



BRIEFING SERIE: AUSTRALISCHES STROMSYSTEM & STROMMARKT

# Marktdesign und Rahmenbedingungen

## Erstes Briefing

Franziska Teichmann, Marie Münch

## Impressum

### Herausgeber:

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

### Autorinnen:

Franziska Teichmann, Marie Münch

### Layout und Gestaltung:

adelphi

### Bildnachweis:

Cover: KI generiert

Stand: 08.05.2026

© 2026 adelphi

Initiated by



Implemented by



# Executive Summary

Australien besitzt einen großen Strommarkt an der Ost- und Südküste, den National Electricity Market (NEM), einen kleinen Strommarkt im Westen, den Wholesale Electricity Market (WEM) sowie verschiedene isolierte Netze. Der NEM ist einer der weltweit längsten Verbundnetze und erstreckt sich über 5.000 km von Queensland nach South Australia und Tasmanien und versorgt dabei den Großteil der australischen Bevölkerung, allerdings nur rund 20 Mio. Endkunden. Die verfassungsrechtliche Zuständigkeit für Energiepolitik liegt bei den beteiligten Bundesstaaten und dem Australian Capital Territory (ACT), die sich mit Einführung des NEM 1998 auf eine kooperative Gesetzgebung einigten. Der NEM ist ein Energy-Only Markt und auf dem Großhandelsmarkt wird ausschließlich Spot gehandelt. Der parallele Derivatemarkt sichert Preisrisiken ab.

Es gibt eine klare Trennung von Gesetzgebung, Regelsetzung, Regulierung und Systembetrieb, die als Stärke beschrieben wird. Der Energy and Climate Change Ministerial Council (ECCMC) ist die zentrale Instanz für die übergreifende Gesetzgebung. Die regulatorischen Zuständigkeiten sind zwischen der Australian Energy Market Commission (AEMC) und dem Australian Energy Regulator (AER) aufgeteilt. Der Australian Energy Market Operator (AEMO) verantwortet den Systembetrieb.

Das zentrale Planungsdokument bildet der Integrated System Plan (ISP) von AEMO, der als Roadmap für die kommenden Jahrzehnte des NEM dient. In der Umsetzung ergeben sich allerdings eine Reihe von Herausforderungen, nicht zuletzt da AEMO keine legislative Kompetenz oder Fördermittel zur Umsetzung besitzt. Auch die Annahmen im ISP werden regelmäßig von der Industrie hinterfragt. Insgesamt kann aber festgestellt werden, dass der ISP ein transparenter und allseits konsultierter Rahmen für die Transformation des australischen NEM ist.

Das physische Stromnetz des NEM setzt sich aus den Stromsystemen der Bundesstaaten zusammen, die durch Interkonnektoren verbunden sind. Jeder Bundesstaat hat de-facto einen separaten Strommarkt mit individuellen Preisen, die sich je nach Auslastung der Kapazitäten der Interkonnektoren angleichen. Dabei kommt es in sonnenreichen Stunden regelmäßig zu Perioden mit stark negativen Preisen. Im NEM gilt ein Open-Access Regime, die regulierten Netznutzungsentgelte werden von den Verbrauchern getragen. Pro Bundesstaat gibt es einen Übertragungsnetzbetreiber und mehrere Verteilnetzbetreiber. Die Versorgungs- und Systemsicherheit wird von AEMO gemeinsam mit den Netzbetreibern überwacht und sichergestellt.

Der NEM hat eine installierte Kapazität von 87 GW, die rund zur Hälfte in allen Bundesstaaten (in Tasmanien zu 95%) von wenigen große Stromerzeugern kontrolliert wird. Seit 2021 kommt es aufgrund des Markteintritts neuer Erzeuger und der Stilllegung von Kohle- und Gaskapazitäten zu zunehmender Diversifizierung. Beim Einsatz von Solardachanlagen und Batteriespeichern sind australische Haushalte weltweit führend, was den Endkundenmarkt zunehmend verändert. In der ersten Hälfte des Jahres 2025 steuerten kleine Solaranlagen mit einer installierten Kapazität von 1,1 GW bereits 12,8% zum Strommix im NEM bei. Um auch Haushalte ohne Solaranlagen am günstigen Strom zu beteiligen, implementiert die australische Regierung gerade den *Solar Sharer*-Endkudentarif, der Energieversorger dazu verpflichtet, in der sonnenreichen Mittagszeit kostenlosen Strom zu liefern.

Aktuelle Diskussionen um die Reform des Marktdesigns des NEM konzentrieren sich auf die Frage, wie der Energy-Only Markt auch zukünftig die notwendigen Investitionssignale für ein zuverlässiges Stromsystem liefern kann. Eine in 2025 durchgeführte Überprüfung gibt verschiedene Empfehlungen, im Kern steht dabei ein neuer staatlich gestützter Mechanismus, der Investitionen in Erzeugungs- und Speicherkapazitäten stützen soll.

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Historie des <i>National Electricity Markets</i> .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Grundprinzipien des NEM .....</b>	<b>6</b>
2.1	Akteure und Governance.....	6
2.2	Stromsystemplanung durch den <i>Integrated System Plan</i> .....	7
2.3	Stromnetz und Handel .....	8
2.4	Stromerzeuger und Marktkonzentration.....	10
<b>3</b>	<b>Marktmechanismen .....</b>	<b>11</b>
3.1	Spotmarkt .....	11
3.2	Spotmarktpreise .....	11
3.3	Endkundenmarkt.....	13
3.4	Derivatemarkt und langfristige Investitionssignale.....	14
3.5	Versorgungs- und Stromsystemsicherheit .....	16
<b>4</b>	<b>Reform des NEM .....</b>	<b>17</b>
<b>5</b>	<b>Exkurs: Western Australia und der <i>Wholesale Electricity Market</i>.....</b>	<b>19</b>
<b>6</b>	<b>Quellenverzeichnis.....</b>	<b>21</b>

# 1 Historie des *National Electricity Markets*

Der National Electricity Market (NEM) umfasst ein Gebiet an der australischen Ostküste, das sich über rund 5.000 km erstreckt, von Queensland im Norden, bis Tasmanien im Süden und South Australia im Südwesten. Der NEM wurde 1998 etabliert und versorgt heute rund 20 Mio. Endkunden mit rund 200 TWh Energie pro Jahr (AEMO 2025a). 2024 wurden insgesamt 217 TWh produziert, davon 191 TWh durch große netzgebundene Kapazitäten und 26 TWh durch Solardachanlagen (AER 2025a).

Vor der Gründung des NEM wurde der Markt von vertikal integrierten, staatlichen Unternehmen dominiert, die die Stromerzeugung jeweils zentral für jeden Bundesstaat organisierten. Mit der Gründung des NEM wurde dieser Prozess durch einen bundesstaatlich übergreifenden Marktrahmen ersetzt (Nelson et al. 2025a). Die beteiligten Bundesstaaten und das Australian Capital Territory (ACT) haben jeweils die verfassungsrechtliche Zuständigkeit für Energiepolitik, einigten sich mit der Einführung des NEM aber auf ein koordiniertes Rahmenwerk, um Wettbewerb anzureizen, Effizienz zu verbessern und Innovation zu befördern (Nelson et al. 2025a).

Der NEM ist ein Energy-Only Markt, auf dem nur tatsächlich erzeugte Energiemengen gehandelt werden, nicht die bloße Bereitstellung von Kapazität wie in einem Kapazitätsmarkt. Im Kern umfasst der NEM den Großhandelsmarkt, der ausschließlich Spot handelt. Daneben entwickelte sich ein Markt für Derivate, auf dem die Marktteilnehmer Preisrisiken und Investitionen absichern. Auf dem Endkundenmarkt (Retail market) managen Energieversorger die Preisrisiken des Spot-Marktes für ihre Kunden. Heute wird der Begriff „NEM“ oftmals synonym für alle Handelsplätze verwendet. Es gibt über 600 registrierte Marktteilnehmer, von Erzeugern, Netzbetreibern bis hin zu großen Industrieendverbrauchern, die selbst am Markt teilnehmen (Nelson et al. 2025a).

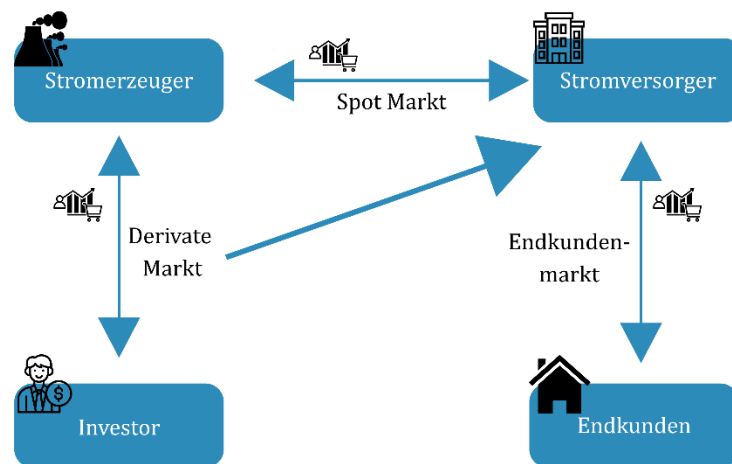


Abbildung 1: National Electricity Market (adelphi, AEMO 2025a)

## 2 Grundprinzipien des NEM

Der NEM wird durch nationale Gesetze im Rahmen der kooperativen Gesetzgebung zwischen den Bundesstaaten und dem ACT geregelt. Grundlegend ist das National Electricity Law (NEL), das in South Australia stellvertretend für alle NEM-Staaten und ACT erlassen wird. Das NEL definiert den NEM, legt die National Electricity Objective (NEO) fest und ist die Grundlage für die National Electricity Rules (NER).

Das NEL regelt u.a. die Ziele, Governance, Befugnisse der Marktbehörden, Regelsetzungsprozesse, Durchsetzung und Streitbeilegung (AEMO 2025a). Die im NEL enthaltene NEO ist die zentrale Zielsetzung für den NEM:

*“The objective of this Law is to promote efficient investment in, and efficient operation and use of, electricity services for the long term interests of consumers of electricity with respect to –*

- *Price, quality, safety, reliability and security of supply of electricity; and*
- *The reliability, safety and security of the national electricity system; and*
- *The achievement of targets set by a participating jurisdiction –*
  - *For reducing Australia’s greenhouse gas emissions; or*
  - *That are likely to contribute to reducing Australia’s greenhouse gas emissions.”*

Die Erreichung von Emissionsminderungszielen wurde 2023 in der NEO ergänzt und wird nun als Nutzen in der Kosten-Nutzen-Betrachtung für den Netzausbau einbezogen (DCCEEW 6.6.2023; AER 2025a).

Die NER sind ein untergesetzliches Regelwerk, welches auf dem NEL basiert. Darin wird der tägliche Betrieb des NEM geregelt, einschließlich der Teilnahme am Marktgeschehen, der regionalen Struktur, Sicherheit des Stromsystems, Netzanschluss und weiteres. Insgesamt umfassen die NER über 2.000 Seiten Text, mit sehr präskriptiven Regelungen, was einerseits hohe Vorhersehbarkeit schafft, andererseits nicht sehr flexibel ist (AEMO 2025a; AEMC 2025b; Simshauser 2023).

### 2.1 Akteure und Governance

Der NEM wird durch verschiedene Akteure gesteuert und umgesetzt, die folgende Grafik fasst die wesentlichen und ihre Zuständigkeiten zusammen.



Abbildung 2: Governance des NEM (adelphi, AEMO 2025a, Nelson et al. 2025)

Die zentrale Instanz für die übergreifende Gesetzgebung ist der ECMC. Er setzt sich aus den Energie- und Klimaministern des Bundes, der Bundesstaaten, des Australian Capital Territory (ACT) sowie Neuseelands

Energie- und Klimaminister zusammen und tagt regelmäßig, mindestens jedoch dreimal pro Jahr. Die Beratungen erfolgen zu im Voraus festgelegten Prioritäten sowie zu aktuellen Themen. Dabei werden auch Gäste hinzugezogen; außerdem nehmen regelmäßig Vertreter von AEMC, AER und AEMO an den Sitzungen teil (DCCEEW 2025 c&d).

Die regulatorischen Zuständigkeiten sind zwischen der AEMC und der AER aufgeteilt. Während die AER als offizielle Regulierungsbehörde fungiert, ist die AEMC für die Entwicklung und Änderung des Regelwerks verantwortlich. Vorschläge für Regeländerungen können von allen Stakeholdern bei der AEMC eingereicht werden. Nach einer positiven Vorprüfung wird der Regeländerungsvorschlag einer öffentlichen Konsultation unterzogen (AEMC 2025c; Spencer, Nancy 21.8.2025).

Die Zuständigkeiten von AEMO umfassen sowohl den Betrieb der Strom- und Gasmärkte als auch die Systemführung, die Übertragungsnetzplanung, langfristige Prognosen sowie weitere bundesstaatspezifische Aufgaben. AEMO ist keine Regierungsbehörde, sondern ein privates Unternehmen, das zu 60% im Besitz der beteiligten Regierungen sowie zu 40% von allen Marktteilnehmern gehalten wird. Heute nimmt AEMO eine sehr weitreichende Rolle ein und wird teils als quasi-staatliche Institution wahrgenommen. Im internationalen Vergleich verfügen Systembetreiber meist über deutlich weniger Kompetenzen. Die starke Stellung von AEMO lässt sich auch dadurch erklären, dass auf legislativer Ebene eine kooperative Zusammenarbeit mehrerer Regierungen besteht und keine einzelne Partei die Führungsrolle übernimmt. Momentan findet eine Überprüfung von Rechtsstruktur, Eigentümermodell, möglichen Interessenskonflikten sowie der Besetzung des Vorstands von AEMO statt, eingeleitet durch die Energieminister (Nelson et al. 2025a; CEPA 2020; Burgess 9.2.2026).

AEMO veröffentlicht regelmäßig eine Vielzahl von Publikationen, die über den Zustand der Strom- und Gasmärkte informieren und die zukünftige Entwicklung von System und Markt in den Blick nehmen – darunter insbesondere der *Integrated System Plan* (ISP), der als Roadmap für die kommenden Jahrzehnte des NEM dient. Die Kombination der Rolle als Systemplaner mit dem Fehlen gesetzgeberischer Kompetenzen und eigener Fördermittel führt jedoch mitunter zu Reibungen, da AEMO über keine Instrumente verfügt, um die Umsetzung eigener Prognosen und Empfehlungen aktiv zu unterstützen (siehe u.a. Mountain 27.5.2025).

Die klare Trennung von Gesetzgebung (ECMC), Regelsetzung (AEMC), Regulierung (AER) und Systembetrieb (AEMO) wird u.a. vom führenden Ökonomen Paul Simshauser als Vorteil beschrieben. Positive Effekte sind die hohe Transparenz, die breite Konsultation betroffener Stakeholder bei Regeländerungen, die Vermeidung willkürlicher Regulierungsmaßnahmen und das dadurch hohe Vertrauen institutioneller Investoren (Simshauser 2023).

Weitere gesetzliche und regulatorische Vorgaben ergeben sich aus unterschiedlichen Quellen. So legt beispielsweise die Australian Securities and Investment Commission (ASIC) fest, inwieweit NEM-Teilnehmer an Hedge-Geschäften teilnehmen dürfen. Darüber hinaus regeln Gesetze der Bundesstaaten und Territorien unter anderem den Umfang des Wettbewerbs im Endkundengeschäft, können eigene regulatorische Bestimmungen erlassen, überwachen Sicherheits- und Umweltstandards und setzen Bedingungen für Erzeugungslizenzen oder -genehmigungen fest. Zunehmend veröffentlichen die Bundesstaaten eigene Strategien und Pläne für den Ausbau von erneuerbaren Energien und Stromnetz, bspw. die NSW-Regierung 2020 mit der *Electricity Infrastructure Roadmap* und der Einführung von bundestaatlichen Auktionen für Erzeugung und Speicherung (AEMO 2025a; NSW Government 2025a).

## 2.2 Stromsystemplanung durch den *Integrated System Plan*

Der ISP wird seit 2018 alle zwei Jahre von AEMO erstellt und ist das zentrale Planungsdokument für Investitionen in Energieinfrastruktur im NEM. Er beschreibt, wie Investitionen in Erzeugung, Speicher und Übertragung kosteneffizient koordiniert werden können, und ist damit maßgebliche Grundlage für Politikentscheidungen und Investitionsrahmen. Der aktuelle „ISP 2026“-Draft wurde im Dezember 2025 veröffentlicht und soll im Juni 2026 finalisiert werden (AEMO 2025b). Eine detaillierte Darstellung des Ausbaupfades im NEM findet sich im Briefing zum Ausbau erneuerbarer Energien.

In der Umsetzung ergeben sich allerdings eine Reihe von Herausforderungen, nicht zuletzt da AEMO, wie oben beschrieben, keine legislative Kompetenz oder Fördermittel zur Umsetzung besitzt. Dass der ISP nicht bindend ist, wurde jüngst z.B. durch die konservative Regierung von Queensland demonstriert, die mit ihrer Energy Roadmap, die die Aufgabe der EE-Ziele und geplanten Verlängerung der Laufzeiten von Kohlekraftwerken vorsieht, stark vom Entwicklungspfad im ISP abweicht (Parkinson, Giles 12.10.2025).

Aber auch aus den ISP-Annahmen ergeben sich Fragen. Im „2024 ISP“ ist das Step-Change-Szenario laut der von AEMO durchgeführten Konsultation nur um 1% wahrscheinlicher als das Progressive-Change-Szenario (Step Change: 43%, Progressive Change: 42%). Das bedeutet, dass beide Szenarien praktisch gleich wahrscheinlich sind, obwohl ihnen sehr unterschiedliche Annahmen und Ausgangsdaten zugrunde liegen (AEMO 2023a). Auch wird die Kluft zwischen dem ISP und notwendigen Investitionsentscheidungen immer größer, u.a. angesichts der stark gestiegenen Kosten für Wind, Wasserkraft, Übertragungsnetze und Arbeitskraft sowie Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung. Außerdem wird kritisiert, dass die Szenarien auf Annahmen beruhen, die nicht mit den Marktrealitäten übereinstimmen und daher wenig realistisch sind (Palmer, Charis 10.10.2025; Rae, Marion 25.5.2025; Simshauser 2023; CEIG 2025).

## 2.3 Stromnetz und Handel

Insgesamt verfügt der NEM über 40.000 km Übertragungsleitungen, die für das Marktdesign von zentraler Bedeutung sind. Die physischen Eigenschaften des Stromnetzes setzen den Rahmen für den Stromtransport und somit Effizienz, Preisbildung, Netzengpässe und die Integration neuer Kapazitäten. Hier werden nur einige zentrale Aspekte beleuchtet, weitere netzspezifische Informationen finden sich im separaten Briefing zum Stromnetz.

Wie oben beschrieben, entwickelte sich der NEM aus den einzelnen Stromsystemen der australischen Bundesstaaten. Um die physischen Netze zu verbinden, wurden seit dem Jahr 2000 verschiedene Interkonnektoren in Betrieb genommen<sup>1</sup>, die den Stromfluss zwischen den Regionen ermöglichen. Jeder Bundesstaat verfügt über einen lokalen Handelsplatz in der Nähe eines großen Nachfragezentrums oder einer Umspannanlage, den sogenannten *Regional Reference Nodes* (RRN), an dem der Spotpreis festgelegt wird.

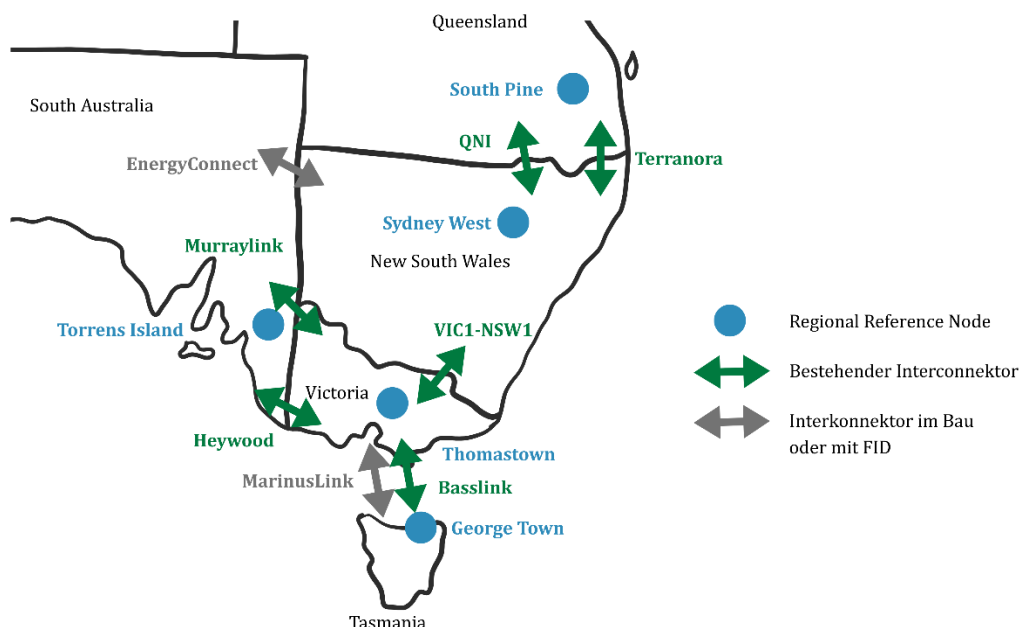


Abbildung 3: Regional Reference Nodes und Interkonnektoren (adelphi, AEMO 2025a&c)

<sup>1</sup> Mit Ausnahme des Heywood Interkonnektors zwischen Victoria und South Australia, der bereits 1989 in Betrieb ging.

Die Preise an den RRN reflektieren regionales Angebot und Nachfrage sowie die Preise der angrenzenden RRN, sofern die Kapazität der Interkonnektoren die Stromübertragung zulässt. Mit diesen physischen Gegebenheiten befindet sich der NEM zwischen einem zonalen und nodalen Marktdesign. Der NEM wird zwar als zonaler Markt bezeichnet, weist aber einige Eigenschaften eines nodalen Systems auf, u.a. (Simshauser, Paul 2025; AEMO 2025e):

- Mehrere Zonen mit lokalen Preisen
- Anwendung der *Marginal Loss Factors* (MLF), die die marginalen Übertragungsverluste an einem Einspeisepunkt zum RRN in die erzielten Erlöse des Erzeugers einbeziehen, die jährlich von AEMO berechneten MLF beeinflussen die Markterlöse der Marktteilnehmer
- Der zentrale Dispatch bezieht Netzengpässe ein, damit ist der Erzeugereinsatz immer an den physischen Gegebenheiten des Stromnetzes ausgerichtet
- Australische PPAs beinhalten gemeinhin keine Kompensationen für Abregelung, damit ist die Standortwahl für EE-Projekte entscheidend

Die Richtung der Energieflüsse zwischen den Bundesstaaten hängt von den jeweiligen Erzeugungsflootten und Wetterbedingungen ab. Regelmäßig exportieren Queensland und Victoria Strom nach New South Wales (NSW) und South Australia, insbesondere da die Kohlekraftwerke in Queensland und Victoria weniger flexibel als in NSW gefahren werden und damit in Zeiten von viel Sonne und Wind oft hohe Überschüsse erzeugt werden, die zu (stark) negativen Preisen führen. Die Richtung der Handelsströme mit Tasmanien hängt insbesondere vom Niederschlag (für die Wasserkraftwerke) sowie Marktfaktoren für das Gaskraftwerk im Tamar Valley ab (AER 2025a; AEMO 2025d; Parkinson 10.8.2023; AER 2025a).

Die folgende Abbildung zeigt einen Ausschnitt vom AEMO Dashboard, auf dem Echtzeitinformationen zu Angebot, Nachfrage, Dispatch, Auslastung der Interkonnektoren, Preis und Strommix in 5-Minuten-Intervallen veröffentlicht werden. Am 23. Oktober 2025 wird deutlich, dass trotz negativer Preise und ausreichend erneuerbarer Energie zur sonnigen Mittageszeit in allen Bundesstaaten auf dem Kontinent der Anteil von Stein- und Braunkohle fast 50% beträgt. Dies erklärt sich einerseits durch die technische Trägheit von Kohlekraftwerken, durch Absicherungsverträge (Hedging Contracts), über die Betreiber einen vom Spotpreis unabhängigen Festpreis erhalten sowie durch eventuell bestehende Verträge für Systemdienstleistungen.

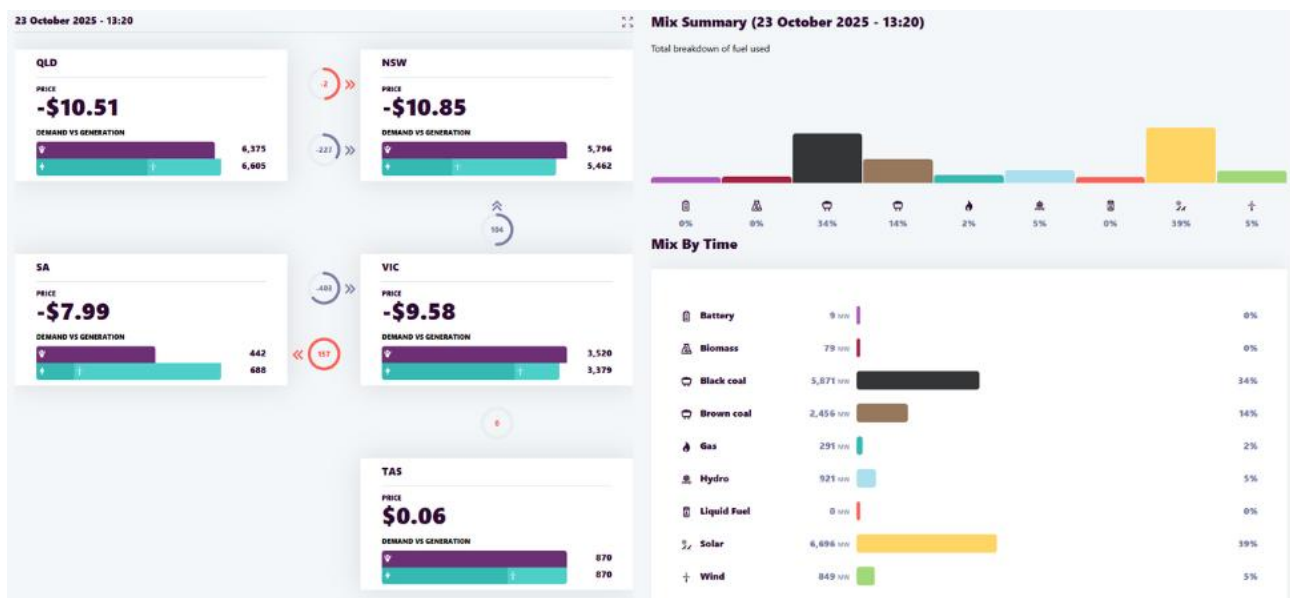


Abbildung 4: NEM Dashboard von AEMO: Dispatch Overview at 23 October 2025 – 13:20 Uhr

Im NEM gilt ein Open-Access Regime, so dass jeder Stromerzeuger sich ans Netz anschließen kann, sofern er die technischen Voraussetzungen erfüllt und die Netzanschlusskosten trägt. Für die Netznutzung zahlen die Erzeuger nicht – die Netznutzungsentgelte werden von den Verbrauchern getragen. Da die Bereitstellung von Übertragungs- und Verteilungsdiensten ein natürliches Monopol ist, unterliegt die Preisgestaltung der Regulierung durch den AER. Im Übertragungsnetz gibt es fünf große Unternehmen (Transmission Network

Service Providers, TNSPs) mit unterschiedlichen Eigentümerstrukturen, während es deutlich mehr Verteilnetzbetreiber (DNSPs) gibt.

Für den Netzanschluss neuer Solar- und Windkraftanlagen in wind- und sonnenreichen Regionen geht AEMO von einem zusätzlichen Bedarf von 6.000 km bis 2050 aus (AEMO 2025b). Durch Probleme mit der gesellschaftlichen Akzeptanz sowie Engpässen bei Komponenten und Arbeitskräften kommt es allerdings bei vielen Projekten zu Verzögerungen (AER 2025a). Um den Ausbau zu beschleunigen, planen einige Bundesstaaten vermehrt *Renewable Energy Zones* (REZs), in denen zentral Bedarfe geplant und Ausbau koordiniert werden soll. Damit können Unsicherheiten und Verzögerungen des marktbasiereten Netzausbaus umgangen werden (Nelson et al. 2025a). In der Praxis hat die Ansiedlung in einem REZ momentan allerdings noch keine Vorteile hinsichtlich Genehmigungs- und Netzanschlussprozessen für Projekte.

## 2.4 Stromerzeuger und Marktkonzentration

Der NEM hat rund 380 große Stromerzeugungseinheiten mit einer Kapazität von 87 GW. Dabei ist die Erzeugungskapazität in Teilen stark konzentriert und einige große Stromerzeuger kontrollieren signifikante Anteile in allen Bundesstaaten. Seit 2021 trägt der Markteintritt neuer Erzeuger und die Stilllegung von Kohle- und Gaskapazität zu einer höheren Diversifizierung bei, allerdings kontrollieren die größten drei Energieversorger immer noch jeweils:

- 46% in Queensland (Stanwell Corporation, CS Energy and CleanCo)
- 50% in NSW (Snowy Hydro, Origin Energy and AGL)
- 56% in Victoria (AGL, Snowy Hydro and Energy Australia)
- 54% in South Australia (AGL, Origin Energy and ENGIE)
- 95% in Tasmania (Hydro Tasmania) (AER 2025a).

Da v.a. erneuerbare Energien eine vielfältige Eigentümerstruktur aufweisen, ist die Marktkonzentration mit steigender Durchdringung niedriger, allerdings nur zu Zeiten mit guten Wind- und Sonnenverhältnissen. Außerhalb dieser Zeiten sind häufig nur wenige große Anbieter für die Deckung der Nachfrage verantwortlich und können Marktmacht ausüben.

Eine noch stärkere Konzentration ist bei flexibler Erzeugung zu beobachten, einschließlich Wasserkraft, Batterien und Gaskraftwerke. In NSW, Victoria, South Australia und Tasmanien kontrollieren eine kleine Anzahl von Betreibern einen Großteil; 62% der flexiblen Kapazitäten in NSW und Victoria werden von Snowy Hydro und Origin Energy kontrolliert (AER 2025a).

## 3 Marktmechanismen

Der NEM besteht aus verschiedenen Märkten und Akteuren, deren Zusammenspiel auf effiziente Ergebnisse und klare Marktsignale abzielt. Im Spotmarkt werden Angebot und Nachfrage so koordiniert, dass Strom zum geringstmöglichen Preis gehandelt wird – zugleich muss der Preis jedoch hoch genug sein, um Erzeugern und Speicherbetreibern hinreichende Einnahmen zu sichern. Der Derivatemarkt dient dazu, die Preisrisiken des Spotmarktes abzusichern. Bei ausreichender Liquidität und Wettbewerb spiegelt er darüber hinaus die langfristigen Preiserwartungen wider und liefert damit Investitionssignale für neue Erzeugungskapazitäten, die wiederum die Versorgungssicherheit gewährleisten.

### 3.1 Spotmarkt

Der Spotmarkt ist der zentrale Handelsplatz des NEM, auf dem die Preise durch die zentrale Zusammenführung von Angebot und Nachfrage durch AEMO bestimmt werden. AEMO betreibt hierfür die sogenannte *NEM Dispatch Engine* (NEMDE), die den Einsatzprozess steuert und unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen des Stromsystems die kostengünstigste Kombination aus Erzeugungs- und Lastangeboten auswählt, um die Nachfrage in jedem 5-Minuten-Intervall zu decken. Dabei kommt eine Merit-Order zum Einsatz und das Angebot des letzten benötigten Erzeugers setzt den Preis. Das Ergebnis dieses Prozesses sind regionale „Poolpreise“ an den RRN für Strom sowie Einsatzanweisungen für Erzeuger und Verbraucher (Nelson et al. 2025a).

Nachfrage- und Angebotsprognosen sind dabei zentral und AEMO erstellt diese täglich für den kommenden Tag. Größere Erzeuger und bidirektionale Anlagen sind verpflichtet, am Markt teilzunehmen und Angebote abzugeben, um die Nachfrage zu bedienen. Marktteilnehmer werden dabei unterschieden in (AEMO 2022; AEMO 2025a):

- Planbarer Erzeuger (scheduled generator)
  - Ab 30 MW dispatchable Kapazität, v.a. Kohle, Gas, Wasserkraft und Batterien (schon ab 5 MW)
  - Nehmen am zentralen Dispatch teil
- Teils planbarer Erzeuger (semi-scheduled generator)
  - Ab 30 MW variable Kapazität, v.a. Wind und Solar
  - Nehmen am zentralen Dispatch teil, erhalten eine Dispatch-Obergrenze basierend auf der Prognose der Erzeugung für die individuelle Anlage
- Nicht planbarer Erzeuger (non-scheduled generator)
  - Unter 30 MW, v.a. Solardachanlagen und kleine Batterien < 5MW,
  - Nehmen nicht am zentralen Dispatch teil
- Planbare Lasten (scheduled load)
  - V.a. flexible industrielle Lasten, Wasserkraft und Batterien
  - Nehmen am zentralen Dispatch teil

### 3.2 Spotmarktpreise

Der Spotmarkt wird mit sehr hohen Preisgrenzen geführt. Während Perioden mit begrenztem Angebot bzw. hoher Nachfrage können daher die Preise sehr hoch bis zur Preisobergrenze (*Market Price Cap, MPC*) von derzeit 20.300 AUD/MWh ausschlagen. Die Preisobergrenze erhöht sich jedes Jahr und soll bis 2028 auf 22.800 AUD/MWh ansteigen. Die Preisuntergrenze (*Market Price Floor, MPF*) ist auf -1.000 AUD/MWh festgesetzt. Ergänzend zum MPC werden die Preise über den *Cumulative Price Threshold (CPT)*, eine rollierende Summe der Spotpreise über 7,5 Tage in einer Region, abgesichert. Wenn der CPT von derzeit 1.823.000 AUD überschritten wird, geht der Markt in eine Preisadministration (*Administered Price Period, APP*) mit einem Höchstpreis (*Administered Price Cap, APC*) von 600 AUD/MWh. Damit begrenzen CPT und APC gemeinsam das finanzielle Risiko der Marktteilnehmer bei anhaltend hohen Preisen (AER 2025a; AEMC 2025e).

Im jährlichen, volumengewichteten Mittel verzeichnen die Spotmarktpreise in allen Bundesstaaten einen Aufwärtstrend, wie in der nachfolgenden Abbildung zu sehen. 2024 lagen die Preise in allen Bundesstaaten höher als 2023 und hoch im Vergleich zum Niveau vor der Energiekrise 2022 und reichten von 101 AUD/MWh in Victoria bis zu 150 AUD/MWh in NSW (AER 2025a).

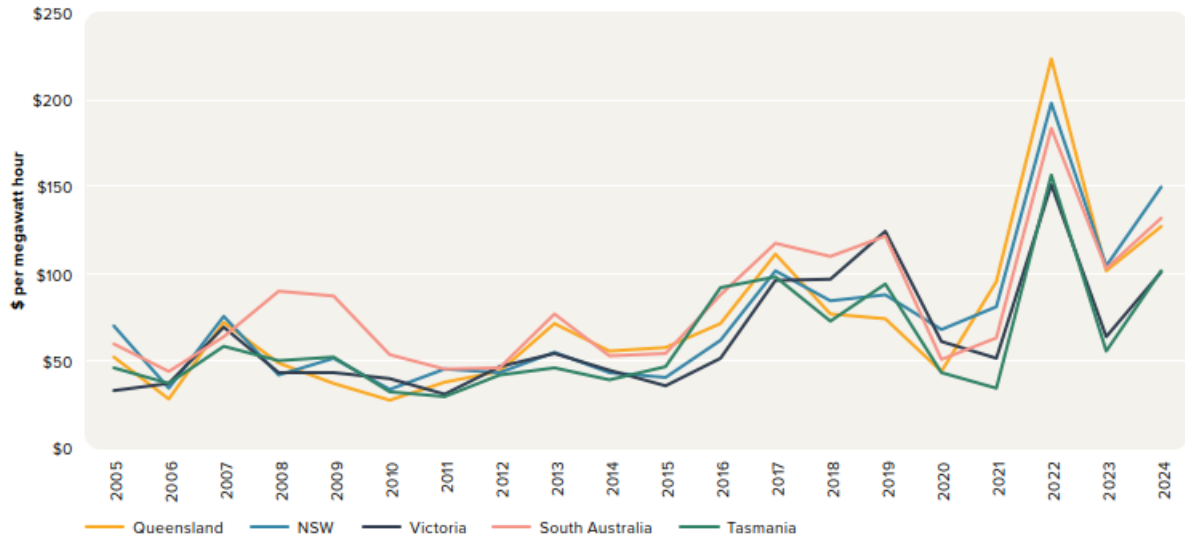


Abbildung 5: Jährliche Spotmarktpreise (durchschnittlich und volumengewichtet) für Bundesstaaten, 2005-2024 (AER 2025a, Figure 2.3)

Mit dem Markteintritt von mehr wetterabhängigen Erzeugungsanlagen werden die Spotmarktpreise volatiliter und verzeichnen eine ansteigende Frequenz von negativen und sehr hohen Preisen. Im Jahr 2024 machten negative Preise im NEM 15% aller Preise aus, verglichen mit 3,5% im Jahr 2020. Preise über 300 AUD/MWh stiegen im gleichen Zeitraum von 0,4% auf 1,8%. Trotz ihrer Häufigkeit beeinflussen negative Preise den durchschnittlichen Spotpreis weniger stark als hohe Preise, da letztere meist deutlich extremer ausfallen und bei hoher Nachfrage auftreten. Im internationalen Vergleich zeigt sich, dass der australische Spotmarkt die weltweit höchsten Fluktuationen aufweist (AER 2025a; RystadEnergy 23.10.2023).

Abbildung 6 zeigt, wie sich die Volatilität der Spotpreise in South Australia über fast 15 Jahre verändert hat. Von Juli 2010 bis Juni 2011 lag der EE-Anteil bei 21% und die Spotpreise waren über den Tag hinweg relativ stabil – abgesehen von Preisspitzen während erhöhter Nachfrage nach Kühlung im Sommer. Im Zeitraum 2023/24 lag der EE-Anteil bei 69% und die die Preisunterschiede innerhalb eines Tages und zwischen den Jahreszeiten haben sich deutlich verstärkt. Besonders auffällig sind inzwischen die höchsten Preise an Winterabenden, wenn weniger Strom aus Wind und Sonne zur Verfügung steht und mehr Gas verbraucht wird (Open Electricity 2025; Nelson et al. 2025a).

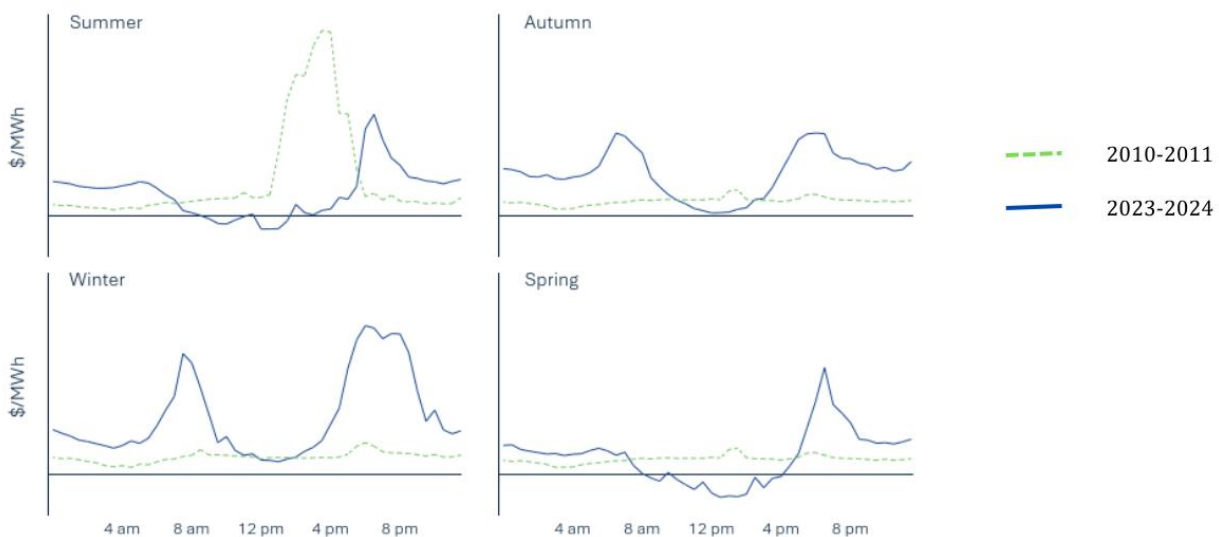


Abbildung 6: Durchschnittliche Spotpreise (2023 Preise), nach Saison und Tageszeit in South Australia (Nelson et al. 2025a)

Dies verdeutlicht den systemischen Wandel: weg von einer durch Nachfrage und Brennstoffkosten bestimmten Preisbildung hin zu tageszeitabhängigen Phasen mit sehr niedrigen oder sogar negativen Preisen sowie zu Preisspitzen, die von geringer erneuerbarer Erzeugung getrieben sind. Mit einer stärkeren Verbreitung von Stromspeichern und Demand Response könnten sich diese Muster erneut – zumindest teilweise – verändern (Nelson et al. 2025a).

Negative Preise werden von EE-Anlagen geboten, da ihre Grenzkosten nahezu null sind und sie so ihren Dispatch sicherstellen. Einige Erzeuger erzielen zudem Erlöse über PPAs und den Verkauf von Zertifikaten, sodass sie trotz negativer Spotmarktpreise profitabel bleiben können. Auch Kohlekraftwerke bieten negative Preise, um das kostspielige Ab- und Anfahren zu vermeiden, und erwirtschaften mitunter zusätzliche Einnahmen aus Stromlieferverträgen zu festen Preisen. Im internationalen Vergleich liegt South Australia bei der Häufigkeit von negativen Preisen weit vorn. Insgesamt bewegen sich die australischen Spotmarktpreise im unteren Mittelfeld im Vergleich mit EU-Mitgliedstaaten, UK, USA, Japan und Indien (IEA 2025).

Ob die Preise in den nächsten Jahren steigen oder sinken hängt entscheidend vom weiteren EE-Ausbau ab. Trotz umfangreicher australischer Gasförderung ist der NEM durch die Anbindung der Ostküste an den LNG-Weltmarkt internationalen Energiepreisen ausgesetzt. Australische Gaskraftwerke konkurrieren daher mit internationalen Abnehmern und sind globalen Preisspitzen ausgesetzt. Die AEMC prognostiziert aufgrund der steigenden erneuerbaren Erzeugung erstmal leichte Preissenkungen bis 2030. Ab 2030 wird es jedoch entscheidend auf das Tempo des EE-Ausbaus ankommen: Wenn zunehmend Kohlekraftwerke stillgelegt werden und nicht genügend EE-Kapazität ans Netz geht, werden die Preise steigen (Palmer 4.12.2025; CEIG 2025; Simshauser 2023).

### 3.3 Endkundenmarkt

Auf dem Endkundenmarkt sind die Stromversorger (Retailer) aktiv und übernehmen eine zentrale Rolle für die Endkunden. Als Schnittstelle zwischen Spotmarkt und Stromverbraucher managen sie Preisrisiken des Spotmarktes für den Endverbraucher und schneiden ihre Produkte auf Kundenbedürfnisse zu. Durch die vertikale Integration von Erzeugung und Vertrieb sind die großen drei „Gentailer“, AGL, Origin und EnergyAustralia, entstanden. Mittlerweile bilden Alinta, Engie, Snowy/Red-Lumo und Hydro Tasmania/Momentum eine zweite Schicht Gentailer. Gemeinsam beliefern diese Gentailer heute 80% des traditionellen Endkundenmarktes (Nelson et al. 2025a).

Seit der Einführung des Marktes hat sich der regulatorische Rahmen für Stromversorger deutlich gewandelt: Von einer stark regulierten Struktur entwickelte sich der Markt in den 2000er-Jahren hin zu einer weitgehenden Liberalisierung, um mehr Wettbewerb für Verbraucher zu schaffen. Zuletzt wurde die Aufsicht jedoch wieder verstärkt. Steigende Sorgen um die Bezahlbarkeit und die Komplexität des Marktes führten 2019 zur Einführung

eines Höchstpreises für Grundversorgungstarife (Default Market Offer), der mehr Transparenz und Verbraucherschutz bieten soll (Nelson et al. 2025a; ACCC 2025b).

Australische Haushalte sind weltweit führend beim Einsatz von Solardachanlagen und kleinen Batteriespeichern, was den Endkundenmarkt grundlegend verändert. In der ersten Hälfte des Jahres 2025 steuerten kleine Solaranlagen mit einer installierten Kapazität von 1,1 GW bereits 12,8% zum Strommix im NEM bei. Während früher großzügige staatliche Einspeisetarife gezahlt wurden, profitieren neue Anlagen heute noch von staatlichen Investitionszuschüssen und von Einspeisevergütungen, die je nach Angebot und individueller Vereinbarung mit dem Energieversorger variieren. In jüngster Zeit hat zudem die Installation von kleinen Batteriespeichern, nicht zuletzt dank staatlicher Förderprogramme, deutlich zugenommen (CEC 2025; ACCC 2025a).

Die Investition in eine neue Solaranlage mit Batteriespeicher amortisiert sich in der Regel innerhalb von weniger als zehn Jahren. Zum einen profitieren Haushalte von Investitionszuschüssen, zum anderen können sie durch den Anschluss an ein Virtual Power Plant (VPP) zusätzliche finanzielle Vorteile erzielen. Laut einer Fallstudie der Verbraucherschutzbehörde (ACCC) hat ein typischer Endkunde in Victoria, der beide Möglichkeiten nutzt, seine Investition nach 8,5 Jahren vollständig refinanziert. Insgesamt nehmen fast die Hälfte aller Haushalte mit Batteriespeicher an einem VPP teil. Dabei zeigt sich ein zunehmender Wettbewerb: 75% der VPP-Kunden sind nicht bei den drei großen Gentailem unter Vertrag (ACCC 2025a).

Die Endkundenpreise für Haushalte sind seit 2018 weitgehend stabil geblieben, mit einem leichten Aufwärtstrend ab 2022. Im Jahr 2024 wirkten staatliche Energiekostensubventionen preisdämpfend; ohne diese Maßnahmen wären die Preise im Vergleich zu 2023 um 4% gestiegen. Im internationalen Vergleich liegt Australien mit diesen Endkundenpreisen im unteren Mittelfeld der OECD-Länder (ACCC 2025a; AEC 10.7.2025).

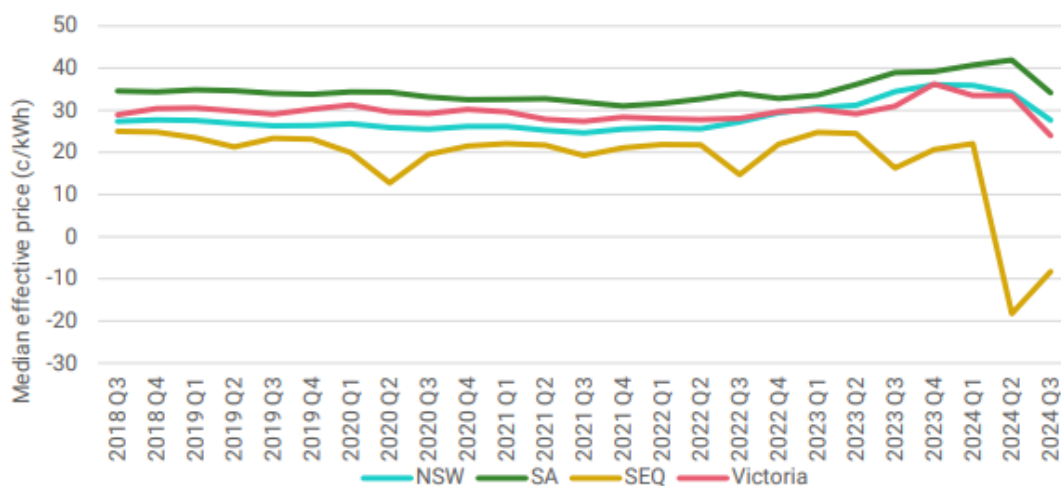


Abbildung 7: Effektive Strompreise für Haushalte von 2018-2024 (SEQ = South East Queensland) (ACCC 2025a, Figure 2.8)

Im November 2025 startete die australische Regierung die Konsultation für den *Solar Sharer*-Endkundentarif, der Energieversorger dazu verpflichten soll, in der sonnenreichen Mittagszeit kostenlosen Strom zu liefern. Dadurch sollen einerseits Mietende die keine Solardachanlage installieren können, profitieren, andererseits soll ein Anreiz für die Lastverschiebung von Abend- in die Mittagszeit geschaffen werden (DCCEEW 4.11.2025; Vorrath 3.11.2025).

### 3.4 Derivatemarkt und langfristige Investitionssignale

Der Derivatemarkt bildet das Fundament für das Risikomanagement von Stromerzeugern, -versorgern und großen industriellen Endkunden. Der Bedarf an umfassendem Preis- und Risikomanagement ergibt sich vor allem daraus, dass Stromversorger ihren Kunden meist Festpreistarife für einen oder mehrere Jahre anbieten – und damit der starken Volatilität des Spotmarktes gegenüberstehen. Sie riskieren, hohe Spotmarktpreise zahlen zu müssen, die sie nicht an die Endkunden weitergeben können. Auf der anderen Seite ergibt sich für

Stromerzeuger das Risiko, dass die Spotpreise nicht ausreichend Umsatz generieren. Die Genterler betreiben ein gewisses Risikomanagement durch vertikale Integration (Stadler 19.2.2025; AER 2025a).

Der Derivatemarkt besteht grundsätzlich aus zwei verschiedenen Handelsarten:

- Anonymer und standardisierter Handel an der australischen Börse (Australian Stock Exchange, ASX)
- Individueller Handel zwischen zwei Marktteilnehmern in *Over-the-Counter* (OTC)-Transaktionen

Beim ASX-Handel gibt es eine Reihe von Finanzprodukten, die transparent und anonym gehandelt werden, dazu gehören (AER 2025a; ASX 2025):

- **Futures** sind die am häufigsten gehandelten Produkte, bei denen eine festgelegte Menge über einen bestimmten Zeitraum (base oder peak) zu einem festen Preis gehandelt wird. Effektiv wird der variable Spotmarktpreis gegen einen Fixpreis getauscht. Futures werden manchmal auch Swaps oder Contract-for-Difference genannt.
- **Caps** setzen einen Strike-Preis für eine feste Menge für einen bestimmten Zeitraum. Liegt der Spotpreis über dem Cap (Strike-Preis), zahlt der Verkäufer die Differenz. Cap-Kontrakte an der ASX haben einen Strike-Preis von 300 AUD/MWh.
- Bei einer **Option** wird für eine Prämie das Recht, aber nicht die Pflicht gekauft, ein Future-Produkt zu einem vereinbarten Preis, Volumen und Zeitraum in der Zukunft zu handeln. Bei einer Call-Option erwirbt man das Recht für einen Kauf, bei einer Put-Option für einen Verkauf.
  - Bei der **Swaption** (auch Base Strip Option), die für ein ganzes Kalender- oder Finanzjahr gehandelt wird, zahlt der Käufer eine Prämie, um die Möglichkeit zu erhalten, ein Paket aus vier vierteljährlichen Baseload-Futures zum vereinbarten Preis bis zu sechs Wochen vor Jahresbeginn zu kaufen oder zu verkaufen. Damit können Käufer ihre Preisrisiken weit in die Zukunft managen und Preisschocks wie 2022 ausgleichen. Verkäufer wiederum nehmen gegen höhere Prämien mehr Risiko in Kauf.
  - Bei der **Average Rate Option** (auch Asian Option) bildet der durchschnittliche Spotpreis eines Quartals die Basis.

Da die am ASX Energy Exchange gehandelten Produkte nicht direkt mit wetterabhängiger EE-Erzeugung zusammenpassen, wird das Angebot von regelbaren und flexiblen Erzeugern und Speichern bereitgestellt, inklusive Kohle und Gas, Wasserkraft und Batteriespeicher (Stadler 19.2.2025; AER 2025a).

Individuellere Produkte werden OTC zwischen zwei Vertragsparteien, teils über einen Broker, gehandelt. Beispielsweise werden Derivate angeboten, die sich den typischen Sonnenstunden eines Tages anpassen und einerseits feste Preise für den Zeitraum mit hoher Solareinspeisung (z.B. 8-17 Uhr) und andererseits „Super Peak“-Produkte für den abendlichen Lastanstieg mit sinkender/keiner Solareinspeisung (z.B. 16-21 Uhr) anbieten (Flottmann et al. 2023). Ein anderes Beispiel für OTC-Verträge sind *Power Purchase Agreements* (PPAs), welche für viele Wind- und Solarprojekte die Finanzierungsgrundlage sind. Im Rekordjahr 2024 wurden rund 8.000 GWh über PPA kontrahiert, davon entfällt der größte Teil auf die PPAs, die Rio Tinto mit Windlab und European Energy (und Edify Energy 2025) abschloss, um die zukünftige Energieversorgung der Boyne Aluminiumschmelze und zwei Bauxitrefinerien in Queensland sicherzustellen (Rio Tinto 13.3.2025; ERM 2025).

Mittlerweile sinkt die Liquidität der Derivatemärkte, insbesondere durch die abnehmende Teilnahme von Kohlekraftwerken aufgrund von Stilllegung oder da sie aufgrund von altersbedingten Ausfallrisiken nur noch einen Teil ihrer Kapazität am Markt anbieten. Staatliche Maßnahmen wie das *Capacity Investment Scheme* entziehen dem Markt zusätzlich Liquidität, da sie neue EE- und Speicheranlagen abseits des Derivatemarktes unter Vertrag nehmen. Im Vergleich zu 2017 ist der Liquiditätsgrad des NEM zwar von 184% auf 786% gestiegen, allerdings von 2023 auf 2024 um 15% gesunken. Eine mögliche Zukunft des NEM-weiten Derivatemarktes kann man in South Australia beobachten: Dort liegt der Liquiditätsgrad bei nur 37%, begründet in einem hohen EE-Anteil, starker vertikaler Integration und konzentrierter Eigentümerstruktur der regelbaren Erzeuger (Stadler 19.2.2025; Nelson et al. 2025a; AER 2025a).

Langfristige Investitionssignale für neue Erzeugungskapazitäten ergaben sich historisch verlässlich aus dem Zusammenspiel von Spot- und Derivatemarkt. Im sich wandelnden Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung stößt dieser Mechanismus jedoch zunehmend an Grenzen. Der laufende Reformprozess dazu wird im Kapitel 4 erläutert.

### 3.5 Versorgungs- und Stromsystemsicherheit

Ein zuverlässiges Stromsystem muss zwei grundlegende Anforderungen erfüllen: Versorgungssicherheit und Systemsicherheit. Unter Versorgungssicherheit („reliability“) wird die Fähigkeit verstanden, den Strombedarf dauerhaft und in jedem Moment zu decken. Systemsicherheit („security“) bezeichnet die technische Stabilität des Stromsystems – in Bezug auf Frequenz, Spannung, Trägheit („inertia“) und weitere Systemmerkmale (AER 2025a).

Für die Versorgungssicherheit gilt im NEM der Standard, dass mindestens 99,998% der Nachfrage in einem Jahr gedeckt werden muss; im internationalen Vergleich definieren einige Länder strengere Anforderungen (AEMO 2018). Die Festlegung und Überwachung entsprechender Standards und Guidelines sowie das Monitoring, Review und Berichte zu Versorgungssicherheit und Systemsicherheit obliegen dem beim AEMC angesiedelten Reliability Panel, das sich aus Vertretungen von Industrie und Verbraucherschaft zusammensetzt (Reliability Panel 2025).

AEMO ist gemeinsam mit den Netzbetreibern und Marktteilnehmern für Versorgungssicherheit und Systemsicherheit zuständig und erstellt fortlaufend Prognosen, die Risiken bewerten und die Grundlage für weitere Maßnahmen bilden. Im *Transition Plan for System Security* aus Dezember 2025 legt AEMO dar, wie sich Aspekte der Systemsicherheit grundlegend in der Energiewende verändern und welche Rolle verschiedene Technologien wie synchrone Kondensatoren und netzbildende Wechselrichter zukünftig haben. Außerdem werden Sicherheitslücken identifiziert. Demnach wird es in den nächsten 2 Jahren besonders kritisch hinsichtlich der sinkenden Mindestnachfrage in Queensland. Auch die Abschaltung des größten Kohlekraftwerks Eraring in NSW 2027 wurde als kritisch eingestuft. Daher verlängerte Betreiber Origin Energy die Laufzeit von Eraring im Januar 2026 auf 2029. Im *Electricity Statement of Opportunities* (ESOO) wird Handlungsbedarf für die Versorgungssicherheit festgestellt, bis 2030 in Queensland und South Australia und längerfristig in allen NEM-Regionen (AEMO 2025g; AEMO 2025f; Cropp 20.1.2026).

Sobald AEMO Risiken für die Versorgungssicherheit feststellt, stehen verschiedene Mechanismen zur Verfügung. Über die *Retailer Reliability Obligation* (RRO) ersucht AEMO den AER, Energieversorger und -händler zu verpflichten, ausreichend Verträge zur Deckung der Spitzenlast in den betreffenden Zeiträumen abzuschließen. Mit dem *Reliability and Emergency Reserve Trader* (RERT) verfügt AEMO zudem über eine Art strategische Reserve, die Kapazitätsprämien für Standby Erzeugung sowie Prämien für Lastreduzierung großer Verbraucher ermöglicht. Als ultima ratio kann AEMO auch direkt in Erzeugung und Verbrauch eingreifen, was insbesondere in South Australia vorkommt und häufig den Einsatz von Gaskraftwerken und Dieselaggregaten erfordert. Die Kosten für solche marktlenkenden Eingriffe sind hoch und steigend; im Finanzjahr 2023/24 verursachte der RERT Gesamtkosten von über 4 Mio. AUD, die letztlich von Endverbrauchern getragen werden (AEMO 2025f; AEMC 2025d; AER 2025a; Nelson et al. 2025a).

Zur Wahrung der Systemsicherheit betreibt AEMO insgesamt zehn Märkte und schließt bilaterale Verträge für essenzielle Systemdienstleistungen (Essential System Services, ESS) ab. In den zehn FCAS-Märkten (Frequency Control Ancillary Services) werden Leistungen zur Frequenzhaltung gehandelt; darüber hinaus sichert sich AEMO vertraglich unter anderem Leistungen für Trägheit, Spannungs- und Blindleistungsbereitstellung sowie Schwarzstartdienste (AEMO 2025a; Nelson et al. 2025a).

## 4 Reform des NEM

Über die letzten Jahre stand das Marktdesign des NEM regelmäßig im Fokus und die Frage, ob der Energy-Only Markt auch zukünftig die notwendigen Investitionssignale für ein zuverlässiges Stromsystem liefern kann. Die ausgeprägte Preisvolatilität am Spotmarkt, sich verändernde Systemanforderungen, Unsicherheit über künftige staatliche Eingriffe sowie ein ungeklärter Zeitplan für den Kohleausstieg zählen zu den Faktoren, die traditionelle Energieeinkäufer – Energieversorger und große Industrieunternehmen – von langfristigen Abnahmeverträgen abhalten. Während Investoren und Projektentwickler Vertragslaufzeiten von bis zu 15 Jahren für Investitionsentscheidungen benötigen, wird auf Kundenseite oftmals nur rund 3 Jahre in die Zukunft eingekauft. Diese Laufzeitenlücke („tenor gap“) wird im laufenden Reformprozess des NEM adressiert (CEC 14.2.2025; CEIG 14.2.2025; Nelson et al. 2025a; Nelson et al. 2025b).

Nachdem frühere Überprüfungen und Empfehlungen im Sand verlaufen waren oder von den Energieministern nicht umgesetzt wurden, beauftragte die australische Regierung Ende 2024 ein unabhängiges Expertenpanel unter der Leitung des ehemaligen Iberdrola Managers Tim Nelson mit einer Überprüfung der Rahmenbedingungen des Großhandelsmarktes (Spot- und Derivatemarkt sowie langfristige Investitionssignale) für die Zeit nach dem Auslaufen des staatlichen *Capacity Investment Schemes* ab 2027. Nach umfangreichen Konsultationen legte das Panel Ende 2025 seinen Abschlussbericht vor, der von allen Energieministern mit Ausnahme Queenslands angenommen wurde (Parkinson 16.12.2025; DCCEEW 2.1.2026).

Im Kern befasst sich der Bericht mit der Herausforderung, eine mögliche Diskrepanz zwischen dem optimalen Investitionspfad und dem, was der aktuelle Mix aus Politik und Finanzierung voraussichtlich liefern wird, zu adressieren. Die Empfehlungen sind in der folgenden Abbildung zusammengefasst.



Abbildung 8: Empfehlungen des NEM Review (Nelson et al. 2025b)

Der Energy-Only-Markt soll bestehen bleiben, da er grundsätzlich funktioniert und die richtigen Signale sendet. Die identifizierte Laufzeitenlücke (*tenor gap*) soll mit dem *Electricity Services Entry Mechanism* (ESEM) adressiert werden, der neue Kapazitäten in erneuerbare Erzeugung und Speicher über langlaufende Verträge absichern soll. Neben dem ESEM wird empfohlen, dass ein Teil der wachsenden preisflexiblen Ressourcen auf der Nachfrageseite – etwa Virtual Power Plants und größere gewerbliche EE- und Speicheranlagen – ihr Verhalten für AEMO sichtbar machen und am zentralen Dispatch-Prozess teilnehmen. Außerdem soll mittelfristig eine *Market-Making-Obligation* (MMO) eingeführt werden, die Marktteilnehmer verpflichtet, bestimmte Derivatekontrakte anzubieten, wenn die Liquidität in einer Region unter eine definierte Untergrenze fällt. Als gemeinsame Basis für MMO und ESEM sollen standardisierte Derivatekontrakte für drei Kategorien dienen: erneuerbare Erzeugung (*bulk energy*), Intra-Day-Lastprofilgestaltung (*shaping energy*) und steuerbare Leistung (*firming energy*).

Die Empfehlungen des Berichtes wurden von Industrie und Stakeholdern überwiegend positiv aufgenommen, zugleich kann man den öffentlichen Konsultationsbeiträgen substanzielle Anmerkungen zur Umsetzung entnehmen. Industrieakteure wie RWE Renewables und Akaysha Energy führten unter anderem folgende Punkte an: Das ESEM-Auktionsdesign soll sorgfältig gestaltet sein, um den aus Sicht der Industrieakteure ruinösen Preiswettbewerb (*race to the floor*) zu verhindern – etwa durch Bieter-Eignungskriterien und verbindliche Garantien (*bid bonds*) - und die Realisierungsquote der bezuschlagten Projekte zu sichern. Außerdem sei eine langfristige politische Verpflichtung zum ESEM wichtig, damit Projektentwickler und Investoren darauf vertrauen können, dass zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung (FID) ein verlässlicher Vermarktungsweg besteht. Für ESEM und MMO muss sichergestellt werden, dass die Verträge frei handelbar sind und nicht den bestehenden außerbörslichen Handel (OTC-Markt) verzerren. Kritischere Stimmen bezeichneten es als verfrüht, das erst kürzlich eingeführte *Capacity Investment Scheme* grundlegend umzugestalten; stattdessen solle geprüft werden, das CIS weiterzuentwickeln und zu verlängern, anstatt einen deutlich komplexeren Mechanismus wie das ESEM einzuführen. Die Komplexität des ESEM-Designs könne die Umsetzung erschweren und Unsicherheit bei Investoren eher verstärken als abbauen. Die Clean Energy Investment Group (CEIG) gab außerdem zu bedenken, dass das vorgeschlagene Design für ESEM-Verträge für EE-Erzeugung, welches substanziell von heutigen PPAs abweicht, neue Risiken für Windprojekte erzeugt. Je nach Ausgestaltung des ESEM-Administrators und dessen Aufgaben könnte zukünftig ein staatlicher Gentsiler mit dem größten Erzeugungsportfolio entstehen (DCCEEW 2025e; Merzian 9.2.2026; Leitch 29.1.2026).

Nachdem Anfang 2026 ein Arbeitsprogramm entwickelt wurde, werden die detaillierten Vorschläge im Laufe des Jahres 2026 durchgearbeitet, mit dem Ziel, das ESEM und die weiteren Vorschläge des Panels bis Ende 2027 zu etablieren. Im Mai 2026 wurde die Arbeitsgruppe berufen, die die neuen Derivatekontrakte ausarbeiten soll. Vertreten ist RWE (DCCEEW 2025f, ASL 6.5.2026).

# 5 Exkurs: Western Australia und der Wholesale Electricity Market

Western Australia (WA) ist nicht Teil des NEM und das größte isolierte Netz der Welt. Der Bundesstaat betreibt mit dem *Wholesale Electricity Market* (WEM) seit September 2006 einen eigenständigen Stromgroßhandelsmarkt, der das *South West Interconnected System* (SWIS) versorgt – ein isoliertes Stromnetz ohne physische Verbindung zum NEM. Das SWIS umfasst rund 8.000 km Übertragungsleitungen sowie 90.000 km Verteilnetzleitungen und versorgt mehr als 1,2 Mio. Kunden - im Vergleich zu den rund 20 Mio. Endkunden des NEM damit ein deutlich kleineres System (AEMO 2026a; Modo Energy 2026).

Der zentrale Unterschied zum NEM liegt im Marktdesign. Während der NEM als reiner Energy-Only-Markt konzipiert ist, kombiniert der WEM einen Energiemarkt (*balancing market*) mit einem separaten Kapazitätsmarkt (*Reserve Capacity Mechanism* (RCM)). Erzeuger erhalten damit Einnahmen aus zwei Quellen: dem Spotmarkt und Kapazitätzahlungen. Die Regulierung des WEM obliegt der WA-Regierung (Energeminister und Coordinator of Energy), für die Einhaltung des WEM Regelwerkes ist der Regulator (Economic Regulation Authority) zuständig. Der Netzbetreiber ist die staatliche Western Power, zuständig für Übertragungs- und Verteilnetze (Modo Energy 2026; AEMO 2026b).

Der Spotmarkt wird von AEMO betrieben, die WEM-Dispatch Engine (WEMDE) bringt in 5-Minuten-Intervallen Nachfrage und Angebot zusammen und setzt den Preis. Die Preisobergrenze (*Energy Offer Price Ceiling*) liegt seit dem 1. Januar 2025 bei 1.000 AUD/MWh, die Preisuntergrenze (*Energy Offer Price Floor*) bei – 1.000 AUD/MWh. AEMO kann die Preisobergrenze aber leicht anpassen. Der erheblich niedrigere Preisdeckel im Vergleich zum NEM ist möglich, weil der Kapazitätsmarkt die Fixkosten der Erzeuger separat vergütet. Frequenzleistungen werden auf fünf FCESS (*Frequency Co-optimised Essential System Services*)-Märkten gehandelt (Modo Energy 2026).

Auf dem WEM Dashboard veröffentlicht AEMO aktuelle Informationen zum Spotpreis, Zusammensetzung der Erzeugungskategorien und Strommix.

## Market Pulse

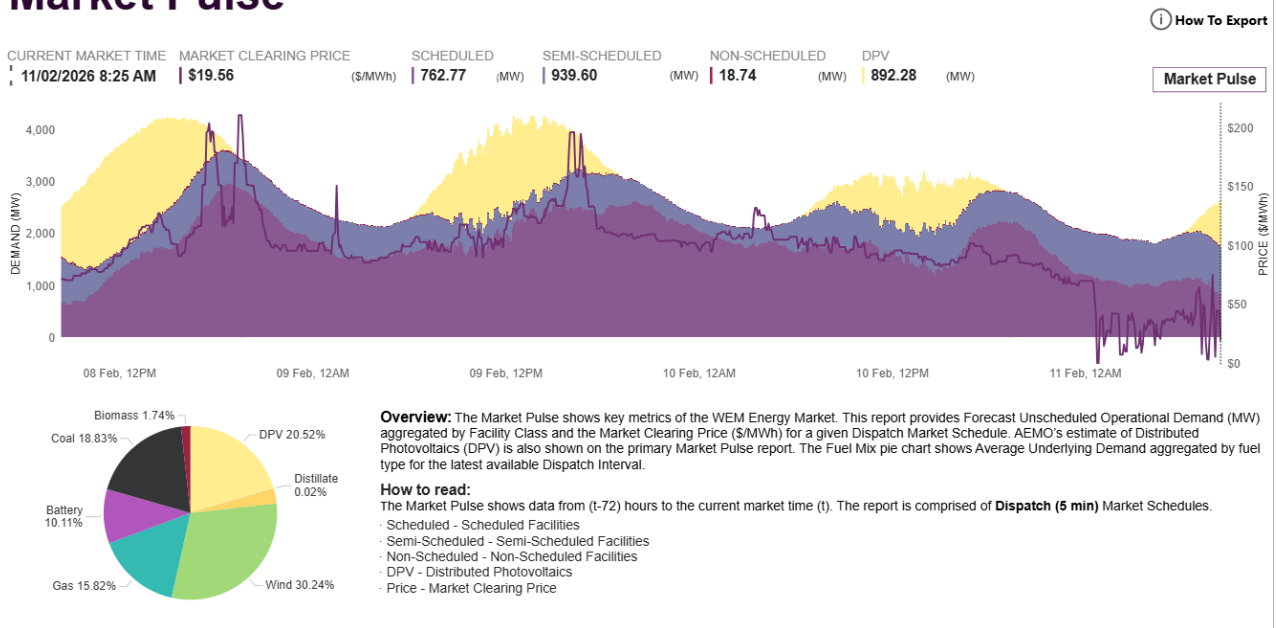


Abbildung 9: WEM Dashboard am 11.2.2026 (AEMO 2026b)

Der RCM dient dazu, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, indem ausreichend Erzeugungskapazität zur Deckung der Spitzennachfrage bereitgestellt wird, wobei AEMO in einem dreijährigen Zyklus Kapazitätssertifikate (*Capacity Credits*) an Anbieter vergibt. Die Umstellung 2023 auf ein Dispatch-Modell, welches Netzengpässe, analog zum NEM, berücksichtigt, hatte auch Auswirkungen auf den RCM. Seitdem werden die Kapazitätssertifikate an tatsächlich verfügbare Netzkapazität gekoppelt (Enercloud 1.3.2023; AEMO 2023b).

2025 wurden rund 23 TWh produziert, der durchschnittliche, mengengewichtete Preis betrug 94,78 AUD/MWh. In den letzten Jahren kamen immer mehr EE-Erzeugung und große Batterien dazu, ein neuer Rekord für den EE-Anteil wurde im Dezember 2025 mit über 90% in einem 5-Min-Intervall aufgestellt, dabei gibt es keine Wasserkraft oder Pumpspeicherkraftwerke. 2022 kündigte die WA-Regierung die Stilllegung der staatlichen Kohlekraftwerke Collie und Muja bis 2030 an. Das private Kohlekraftwerk Bluewaters hat zwar kein festgelegtes Abschaltdatum, AEMO geht aber aufgrund auslaufender Subventionen nicht davon aus, dass das Kraftwerk nach 2027 verfügbar ist. Bemerkenswert ist die Rolle der zunehmenden Batteriekapazität, die im SWIS bis Ende 2025 auf 1,4 GW anstieg und die wichtig bei der Abfederung der Hitze-bedingten Lastanstiegen in den letzten Jahren ist (Ampere Labs 2026; AEMO 2025h; WA Government 14.6.2022).

## 6 Quellenverzeichnis

ACCC 2025a: Inquiry into the National Electricity Market. Link: <https://www.accc.gov.au/system/files/inquiry-national-electricity-market-report-july-2025.pdf>

ACCC 2025b: Electricity prices and plans. Link: <https://www.accc.gov.au/consumers/specific-products-and-activities/electricity-prices-and-plans>

AEC 10.7.2025: OECD Price Comparison: How do we stack up? Link: <https://www.energycouncil.com.au/analysis/oecd-price-comparison-how-do-we-stack-up/>

AEMC 2025a: Reliability Panel. Link: <https://www.aemc.gov.au/about-us/reliability-panel>

AEMC 2025b: National Electricity Rules. Link: <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/710>

AEMC 2025c: Changing the energy rules – a unique process. Link: <https://www.aemc.gov.au/our-work/changing-energy-rules>

AEMC 2025d: Reliability, link: [https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/reliability#:~:text=The%20reliability%20standard%20requires%20at,Energy%20Market%20Operator%20\(AEMO\).](https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/reliability#:~:text=The%20reliability%20standard%20requires%20at,Energy%20Market%20Operator%20(AEMO).)

AEMC 2025e: 2026 Reliability Standard and Settings Review, link: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2025-06/REL0094%20-%20RSSR%202026%20-%20AEMC%20terms%20of%20reference.pdf>

AEMO 2026a: About the Wholesale Electricity Market (WEM), link: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/about-the-wholesale-electricity-market-wa-wem>

AEMO 2026b: WEM Data Dashboard, link: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/data-wem/data-dashboard>

AEMO 2025a: NEM Foundations Course.

AEMO 2025b: 2026 Integrated System Plan (ISP). Link: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2026-integrated-system-plan-isp>

AEMO 2025c: Interconnector Capabilities. Link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security\\_and\\_reliability/congestion-information/2024/interconnector-capabilities.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/congestion-information/2024/interconnector-capabilities.pdf)

AEMO 2025d: Quarterly Energy Dynamics Q4 2024, Link: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2024/qed-q4-2024.pdf?la=en>

AEMO 2025e: Marginal Loss Factors: Financial Year 2025-26, Link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security\\_and\\_reliability/loss\\_factors\\_and\\_regional\\_boundaries/2025-26-marginal-loss-factors/marginal-loss-factors-for-the-2025-26-fin-year.pdf?rev=87a79a393a1a40c7a7e0738908fe8b1e&sc\\_lang=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/loss_factors_and_regional_boundaries/2025-26-marginal-loss-factors/marginal-loss-factors-for-the-2025-26-fin-year.pdf?rev=87a79a393a1a40c7a7e0738908fe8b1e&sc_lang=en)

AEMO 2025f: 2025 Electricity Statement of Opportunities, link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/nem\\_esoo/2025/2025-electricity-statement-of-opportunities.pdf?rev=8746cf0303364c34a31b7c740b6cb275&sc\\_lang=en&hash=A3703CC88070C27BC883721B48940F41](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/nem_esoo/2025/2025-electricity-statement-of-opportunities.pdf?rev=8746cf0303364c34a31b7c740b6cb275&sc_lang=en&hash=A3703CC88070C27BC883721B48940F41)

AEMO 2025g: 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=0984b6183240456bbc85bfaa12fec62&sc\\_lang=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/tpss/2025-transition-plan-for-system-security.pdf?rev=0984b6183240456bbc85bfaa12fec62&sc_lang=en)

AEMO 2025h: 2025 Wholesale Electricity Market, 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 2024a: 2024 Integrated System Plan.

AEMO 2023a: 2023 Inputs, Assumptions and Scenarios Report. Link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2023/2023-inputs-assumptions-and-scenarios-report.pdf?rev=f6c9a6c48a9946208ab6e1cf7ef32c7f&sc\\_lang=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2023/2023-inputs-assumptions-and-scenarios-report.pdf?rev=f6c9a6c48a9946208ab6e1cf7ef32c7f&sc_lang=en)

AEMO 2023b: Wholesale Electricity Market Design Summary, link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/wem-reform-program/wem-reform-market-design-summary.pdf?la=en&rev=fa805609f3334e24b5031bc8951085d1&sc\\_lang=en&hash=36942A016E0AE4A024B4110C0FD15464](https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/wem-reform-program/wem-reform-market-design-summary.pdf?la=en&rev=fa805609f3334e24b5031bc8951085d1&sc_lang=en&hash=36942A016E0AE4A024B4110C0FD15464)

AEMO 2022: Guide to generator exemptions and classification of generating units, Link: [https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Participant\\_Information/New-Participants/Generator-Exemption-and-Classification-Guide.docx](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Participant_Information/New-Participants/Generator-Exemption-and-Classification-Guide.docx)

AEMO 2021: Guide to schedule loads, Link: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/stakeholder\\_consultation/consultations/nem-consultations/2019/5ms-dispatch-non-rules-procedures/guide-to-scheduled-loads.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2019/5ms-dispatch-non-rules-procedures/guide-to-scheduled-loads.pdf)

AEMO 2018: The NEM Reliability Framework, link: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-11/Additional%20information%20from%20AEMO%20to%20support%20its%20Enhanced%20RERT%20rule%20change%20proposal.pdf>

AER 2025a: State of the energy market 2025.

AER 2024a: Wholesale electricity market performance report 2024.

Ampere Labs 2026: WEM Annual Market Review, link: <https://amperelabs.com.au/wp-content/uploads/WEM-2025-Annual-Review.pdf>

ASL 6.5.2026: Industry-led Electricity Contract Co-Design, link: [https://asl.org.au/tenders/industry-led-electricity-contract-co-design?\\_sc=MTA00TY5MjQjOTAzOQ%3D%3D&utm\\_campaign=Newsletter+-+Daily+-+260507&utm\\_medium=email&utm\\_source=brevo](https://asl.org.au/tenders/industry-led-electricity-contract-co-design?_sc=MTA00TY5MjQjOTAzOQ%3D%3D&utm_campaign=Newsletter+-+Daily+-+260507&utm_medium=email&utm_source=brevo)

ASX 2025: ASX Australian Electricity Derivatives. Link: <https://www.asx.com.au/content/dam/asx/markets/trade-our-derivatives-market/derivatives-market-overview/energy-derivatives/australian-electricity-fact-sheet.pdf>

Burgess, Kate 9.2.2026: Market operator review welcomed, in The Energy. Link: <https://theenergy.co/article/market-operator-faces-potential-overhaul>

CEC 2025: Rooftop solar and storage report. Link: [https://cleanenergycouncil.org.au/getmedia/4bb1033a-e903-4dd7-a30c-5de488de1b97/cec\\_rooftop-solar-and-storage-report\\_jan\\_june2025.pdf](https://cleanenergycouncil.org.au/getmedia/4bb1033a-e903-4dd7-a30c-5de488de1b97/cec_rooftop-solar-and-storage-report_jan_june2025.pdf)

CEC 14.2.2025: NEM Wholesale review – CEC Submission slides – final, link: <https://consult.dccew.gov.au/nem-review-initial-consultation/take-the-survey/view/46>

CEIG 2025: Accelerating our energy transition with a credible 1.5°C scenario, link: [https://www.ceig.org.au/wp-content/uploads/2023/04/CEIG-x-Baringa-Report\\_2023.pdf](https://www.ceig.org.au/wp-content/uploads/2023/04/CEIG-x-Baringa-Report_2023.pdf)

CEIG 14.2.2025: NEM Wholesale review – CEIG Submission, link: <https://consult.dcceew.gov.au/nem-review-initial-consultation/take-the-survey/view/31>

CEPA 2020: Governance and regulation of market / system operators. Link: [https://www.energycouncil.com.au/media/19091/finalcepa\\_aecena\\_marketssystemoperatorgovernance\\_report.pdf](https://www.energycouncil.com.au/media/19091/finalcepa_aecena_marketssystemoperatorgovernance_report.pdf)

Cropp, Ryan 20.1.2026: Transition delays extend life of nation's biggest coal plant, in the AFR. Link: <https://www.afr.com/companies/energy/origin-to-keep-country-s-largest-coal-plant-running-until-2029-20260120-p5nvcl>

DCCEEW 2.1.2026: National Electricity Market wholesale market settings review. Link: <https://www.dcceew.gov.au/energy/markets/nem-wms-review>

DCCEEW 4.11.2025: Have your say on a Solar Sharer Offer, link: <https://www.dcceew.gov.au/about/news/hys-on-solar-sharer-offer>

DCCEEW 2025a: Terms of Reference, Review of Market Settings in the National Electricity Market to Follow the Capacity Investment Scheme. Link: <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/final-terms-reference-nem-wms-review.pdf>

DCCEEW 2025b: NEM Review – Initial Consultation - Published submissions. Link: <https://consult.dcceew.gov.au/nem-review-initial-consultation/take-the-survey/list>

DCCEEW 2025c: Energy and Climate Change Ministerial Council. Link: <https://www.energy.gov.au/energy-and-climate-change-ministerial-council>

DCCEEW 2025d: Meetings and communiqués. Link: <https://www.energy.gov.au/energy-and-climate-change-ministerial-council/meetings-and-communicues>

DCCEEW 2025e: NEM Review - Draft Report Consultation - Published Submissions. Link: <https://consult.dcceew.gov.au/nem-review-draft-report-consultation/take-the-survey/list>

DCCEEW 2025f: Energy and Climate Change Ministerial Council meetings and communiqués. Link: <https://www.energy.gov.au/energy-and-climate-change-ministerial-council/meetings-and-communicues>

DCCEEW 6.6.2023: Incorporating an emissions reduction objective into the national energy objectives. Link: <https://www.energy.gov.au/energy-and-climate-change-ministerial-council/working-groups/energy-governance-working-group/incorporating-emissions-reduction-objective-national-energy-objectives>

Enercloud 1.3.2023: What is changing in WEM Reform, link: <https://enercloud.io/what-is-changing-in-wem-reform/>

ERM 2025: Australia's corporate renewable PPA tracker (NEM). Link: <https://www.erm.com/ppa-tracker-australia/>

Flottmann, Jonty et al 2023: Derivatives and Hedging Practices in the Australian National Electricity Market. Griffith University, link: [https://www.griffith.edu.au/\\_data/assets/pdf\\_file/0041/1809698/No.2023-07-Derivatives-and-Hedging-Practices-in-the-Australian-National-Electricity-Market-3.pdf](https://www.griffith.edu.au/_data/assets/pdf_file/0041/1809698/No.2023-07-Derivatives-and-Hedging-Practices-in-the-Australian-National-Electricity-Market-3.pdf)

Government of South Australia 2025: National Electricity (South Australia) Act. Link: [https://www.legislation.sa.gov.au/lz?path=%2FC%2FA%2FNATIONAL%20ELECTRICITY%20\(SOUTH%20AUSTRALIA\)%20ACT%201996](https://www.legislation.sa.gov.au/lz?path=%2FC%2FA%2FNATIONAL%20ELECTRICITY%20(SOUTH%20AUSTRALIA)%20ACT%201996)

IEA 2025: Electricity 2025, Prices, link: <https://www.iea.org/reports/electricity-2025/prices>

Leitch, David 29.1.2026: A Government monopoly may well be the future of the NEM, its lower cost. ITK Research, link: <https://itkservices3.com/posts/powering%20data%20centres%20and%20smelters>

Merzian, Richie 9.2.2026: New NEM contracts could miss the mark on wind projects. The Energy, link: [https://theenergy.co/article/new-nem-contracts-could-miss-the-mark-on-wind-projects?utm\\_medium=email&hsenc=p2ANqtz-9NvjoqoMbr4UnKrBvqld27qP5I2bX4rk9PDhbcNqqhg0Cf9AsblxSZdm93UmZMKj59XKBJ6eT5KpddsDZBMOZ6BH3A&hsmi=21425956&utm\\_content=21425956&utm\\_source=hs\\_email](https://theenergy.co/article/new-nem-contracts-could-miss-the-mark-on-wind-projects?utm_medium=email&hsenc=p2ANqtz-9NvjoqoMbr4UnKrBvqld27qP5I2bX4rk9PDhbcNqqhg0Cf9AsblxSZdm93UmZMKj59XKBJ6eT5KpddsDZBMOZ6BH3A&hsmi=21425956&utm_content=21425956&utm_source=hs_email)

Modo Energy 2026: WEM: An introduction to Australia's Wholesale Electricity Market, link: <https://modoenergy.com/research/en/australia-introduction-wem-wholesale-electricity-market>

Mountain, Bruce 27.5.2025: "Watershed moment:" Transmission re-think our best chance to get renewable grid right. RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/watershed-moment-transmission-re-think-our-best-chance-to-get-renewable-grid-right/>

Nelson, Tim et al. 2025a: National Electricity Market wholesale market settings review, Draft report. Link: [https://storage.googleapis.com/files-au-climate/climate-au/p/prj36f491a5284dc4c74959e/page/NEM\\_Review\\_Draft\\_Report\\_August\\_2025\\_Final\\_2.pdf](https://storage.googleapis.com/files-au-climate/climate-au/p/prj36f491a5284dc4c74959e/page/NEM_Review_Draft_Report_August_2025_Final_2.pdf)

Nelson, Tim et al. 2025b: 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>

NSW-Government 2025a: Electricity Infrastructure Roadmap. Link: <https://www.energy.nsw.gov.au/nsw-plans-and-progress/major-state-projects/electricity-infrastructure-roadmap>

Open Electricity 2025: <https://explore.openelectricity.org.au/>

Palmer, Charis 4.12.2025: Rule maker projects price of getting transition wrong. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/rule-maker-projects-price-of-getting-transition-wrong>

Palmer, Charis 10.10.2025: Getting the least cost transition back on track. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/getting-the-least-cost-transition-back-on-track>

Parkinson, Giles 16.12.2025: Energy ministers endorse Nelson market review to succeed CIS, with the exception of Queensland. Renew Economy, Link: <https://reneweconomy.com.au/energy-ministers-endorse-nelson-market-review-to-succeed-cis-with-the-exception-of-queensland/>

Parkinson, Giles 12.10.2025: Queensland's bizarre coal-keeper matrix slams the door on renewables, and everyone will pay the price. RenewEconomy, Link: <https://reneweconomy.com.au/queenslands-bizarre-coal-keeper-matrix-slams-the-door-on-renewables-and-everyone-will-pay-the-price/>

Parkinson, Giles 10.8.2023: AGL teaches its ageing coal plants how to flex around the rooftop solar duck, Renew Economy, link: <https://reneweconomy.com.au/agl-teaches-its-ageing-coal-plants-how-to-flex-around-the-rooftop-solar-duck/#:~:text=The%20flexibility%20upgrades%20at%20its%20Bayswater%20black,traditional%20coal%20generators%20to%20operate%20as%20%E2%80%9Cbaseload.%E2%80%9D>

Vorrath, Sophie 3.11.2025: Solar Sharer: Bowen wants retailers to offer free electricity for three hours in middle of every day, RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/solar-sharer-bowen-wants-retailers-to-offer-free-electricity-for-three-hours-in-middle-of-every-day/>

Rae, Marion 25.5.2025: Getting a jump on the 2026 ISP. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/getting-a-jump-on-the-2026-isp>

Reliability Panel 2025: The National Electricity Market Reliability & Security Report, link: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2025-06/NEM%20Reliability%20%26%20Security%20Report%20FY2024%20%281%29.pdf>

Rio Tinto 13.3.2025: Rio Tinto and Edify Energy sign landmark solar and battery agreement for Rio Tinto's Gladstone operations. Link: <https://www.riotinto.com/en/news/releases/2025/rio-tinto-and-edify-energy-sign-landmark-solar-and-battery-agreement-for-rio-tintos-gladstone-operations>

RystadEnergy 23.10.2023: Trouble down under: Australia's electricity market is the most volatile in the world, link: <https://www.rystadenergy.com/news/australia-electricity-market-most-volatile-in-the-wor>

Simshauser, Paul 2025: Competition vs. coordination: Optimising wind, solar and batteries in renewable energy zones. Griffith University, link:

Spencer, Nancy 21.8.2025: How Australia's energy rules are made. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/how-australias-energy-rules-are-made>

Stadler, Anita 19.2.2025: The forgotten market and its critical role in Australia's transition to clean energy. Watt Clarity, link: <https://wattclarity.com.au/articles/2025/02/the-forgotten-market-and-its-critical-role-in-australias-transition-to-clean-energy/>

The Energy: The spring squeeze. Newsletter 8.10.2025

WA-Government 14.6.2022: State-owned coal power stations to be retired by 2030, link: <https://www.wa.gov.au/government/media-statements/McGowan-Labor-Government/State-owned-coal-power-stations-to-be-retired-by-2030-20220614>