draft 2026 Integrated System Plan, link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/draft-2026/draft-2026-integrated-system-plan.pdf?rev=8e38a5150ec2474791ee573a9981f07c&sc\\_lang=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/draft-2026/draft-2026-integrated-system-plan.pdf?rev=8e38a5150ec2474791ee573a9981f07c&sc_lang=en)

AEMO 2026d: 2025 Transition Plan for System Security, link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/tpss/2025-transition-plan-for-system-security.pdf?rev=c418ef08855440f89b93ea5f07fe895f&sc\\_lang=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/tpss/2025-transition-plan-for-system-security.pdf?rev=c418ef08855440f89b93ea5f07fe895f&sc_lang=en)

AER 2026: Waratah Super Battery – SIPS battery service, link: <https://www.aer.gov.au/industry/registers/determinations/waratah-super-battery-sips-battery-service>

AER 12.5.2025: Ausgrid - 2025–26 pricing proposal, link: <https://www.aer.gov.au/industry/networks/pricing-proposals/ausgrid-2025-26-pricing-proposal>

AGL 2026: Operations, link: [https://www.agl.com.au/about-agl/operations/pipeline-projects?srsltid=AfmBOornv00bA3DYvL\\_P9moPZsEF4Bcog1Lp-sOuRaEtO\\_hzqseNLvsW](https://www.agl.com.au/about-agl/operations/pipeline-projects?srsltid=AfmBOornv00bA3DYvL_P9moPZsEF4Bcog1Lp-sOuRaEtO_hzqseNLvsW)

Akaysha 2026: Projects, link: <https://akayshaenergy.com/projects>

Akaysha Energy 21.2.2025: Akaysha Energy and Gunvor Group sign landmark offtake agreement for Australian large scale battery storage, link: <https://akayshaenergy.com/news/akaysha-energy-gunvor-group-sign-offtake-agreement>

Aquila Clean Energy 2026: Aquila Clean Energy APAC, link: <https://www.aquila-clean-energy-apac.com/>

ARENA 2026: Hydrostor – Broken Hill Advanced Compressed Air Energy Storage Demonstration, link: <https://arena.gov.au/projects/hydrostor-broken-hill-advanced-compressed-air-energy-storage-demonstration/>

ARENA 21.4.2026: Australian battery innovation gets boost with ARENA funding, link: <https://arena.gov.au/news/australian-battery-innovation-gets-boost-with-arena-funding/>

ARENA 19.11.2025: Australia's Grid-Forming Battery Revolution: From Pilot Projects to Global Leadership, link: <https://arena.gov.au/blog/australias-grid-forming-battery-revolution-from-pilot-projects-to-global-leadership/>

ARENA 19.8.2025: Supercharging battery manufacturing in Australia, link: <https://arena.gov.au/news/supercharging-battery-manufacturing-in-australia/>

ARENA 17.12.2022: ARENA backs eight grid scale batteries worth \$2.7 billion, link: <https://arena.gov.au/news/arena-backs-eight-grid-scale-batteries-worth-2-7-billion/>

ASL 2026: Tenders, link: <https://asl.org.au/tenders>

Axup et al 11.2.2026: A year of regulatory reform in the NEM and what it means for you in 2026, link: <https://www.allens.com.au/insights-news/insights/2026/02/a-year-of-regulatory-reform-in-the-nem-and-what-it-means-for-you-in-2026/#anchor2>

Axup 23.2.2022: Big batteries – charging up for 2022, link: <https://www.allens.com.au/insights-news/insights/2022/02/Big-batteries-charging-up-for-2022/>

Baringa 17.9.2025: Battery Energy Storage Market Scanning Report, link: <https://www.baringa.com/en/insights/low-carbon-capital/bess-market-scanning-report/>

BHP 3.11.2022: New wind and battery project in South Australia, link: <https://www.bhp.com/news/media-centre/releases/2022/11/new-wind-and-battery-project-in-south-australia>

Blakers et al 21.9.2017: An atlas of pumped hydro energy storage. ARENA, ANU, link: <https://arena.gov.au/assets/2018/10/ANU-STORES-An-Atlas-of-Pumped-Hydro-Energy-Storage-The-Complete-Atlas.pdf>

Börse Global 14.4.2026: Australian Vanadium Aktie: Finanzierung steht, link: <https://www.ad-hoc-news.de/boerse/news/ueberblick/australian-vanadium-aktie-finanzierung-steht/69151575>

BZE 2023: Battery Supply Chains, link: <https://www.bze.org.au/research/report/battery-supply-chains>

CEFC 2026: Energy storage, link: <https://www.cefc.com.au/where-we-invest/investment-focus-areas/energy-storage/>

CER 8.4.2026: Solar battery inspection results report, link: <https://cer.gov.au/schemes/renewable-energy-target/small-scale-renewable-energy-scheme/small-scale-renewable-energy-systems/small-scale-renewable-energy-system-inspections/solar-battery-inspection-results-report>

Core Markets 31.3.2025: Modern BESS offtake agreements: A guide for project developers, investors and buyers, link: <https://coremarkets.co/insights/modern-bess-offtake-agreements-a-guide-for-project-developers-investors-and-buyers>

DCCEEW 8.4.2026: Community Batteries for Household Solar program, link: <https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/community-batteries>

DCCEEW 13.2.2026: Cheaper Home Batteries Program, link: <https://www.dcceew.gov.au/energy/programs/cheaper-home-batteries>

DCCEEW 12.12.2025: Capacity Investment Scheme, link: <https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/capacity-investment-scheme>

DCCEEW 20.5.2025: Discounted batteries for households through the Cheaper Home Batteries Program, link: <https://www.energy.gov.au/news/discounted-batteries-households-through-cheaper-home-batteries-program>

Delaney, Anne 7.10.2025: 'A colossal wasted opportunity': Reposit CEO slams federal cheaper home batteries scheme. Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/a-colossal-wasted-opportunity-reposit-ceo-slams-federal-cheaper-home-batteries-scheme/>

Edify Energy 2025: Koorangie Energy Storage System, link: <https://edifyenergy.com/project/koorangie-energy-storage-system/>

Ekistica 2025: Early findings from ARENA's second round of grid-forming battery projects, link: <https://arena.gov.au/assets/2025/10/ARENA-Grid-Forming-Battery-Portfolio-Series-Update-Report.pdf>

Energy Australia 2026: New energy projects, link: <https://www.energyaustralia.com.au/about-us/what-we-do/new-energy-projects>

Energy Australia 15.7.2024: EnergyAustralia locks in innovative storage offtake agreement with Akaysha Energy, link: <https://www.energyaustralia.com.au/about-us/media/news/energyaustralia-locks-innovative-storage-offtake-agreement-akaysha-energy>

Energy Insiders 4.8.2025: The making of Australia's biggest battery, link: <https://reneweconomy.com.au/energy-insiders-podcast-the-making-of-australias-biggest-battery/>

Energy Source and Distribution 4.4.2023: First sodium-sulfur NAS battery installed in Australia, link: <https://esdnews.com.au/first-sodium-sulfur-nas-battery-installed-in-australia/>

Equis 2026: Our portfolio, link: <https://www.equis.com.au/portfolio>

First Element Energy 2026: Home, link: <https://firstelementenergy.com.au/>

Freese 15.1.2026: The state of battery energy storage in the WEM, link: <https://modoenergy.com/research/en/australia-the-state-of-battery-energy-storage-in-the-wem>

Freese 9.9.2025: The rise of grid-forming batteries in the NEM, link: <https://modoenergy.com/research/australia-nem-grid-forming-battery-energy-storage-explainer>

Ha 9.10.2025: The hottest investment opportunity in the NEM. In The Energy, link: <https://theenergy.co/article/nem-batteries-market>

Heynes 2.4.2026: New vanadium flow battery player Eora Energy launches in Australia with mining and date centre focus. In Energy Storage news, link: <https://www.energy-storage.news/new-vanadium-flow-battery-player-eora-energy-launches-in-australia-with-mining-and-date-centre-focus/>

Highview 2026: Our projects, link: <https://highviewpower.com/projects/>

Hill 25.2.2025: Italian company behind "carbon dome" energy storage sets up a base in Melbourne. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/italian-company-behind-carbon-dome-energy-storage-sets-up-a-base-in-melbourne/>

Hortop 19.12.2025: 2025: What the year meant for battery energy storage in the NEM, link: <https://modoenergy.com/research/en/australia-nem-2025-battery-energy-storage-wrapped-bess-buildout>

Hortop 16.9.2025: The state of BESS offtakes in the NEM, link: <https://modoenergy.com/research/en/offtake-tolling-agreements-virtual-tolls-revenue-swap-bess-nem-explained>

Huntsdale 19.9.2025: Green Gravity secures old coal mine shaft to test gravitational energy storage. In ABC News, link: <https://www.abc.net.au/news/2025-09-19/green-gravity-deal-old-mine-shaft-gravitational-energy-storage/105782756>

HyResource 20.10.2025: Denham Hydrogen Demonstration Plant, link: <https://research.csiro.au/hyresource/denham-hydrogen-demonstration-plant/>

Intercontinental Energy 12.5.2026: InterContinental Energy's P2(H2)Node™ integrates AI data centre capability to deliver low cost, ultra-reliable green compute for Asia, link: <https://intercontinentalenergy.com/wp-content/uploads/2026/05/UK-FINAL-Node-Data-Centre-Press-Release-12-May-2026-rev-for-website.pdf>

Jones et al 26.3.2026: Part 2 - Unlocking energy investment at scale: contracts, infrastructure and market confidence, link: <https://www.allens.com.au/insights-news/insights/2026/03/part-2-unlocking-energy-investment-at-scale-contracts-infrastructure-and-market-confidence/#Footnotes>

Jones 6.8.2025: Allens advises ENGIE on virtual storage agreement with AGL, link: <https://www.allens.com.au/insights-news/news/2025/08/allens-advises-engie-on-virtual-storage-agreement-with-agl/>

Karimi-Arpanahi et al 2024: Battery Scheduling Optimisation in Energy and Ancillary Services Markets: Quantifying Unrealised Revenue in the Australian NEM, link: <https://dl.acm.org/doi/fullHtml/10.1145/3632775.3661960>

Langdon 17.4.2026: More than 60% of home battery installations inspected in Australia are 'substandard'. On the Conversation, link: <https://theconversation.com/more-than-60-of-home-battery-installations-inspected-in-australia-are-substandard-280449>

Lee 24.2.2026: The state-of-charge: the NEM's battery fleet crosses the chasm. WattClarity, link: <https://wattclarity.com.au/articles/2026/02/the-state-of-charge-for-2025-the-nems-battery-fleet-crosses-the-chasm/>

Lee 14.11.2025: Reflections from our presentation to the CEC this week: A stocktake on the CIS. On WattClarity, link: <https://wattclarity.com.au/articles/2025/11/reflections-from-our-presentation-to-the-cec-yesterday-a-stocktake-on-the-cis/>

Leitch 3.2.2026: Coal is adjusting but the market isn't waiting. On WattClarity, link: <https://wattclarity.com.au/articles/2026/02/coal-is-adjusting-but-the-market-isnt-waiting/>

Ludlow 6.6.2021: Taxpayers prop up Genex Power's pumped hydro project. In AFR, link: <https://www.afr.com/companies/energy/taxpayers-prop-up-genex-power-s-pumped-hydro-project-20210604-p57y3c>

Macdonald-Smith 3.7.2024: Why overseas money is pouring into Australian green energy. AFR, link: <https://www.afr.com/companies/energy/why-overseas-money-is-pouring-into-australian-green-energy-20240628-p5jpiz>

Matthews, Alice 7.7.2025: Not all renewable projects are created equal: Why approval times vary dramatically across Australia. Wattclarity, link: <https://wattclarity.com.au/articles/2025/07/not-all-renewable-projects-are-created-equal-why-approval-times-vary-dramatically-across-australia/>

Mcardle 24.3.2025: Two diagrams to help illustrate the changes coming with FPP (Frequency Performance Payments). In WattClarity, link: [https://wattclarity.com.au/articles/2025/03/about-fpp-changes-two-diagrams/?\\_gl=1\\*skux9g\\*\\_ga\\*MTI1NDM5MzA1OS4xNzc2ODI3ODc5\\*\\_ga\\_4ZTT9PF6TR\\*cze3NzY4Mjc4NzkkbzEkZzAkdDE3NzY4Mjc4NzkkajYwJGwwJGgw](https://wattclarity.com.au/articles/2025/03/about-fpp-changes-two-diagrams/?_gl=1*skux9g*_ga*MTI1NDM5MzA1OS4xNzc2ODI3ODc5*_ga_4ZTT9PF6TR*cze3NzY4Mjc4NzkkbzEkZzAkdDE3NzY4Mjc4NzkkajYwJGwwJGgw)

McDonald 2025: Investor confidence in Australia's National Electricity Market; energy storage systems and their barriers. Preprint, Griffith University

Nelson et al 2025: National Electricity Market wholesale market settings review, Final report, link: <https://www.energy.gov.au/sites/default/files/2025-12/national-electricity-market-wholesale-market-settings-review-final-report.pdf>

NEMBESS 2026: Revenue, link: <https://nembess.com/batteries>

Neoen 2025: Neoen delivers Western Downs Battery Stage 2 and launches Stage 3 in Queensland, Australia, link: <https://neoen.com/en/news/2025/neoen-delivers-western-downs-battery-stage-2-and-launches-stage-3-in-queensland-australia/>

Neoen 2024: Neoen to build its first long duration battery after winning a 197 MW contract in Western Australia, link: <https://neoen.com/es/innovations/neoen-builds-first-long-duration-battery-197mw-contract-western-australia/>

Neoen 2022: Neoen and Tesla deliver innovative inertia services at Hornsdale Power Reserve big battery in Australia, link: <https://neoen.com/en/innovations/neoen-tesla-deliver-innovative-inertia-services-hornsdale-power-reserve-big-battery-australia/>

Newman et al 12.12.2025: Big batteries are now outcompeting gas in the grid and gas rich Western Australia is at the forefront. The Conversation, link: <https://theconversation.com/big-batteries-are-now-outcompeting-gas-in-the-grid-and-gas-rich-western-australia-is-at-the-forefront-271753>

Nexa Advisory, CEIG 2024: Energy storage financeability in Australia, link: <https://www.ceig.org.au/wp-content/uploads/2024/03/Nexa-Advisory-Energy-Storage-Financeability-in-Australian-March-2024.pdf>

NSW Government 2026: Electricity Infrastructure Roadmap consultations, link: <https://www.energy.nsw.gov.au/nsw-plans-and-progress/regulation-and-policy/public-consultations/electricity-infrastructure>

NSW Government 31.5.2024: NSW powers ahead with biggest energy storage tender, link: <https://www.environment.nsw.gov.au/news/nsw-powers-ahead-with-biggest-energy-storage-tender>

Origin Energy 2026: Development projects, link: <https://www.originenergy.com.au/about/who-we-are/what-we-do/development-projects/>

Parkinson, Giles 14.10.2025: Australia's 10 biggest battery storage projects – and what they are paid to do. RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/australias-10-biggest-battery-storage-projects-and-what-they-are-paid-to-do/>

Parkinson 5.5.2024: “More bureaucracy than engineering:” Battery developers lament lengthy connection delays. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/more-bureaucracy-than-engineering-battery-developers-lament-lengthy-connection-delays/>

Parkinson 9.12.2021: Genex strikes “world first” revenue sharing deal with Tesla for Queensland big battery. In RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/genex-strikes-world-first-revenue-sharing-deal-with-tesla-for-queensland-big-battery/>

Parkinson 30.11.2021: New network fees could “kill the viability” of battery and pumped hydro. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/new-network-fees-could-kill-the-viability-of-battery-and-pumped-hydro-storage/>

Petty 22.10.2025: Allegro Energy a winner with its ‘super water’. In AFR, link: <https://www.afr.com/companies/energy/allegro-energy-a-winner-with-its-super-water-20250922-p5mx1z>

PM Albanese 23.5.2024: New battery strategy to make more batteries here, link: <https://www.pm.gov.au/media/new-battery-strategy-make-more-batteries-here>

Prokuda 16.5.2025: Navigating BESS planning approvals across Australia, link: <https://hamiltonlocke.com.au/navigating-bess-planning-approvals-across-australia/>

Quinbrook 17.2.2026: Supernode Stage 1 commences commercial operations, link: <https://www.quinbrook.com/news-insights/supernode-stage-1-commences-commercial-operations/>

Quinbrook 1.10.2025: Quinbrook's Supernode battery completes construction of first stage and successfully connects to Queensland grid, link: <https://www.quinbrook.com/news-insights/quinbrooks-supernode-battery-completes-construction/>

Renew Economy 2026: Big Battery Storage Map of Australia, link: <https://reneweconomy.com.au/big-battery-storage-map-of-australia/>

RWE 2026: Limondale BESS project, link: <https://au.rwe.com/projects/limondale-bess/>

SA Power Networks 17.9.2025: Submission to the NEM Review Draft Report Consultation, link: <https://consult.dcceew.gov.au/nem-review-draft-report-consultation/take-the-survey/view/85>

SEC 2026: Melbourne Renewable Energy Hub, link: <https://www.secvictoria.com.au/investments/melbourne-renewable-energy-hub>

Shell Energy 3.1.2024: Victoria's second largest battery opened at Cranbourne, link: <https://shellenergy.com.au/victorias-second-largest-battery-opened-at-cranbourne-dec-2024/>

SMA 20.8.2025: From Fulham to Blind Creek: How SMA is Enabling the Next Generation of DC -Coupled Hybrid Projects in Australia, link: <https://www.sma-sunny.com/en/how-sma-is-enabling-next-generation-of-dc-coupled-hybrid-projects-in-australia/>

Synergy 2026: Large scale battery energy storage systems, link: <https://www.synergy.net.au/Our-energy/SynergyRED/Large-Scale-Battery-Energy-Storage-Systems>

Thompson et al 14.10.2025: Asian developer seeks partner for \$4b NSW pumped hydro project. In AFR, link: <https://www.afr.com/street-talk/asian-developer-seeks-partner-for-nsw-pumped-hydro-project-20251013-p5n246>

Transgrid 26.3.2026: Transgrid shortlists grid batteries to support NSW energy transition, link: <https://www.transgrid.com.au/projects-innovation/meeting-system-strength-requirements-in-nsw/>

VIC Government 2026: Batteries and energy storage projects, link: <https://www.energy.vic.gov.au/renewable-energy/batteries-energy-storage-projects>

Voith 17.4.20219: Voith Hydro receives major order for Australian pumped storage power plant, link: <https://www.voith.com/corp-en/news-room/press-releases-118536.html>

Vorrath 14.4.2026: Can networks solve Australia's "chicken-and-egg" EV problem? The battle for control of kerbside charging. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/can-networks-solve-australias-chicken-and-egg-ev-problem-the-battle-for-control-of-kerbside-charging/>

Vorrath 5.12.2025: Sulfur battery innovator clears key milestone to commercialisation – and to compete with li-ion. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/sulfur-battery-innovator-clears-key-milestone-to-commercialisation-and-to-compete-with-li-ion/>

WA Government 19.2.2026: Strong industry response for Kalgoorlie vanadium battery plan, link: <https://www.wa.gov.au/government/media-statements/Cook%20Labor%20Government/Strong-industry-response-for-Kalgoorlie-vanadium-battery-plan-20260219>

Williamson 19.3.2026: EPBC gives green tick to massive Queensland battery in just 41 days, now for the state. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/epbc-gives-green-tick-to-massive-queensland-battery-in-just-41-days-now-for-the-state/>

Williamson 17.3.2026: Fewer holes in the fence: Industry bodies seek rule change to rein in network ring-fencing waivers. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/less-holes-in-the-network-fence-industry-bodies-look-for-rule-change-to-rein-in-ring-fencing-waivers/>

Williamson 15.1.2026: Hydro Tasmania's first pumped hydro project back in the EPBC after expansion. In RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/hydro-tasmanias-first-pumped-hydro-project-back-in-the-epbc-after-expansion/>

Williamson 23.7.2025: First big battery with contract to deliver system strength to local grid begins full operations. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/first-big-battery-with-first-contract-to-deliver-system-strength-to-local-grid-begins-full-operations/>

Williamson 4.11.2024: Ausgrid pitches its first big batteries for Newcastle and Sydney. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/ausgrid-pitches-its-first-big-batteries-for-newcastle-and-sydney/>