



BRIEFING SERIE: AUSTRALISCHES STROMSYSTEM & STROMMARKT

Stromnetz

Zweites 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

Autorinnen:

Franziska Teichmann, Marie Münch

Layout und Gestaltung:

adelphi

Bildnachweis:

Cover: KI generiert

Stand: 13.05.2026

© 2026 adelphi

Initiated by



Implemented by



Executive Summary

Die australische Stromnetzinfrastruktur besteht aus Übertragungs- und Verteilnetzen sowie aus kleineren regionalen Systemen in entlegenen Gegenden. Im National Electricity Market (NEM) an der Ost- und Südküste sind die Übertragungsnetze in der Hand von sieben Übertragungsnetzbetreibern (TNSPs) und die Verteilnetze von 13 Verteilnetzbetreibern. Sechs Interkonnektoren verbinden die in den einzelnen Bundesstaaten separat organisierten Stromnetze. Der Großteil der Übertragungsleitungen sind Wechselstrom (AC), Gleichstromleitungen (DC) wurden für die einige Interkonnektoren gebaut.

Die Übertragungsnetzplanung ist komplex und bundesstaatenabhängig und erfordert enge Koordination zwischen Regierungen, dem Stromsystembetreiber AEMO und den TNSPs. Während AEMO die langfristige Planung des Gesamtsystems verantwortet, übernehmen die TNSPs die bundesstaatliche Planung sowie Umsetzung und Betrieb der Infrastruktur. Darüber hinaus sind TNSPs für die projektspezifische Bewertung im Rahmen des Regulatory Investment Test for Transmission (RIT-T) zuständig.

Da Übertragungs- und Verteilnetze natürliche Monopole darstellen, unterliegen sie der wirtschaftlichen Regulierung durch den Australian Energy Regulator (AER), der im Rahmen eines fünfjährigen Regulierungszyklus Erlösobergrenzen und Netzentgelte festlegt. Netzentgelte machen knapp die Hälfte der Stromrechnung privater Haushalte aus.

Der Netzzugang im NEM basiert auf einem offenen Zugangsregime, d.h. jede Anlage, die die technischen Standards erfüllt, darf sich an das Übertragungsnetz anschließen. Es gibt keinen Einspeisevorrang für erneuerbare Energien und jeder Stromerzeuger kann abgeregelt werden. Für jeden der rund 1.500 Anschlusspunkte im Übertragungsnetz wird von AEMO ein *Marginal Loss Factor* (MLF) berechnet, der die physikalischen Verluste des Stromtransports zum regionalen Stromhandelsplatz widerspiegelt und auf den erzielten Strompreis angewendet wird. Dabei wird der MLF alle 12 Monate neu berechnet, so dass EE-Anlagen jährlich schlechter dastehen können. Im Februar 2026 reichte AEMO dazu einen Regeländerungsvorschlag bei der AEMC ein, um die Volatilität des MLF einzudämmen und das Risiko für Investoren zu reduzieren. Das Risiko der Abregelung und das Prinzip der MLFs werden auch in Power Purchase Agreements (PPAs) angewendet, so dass Erzeugungsanlagen alle Kosten für eine ungünstige Standortwahl selbst tragen (AEMO 2026a).

Das Netzzugangsregime über die Generator Performance Standards (GPS) gilt als eines der striktesten weltweit. Die anzuschließende Anlage wird in allen Details modelliert und in ihren Auswirkungen auf das Stromnetz getestet, jede bauliche Veränderung muss neu modelliert und während der Inbetriebnahme müssen die Modellergebnisse durch reale Tests bestätigt werden. Für den Bau der Infrastruktur bis zum Anschlusspunkt ist das Projekt selbst zuständig.

Zur Beschleunigung des EE-Ausbaus sollen Renewable Energy Zones (REZs) eine zentrale Rolle spielen. In diesen strategisch ausgewählten Regionen sollen neue Solar-, Wind- und Batterieprojekte gebündelt werden, um Erzeugungs- und Netzplanung besser zu integrieren, Gesamtkosten zu senken und Widerstand aus der Bevölkerung zu mindern. Momentan befinden sich die Prozesse für REZs jedoch vielerorts noch in der Entwicklung, am weitesten fortgeschritten sind die REZs in NSW. Dabei ergeben sich für Projektentwickler nicht unbedingt Vereinfachungen, mit den Auktionen für Netzanschlussrechte in NSW gibt es im Gegenteil einen zusätzlichen Prozess zu managen.

Der Netzausbau steht vor erheblichen Herausforderungen: steigende Kosten, langwierige Genehmigungsverfahren, wachsender gesellschaftlicher Widerstand sowie Lieferengpässe bei Schlüsselkomponenten verursachen Verzögerungen. Dabei ergeben sich insbesondere bei den notwendigen Komponenten und dem sicheren Netzbetrieb vielfältige Möglichkeiten für deutsche Technologie.

Inhalt

1	Physische Stromnetzinfrastruktur	5
2	Netzplanungsrahmen für das Übertragungsnetz	6
2.1	Planungshierarchie und Planungsinstrumente	6
2.2	Renewable Energy Zones	6
2.3	Stromnetzplanung in der Krise	8
3	Besitz und Betrieb des Übertragungsnetzes	9
3.1	Transmission Network Service Providers (TNSPs).....	9
3.2	Netzzugang und Anschlussverfahren	10
3.3	Netzengpässe und Abregelung	11
4	Regulierung und Investitionsrahmen.....	13
4.1	Rolle des Regulators und Netzentgelte	13
4.2	Investitionen in die Netzinfrastruktur	13
4.3	Lieferketten und Komponenten für Netzinfrastruktur	15
5	Verteilnetz	17
6	Quellenverzeichnis.....	19

1 Physische Stromnetzinfrastruktur

Die australische Stromnetzinfrastruktur besteht aus Übertragungs- und Verteilnetzen sowie aus kleineren regionalen Systemen in entlegenen Gegenden. Dieses Briefing beschäftigt sich ausschließlich mit dem größten zusammenhängenden Stromnetz im National Electricity Market (NEM), das Queensland, New South Wales (NSW), das Australian Capital Territory (ACT), Victoria, South Australia und Tasmanien verbindet. Die Netzinfrastruktur ist eine zentrale Komponente für die Dekarbonisierung des NEM. Der Übergang zu erneuerbaren Energiequellen (EE) erfordert Investitionen in den Ausbau und die Modernisierung des Netzes, um neue Kapazitäten anzuschließen und den Strom zu den Verbrauchern zu liefern. In den 1990er Jahren wurde die vertikal integrierte australische Stromversorgungsindustrie entflochten und die Stromnetze strukturell von der Erzeugung getrennt (Simshauser 2023).

Die Stromversorgung war historisch separat in den Bundesstaaten organisiert, heute ist die früher auch auf die einzelnen Staaten abgegrenzte Netzinfrastruktur durch sechs Interkonnektoren (drei in privatem und drei in staatlichem Besitz) verbunden (siehe auch Briefing zum Überblick Strommarkt). Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die rund 40.000 km Übertragungsleitungen des NEM, die von der Höchstspannungsebene 500kV bis 66kV reichen. Der Großteil der Leitungen sind Wechselstrom (AC), Gleichstromleitungen (DC) wurden für die Interkonnektoren zwischen Victoria und Tasmanien (Basslink, 400kV), Victoria und South Australia (Murraylink, 220kV) und New South Wales und Queensland (Terranora, 110kV) gebaut. Der NEM operiert innerhalb eines festgelegten Frequenzbereichs um 50 Hertz, beim Endkunden wird Strom mit 240 V AC geliefert. 84% der Übertragungs- und Verteilnetze verlaufen über der Erde, unterirdische Übertragungsleitungen gibt es nur sehr begrenzt (AEMO 2025d&e; AER 2025a).

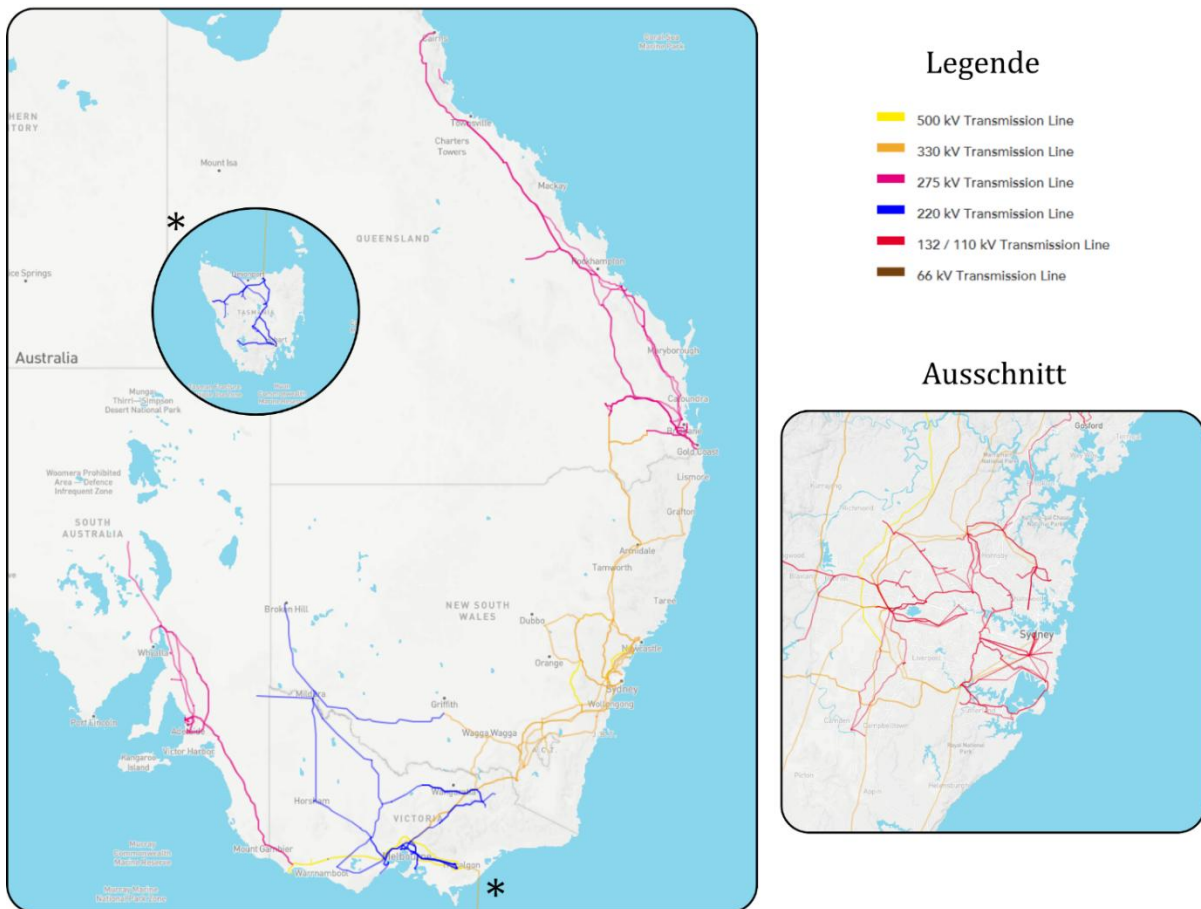


Abbildung 1: Übertragungsleitungen im NEM mit Spannungsebene (AEMO 2025c)

2 Netzplanungsrahmen für das Übertragungsnetz

2.1 Planungshierarchie und Planungsinstrumente

Die Netzplanung im NEM ist komplex und bundesstaatenabhängig. Auf nationaler Ebene koordiniert der Stromsystembetreiber AEMO die Planung durch das *Electricity Statement of Opportunities* (ESOO), welches den Stromverbrauch und die Erzeugungskapazitäten prognostiziert, sowie den *Integrated System Plan* (ISP), ein 20-Jahres-Fahrplan für das Gesamtsystem. AEMO prognostizierte im „ISP 2024“, dass bis 2034 rund 5.000 km und bis 2050 etwa 10.000 km neue Übertragungsleitungen erforderlich sind. Im „ISP 2026“, der im Entwurf vorliegt, wird nun von geringerem Bedarf ausgegangen (AEMO 2024a; AEMO 2025d).

Die Übertragungsnetzbetreiber (Transmission Network Service Providers, TNSPs) erstellen in jedem Bundesstaat eigene Netzplanungsberichte in Abstimmung mit AEMO und sind für die projektspezifische Bewertung (Regulatory Investment Test for Transmission, RIT-T) und Umsetzung zuständig. Zunehmend entwickeln die Bundesstaaten eigene Planungsrahmen, die über die Erfordernisse der *National Electricity Rules* hinsichtlich Kosteneffizienz, Versorgungs- und Systemsicherheit hinausgehen und lokale Prioritäten wie regionale Wirtschaftsentwicklung, Umweltschutz und Landnutzung berücksichtigen. Dies erfordert enge Koordination zwischen Bundesstaaten, AEMO und TNSPs. Im Juli 2025 wurde die Netzplanung für Victoria durch die staatliche VicGrid übernommen, nachdem sich der Übertragungsnetzausbau in Victoria Verzögerungen und öffentlichem Widerstand gegenüber sah. In allen Bundesstaaten sind in den Planungsprozessen mehrere Organisationen involviert, verhältnismäßig klar strukturiert läuft es in Queensland und nach Übernahme der Netzplanungsverantwortung durch VicGrid voraussichtlich zukünftig auch in Victoria ab. Besonders komplex und reformbedürftig sind die Planungsprozesse in New South Wales (Vorrath 8.6.2023; Farrierswier 2025).

Die folgende Abbildung illustriert den Planungs- und Umsetzungsprozess.



Abbildung 2: Der Prozess der Übertragungsnetzplanung (AEMO 2024c)

2.2 Renewable Energy Zones

In Renewable Energy Zones (REZs) soll zukünftig der Großteil des Ausbaus von großen Solar-, Wind- und Batterieprojekten in strategisch geeigneten Gebieten angesiedelt und Erzeugungs- und Netzplanung in einem einheitlichen Rahmen gebündelt werden (siehe auch Briefing zu erneuerbaren Energien). Durch die Bündelung soll der Gesamtumfang erforderlicher Übertragungsnetzinfrastruktur reduziert und Kosten gesenkt werden. Zudem sollen REZs teils vereinfachte Konsultations-, Kompensations- und Beteiligungsverfahren für die

Erzeugung und notwendige Infrastruktur haben und Unterstützung in der Bevölkerung sicherstellen. Für Projektentwickler bieten REZs darüber hinaus im besten Fall einen klareren Weg zur Marktreife und einfacheres Risikomanagement: sie können sich mit größerer installierter Kapazität ans Netz anschließen und dürfen mehr einspeisen. Allerdings gibt es in NSW mit der Ausschreibung der Netzanschlussrechte einen zusätzlichen Schritt im Prozess, der Risiken birgt. Momentan befinden sich die Prozesse für REZs an vielen Stellen noch im Aufbau.

NSW ist bei der Umsetzung der REZs am weitesten und hat in der wegweisenden *NSW Electricity Infrastructure Roadmap* aus 2020 die bundesstaatlichen REZs benannt. Die mit Abstand größten REZs sind dabei Central-West Orana und New England. In Central-West Orana sollen bis 2050 laut AEMO rund 15 GW gebaut werden, in New England rund 13 GW. Damit wäre der Großteil des notwendigen EE-Zubaus in NSW von 34 GW erfüllt. Die NSW-Regierung ernannte die staatliche EnergyCo zum Infrastrukturplaner beider REZs und erteilte im Mai 2025 zehn Projekten mit 7 GW Kapazität das Netzzugangsrecht für die am weitesten fortgeschrittene Central-West Orana REZ (AEMO 2024b; NSW-Government 2025a).

Mit der Umsetzung und dem Bau der REZ-Infrastruktur werden von EnergyCo separate Firmen beauftragt. Für die Central-West Orana REZ wurde das private Konsortium ACEREZ beauftragt, welches aus der spanischen Firma ACCIONA, COBRA und Endeavour Energy besteht. Bei der Finanzierung ist u.a. die KfW IPEX Bank beteiligt. Auch für weitere deutsche Firmen im Bereich Finanzierung und Übertragungsnetzbau sowie -betrieb können sich hier Chancen ergeben (ACEREZ 2026).

Dabei sind auch in NSW viele Aspekte noch ungeklärt. Bisher fallen für Stromerzeuger und Batterien keine Transmission Use of System (TUoS)-Entgelte für die Nutzung an, das könnte für den Netzanschluss in REZs ggf. anders gestaltet werden. Für die in der Central-West Orana angesiedelten Windprojekte (Spicers Creek von Squadron, Liverpool Range von Tilt und Valley of the Winds von ACEN) traf die NSW Regierung darüber hinaus nicht öffentliche Vereinbarungen hinsichtlich Kompensationszahlungen falls die Netzinfrastruktur nicht rechtzeitig fertiggestellt wird. Insgesamt wird der REZ Prozess vom Grattan Institut als intransparent und suboptimal bezeichnet (Cropp 19.4.2026).

Nachfolgend eine Übersicht der von AEMO identifizierten REZs und der NSW REZs.

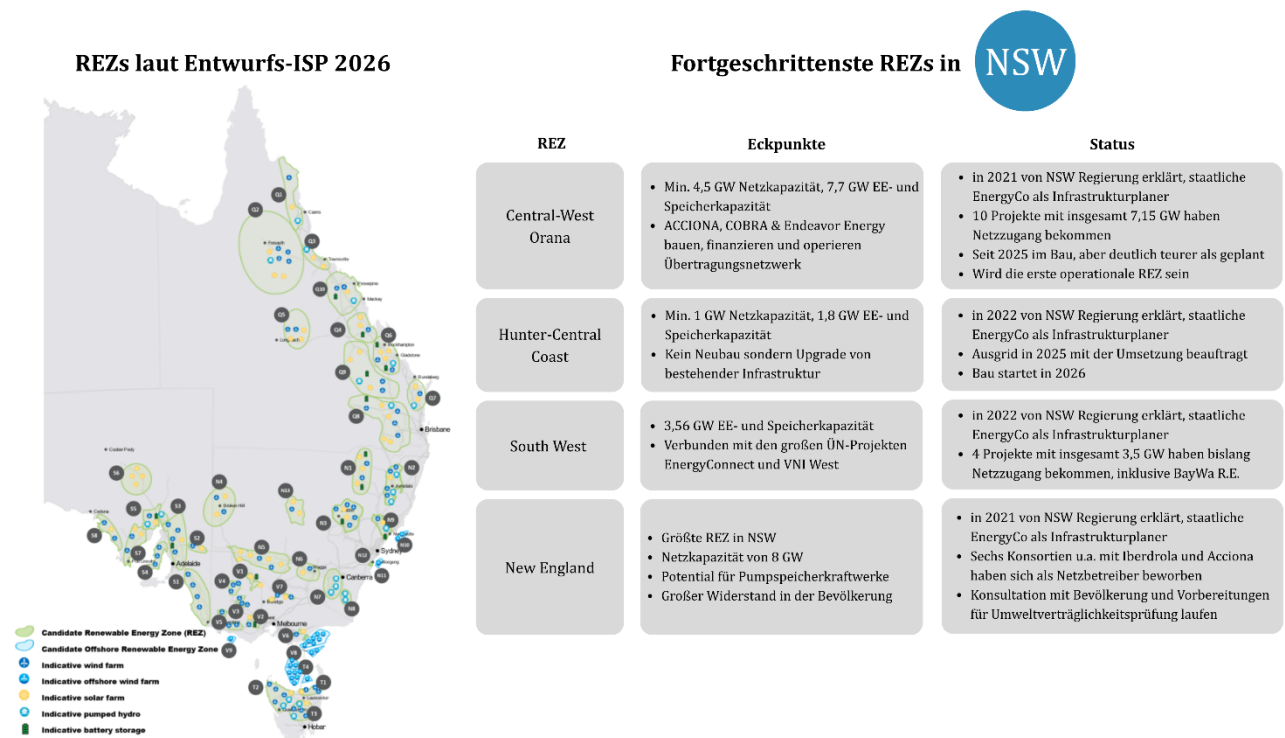


Abbildung 3: Übersicht REZ Kandidaten und fortgeschrittenste NSW REZs (AEMO 2025b, NSW Government 2026a & b)

2.3 Stromnetzplanung in der Krise

AEMO prognostizierte in den bisherigen ISPs umfangreiche Übertragungsprojekte – ganz nach dem Motto „no transition without transmission“. Mittlerweile zeigen sich jedoch bei vielen Projekten massive Kostenexplosionen, erhebliche Verzögerungen und wachsender Widerstand aus der Bevölkerung. Betroffen sind unter anderem die Interkonnektor-Projekte EnergyConnect, Western Renewables Link, HumeLink und VNI West sowie die beiden großen NSW-REZs Central-West Orana und New England (Howland 22.9.2025).

Kostensteigerungen betreffen neben dem Übertragungsnetzausbau besonders auch Windprojekte. Ursachen sind hohe Kosten für Ingenieure, Lieferengpässe bei Material und Komponenten, gestiegene Arbeits- und Logistikkosten sowie aufwendige Planungs-, Genehmigungs- und Beteiligungsprozesse. Die Kosten für den Interkonnektor EnergyConnect zwischen South Australia, Victoria und NSW haben sich nahezu verdoppelt, auf 4,1 Mrd. AUD – ebenso wie jene für VNI West zwischen Victoria und NSW. EnergyAustralia-CEO Collette spricht von einer „Wall of CAPEX“, die bewältigt werden müsse, um die Emissionsminderungsziele zu erreichen. Diese massiven Infrastrukturinvestitionen werden die bereits steigenden regulierten Netznutzungsentgelte weiter in die Höhe treiben (Woodley 5.2.2025; Verley 1.8.2025; Palmer 10.10.2025; Williamson 17.2.2026).

Auch der gesellschaftliche Widerstand gegen Großprojekte nimmt zu. In Victoria wehrt sich der Großteil der betroffenen Landbesitzer gegen VNI West und lehnt das Projekt trotz Kompensationszahlungen u.a. aufgrund befürchteter Minderungen der Grundstückswerte, Einschränkungen im landwirtschaftlichen Betrieb und visueller Beeinträchtigungen ab. Bei der Bürgerbeteiligung für VNI West wurden schwerwiegende Fehler begangen, so dass das Vertrauen in Regierung und EE-Branche stark beschädigt ist. Auch die New England REZ sieht sich massiven Protesten gegenüber, angeführt vom konservativen Abgeordneten Barnaby Joyce (Verley 30.7.2025; Williamson 18.11.2024; Buckley et al. 2026; Plevy 15.3.2023).

Diese Herausforderungen werden bisher unzureichend in der Übertragungsnetzplanung des ISP berücksichtigt und damit die projektspezifischen Kosten-Nutzen-Analysen verzerrt. Der ISP wird aber auch noch aus weiteren Gründen kritisiert. U.a. seien AEMO's Annahmen und Vereinfachungen teils zu weitgehend oder nicht geeignet, z.B. im Fall von Kapazitätsfaktoren für Wind in der South-West REZ in NSW. Kritisiert wird auch, dass Marktrealitäten nicht hinreichend berücksichtigt werden und die Modellierungsergebnisse nicht replizierbar sind (Parkinson 24.4.2025, Mountain 24.4.2024; Mountain 27.5.2025). Angesichts dieser Herausforderungen stellt sich daher zunehmend die Frage, ob Alternativen zum großflächigen Übertragungsnetzausbau sinnvoller sein könnten – etwa durch verstärkt dezentrale Erzeugung, Integration von Speichern und stärkere Nutzung des Verteilnetzes.

Der nächste ISP, der Mitte 2026 final veröffentlicht wird, wird mehrere dieser Aspekte adressieren. Gestiegene Kosten – zwischen 25% und 55% für oberirdische Stromleitungen im Vergleich zu 2024 – sowie Herausforderungen im Zusammenhang mit gesellschaftlicher Akzeptanz sollen berücksichtigt werden. Dies könnte zur Neubewertung einzelner Projekte führen, die zuvor als notwendig eingestuft wurden. Erstmals wird der „ISP 2026“ auch die Verteilnetzebene einbeziehen und Optimierungsmöglichkeiten aufzeigen. Zentral wird zukünftig die bessere Nutzung der bestehenden und bereits genehmigten Netzkapazitäten sein und weniger neue Megaprojekte. Dies gilt sowohl im Übertragungsnetz, wo z.B. durch Dynamic Line Rating die Auslastung der bestehenden Leitungen erhöht werden kann, als auch die stärkere Nutzung der Verteilnetze (AEMO 2025a).

3 Besitz und Betrieb des Übertragungsnetzes

3.1 Transmission Network Service Providers (TNSPs)

Die Transmission Network Service Providers (TNSPs) besitzen die Übertragungsnetzinfrastruktur und sind für den Betrieb und die Sicherheit des Netzes zuständig. Die Pflichten des TNSP sind in den *National Electricity Rules* (NER) festgehalten und umfassen (Simshauser 2023):

- Erwartete Nachfrage nach Übertragungsdienstleistungen decken bzw. steuern
- Regulatorische Verpflichtungen erfüllen
- Qualität, Zuverlässigkeit, Systemsicherheit und Versorgungssicherheit des Netzes und der Übertragungsdienstleistungen sicherstellen

Die Erlaubnis, Strom zu transportieren, wird von der zuständigen Behörde im Bundesstaat erteilt. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die TNSPs, deren Eigentümerverhältnisse und die Länge des jeweiligen Netzes. Für Interkonnektoren und Anschlussinfrastruktur gibt es darüber hinaus noch weitere kleinere TNSPs, z.B. wurde Powercor im September 2024 die Genehmigung für den Bau und Betrieb von Übertragungsinfrastruktur in Victoria erteilt (AER 2025a; Powercor 25.9.2024).






	TNSP	Eigentümer	Länge
	TransGrid	NSW Electricity Networks Konsortium (UTA Power Networks Trust, OMERS, Future Fund, La Caisse und andere) verfügt über einen 99-jährigen Pachtvertrag mit der Regierung von NSW	<ul style="list-style-type: none"> • 13.500 km Hochspannungsleitungen, davon 100 km unterirdisch • 130 Umspannwerke und Schaltstationen
	Powerlink	Regierung von Queensland	<ul style="list-style-type: none"> • 15.500 km Hochspannungsleitungen • 150 Umspannwerke
	ElectraNet	Australian Utilities Trust und State Grid Corporation of China	<ul style="list-style-type: none"> • 7.000 km Hochspannungsleitungen • 100 Umspannwerke
	TasNetworks	Regierung von Tasmanien	<ul style="list-style-type: none"> • 3.300 km Hochspannungsleitungen • 50 Umspannwerke
	AusNet Services (Eigentümer & Betreiber des Großteils des Netzes), VicGrid (Planung)	Australian Energy Holdings No. 4 (kontrolliert von Brookfield Asset Management)	<ul style="list-style-type: none"> • 6.600 km Hochspannungsleitungen

Abbildung 4: Überblick über TNSPs im NEM (Transgrid 2025; Powerlink 2025; Electranet 2025; TasNetworks 2025; Ausnet Services 2025)

Die TNSPs teilen sich mit AEMO die Zuständigkeit für Sicherstellung der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Stromsystems. Während AEMO für die Beschaffung von Systemdienstleistung zur Frequenzhaltung (Frequency Control Ancillary Services, FCAS) und Schwarzstartleistungen zuständig ist, haben die TNSPs die Verantwortung für Systemstärke (System strength) und Trägheit (Inertia). Dabei behält AEMO eine Überwachungsfunktion sowie Auffangrolle, falls die TNSPs nicht ausreichend vorsorgen (AEMO 2025g).

3.2 Netzzugang und Anschlussverfahren

Das Grundprinzip des Netzzugangs im NEM ist ein offenes Zugangsregime, d.h. bei Einhaltung aller technischen Standards darf sich jede Anlage an das Übertragungsnetz anschließen. Es gibt keinen Einspeisevorrang für erneuerbare Energien, jeder Stromerzeuger kann abgeregelt werden (non-firm access regime). Für jeden der rund 1.500 Anschlusspunkte im Übertragungsnetz wird von AEMO ein *Marginal Loss Factor* (MLF) berechnet, der die physikalischen Verluste des Stromtransports zum regionalen Stromhandelsplatz widerspiegelt und auf den erzielten Strompreis angewendet wird. Der MLF verschlechtert sich, je mehr Erzeugung an entlegenen Anschlusspunkten angeschlossen wird. Im Westen von NSW kann eine Windfarm einen MLF von 0,8 haben und damit rund 20% weniger verdienen. Der MLF kann aber auch positiv sein, im nördlichen Queensland wird Windeinspeisung mit 1,02 "belohnt", da so intra-regionaler Stromtransport reduziert wird (Simshauser 2023).

Das Risiko der Abregelung sowie das Prinzip des MLF werden auch in Power Purchase Agreements (PPAs) und staatlichen *Capacity Investment Scheme Agreements* (CISAs) angewandt. D.h. erneuerbare Stromerzeuger tragen alle Kosten für eine ungünstige Standortwahl selbst, es existieren keine Mechanismen, um Standortrisiken abzusichern. Dies ist ein großer Unterschied zum Einspeisevorrang für erneuerbare Energien in Deutschland und wird in Australien hinsichtlich der Auswirkungen auf zukünftige Projekte und deren Bankability diskutiert (Simshauser 2023; Simshauser and Newbery 2024).

Für den Netzzugang beginnt der Projektentwickler einen Prozess mit dem zuständigen TNSP. Bis zur finalen Anschlussvereinbarung wurde typischerweise bereits signifikant investiert, insbesondere in die Erstellung von komplexen Analysen zu individuellen Performancestandards (Generator Performance Standards, GPS). Die GPS im australischen NEM gelten als eine der striktesten technischen Vereinbarungen zum Netzzugang weltweit. Die anzuschließende Anlage wird in allen Details modelliert und in ihren Auswirkungen auf das Stromnetz getestet, jede bauliche Veränderung muss neu modelliert und während der Inbetriebnahme müssen die Modellergebnisse durch reale Tests bestätigt werden. Mit diesem aufwendigen Prozess wird die Systemsicherheit bewahrt und unseriöse Projekte aussortiert. Nach Abschluss der Anschlussvereinbarung kann schnell mit dem Bau begonnen werden. Für die Netzzugangsinfrastruktur müssen alle notwendigen Genehmigungen hinsichtlich Planungsrecht, Bau und Umweltverträglichkeit eingeholt werden (AEMO 2025b; Simshauser 2023, Colthorpe 2.4.2025).

Momentan ist der Netzzugangsprozess innerhalb von REZs zum Teil noch nicht ausdefiniert bzw. durch zusätzlichen Wettbewerb um das Netzzugangsrecht nicht einfacher als außerhalb. Einer aktuellen Umfrage zufolge hoffen aber $\frac{3}{4}$ der Projektentwickler, dass sich durch die Ansiedlung in REZs Erleichterungen ergeben, einige gehen aber auch von zusätzlichen Komplikationen aus (Williamson 18.11.2025). Da der Netzzugang durch die individuellen TNSPs geschieht, unterscheiden sich die Anforderungen in den Bundesstaaten teils stark. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die notwendigen Schritte und einige Besonderheiten nach Bundesstaaten.

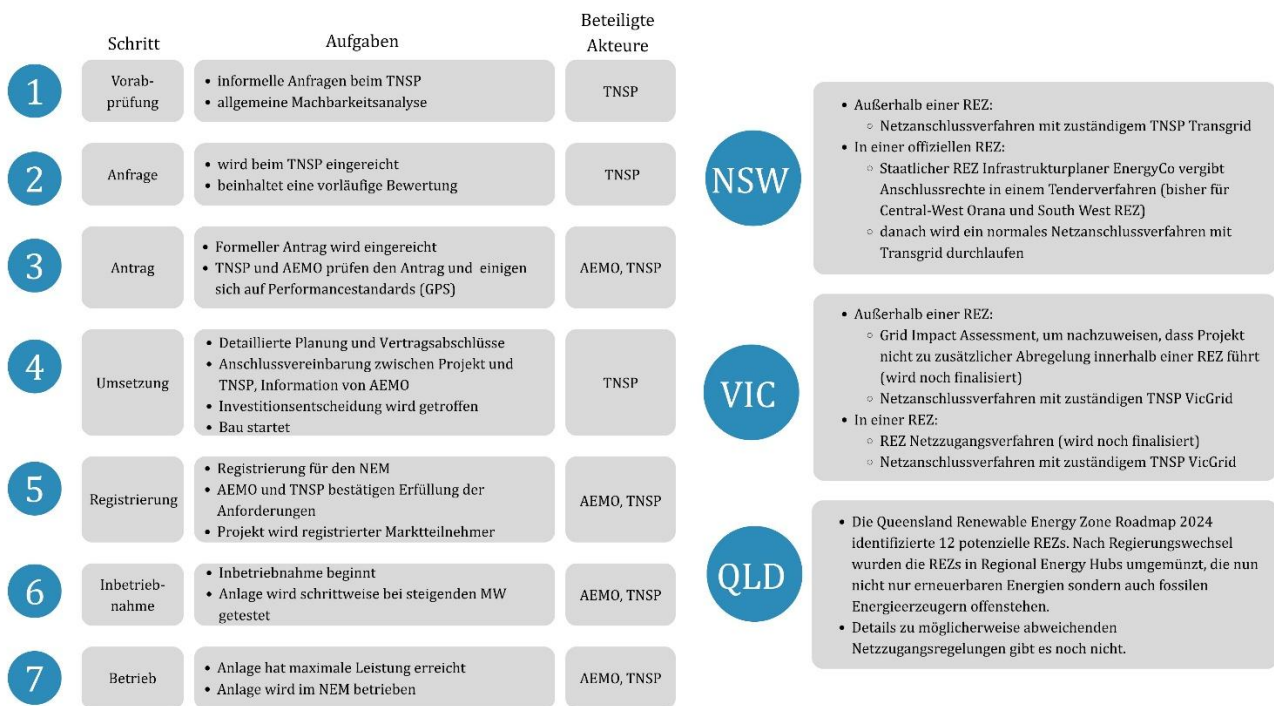


Abbildung 5: Überblick über den Netzanschlussprozess (AEMO 2025b; EnergyCo 2025; VicGrid 2025; Queensland Government 2025; Dixon 13.10.2025)

Für den Bau der notwendigen Infrastruktur bis zum Anschlusspunkt ist das Projekt selbst zuständig, die laufenden Kosten für die Nutzung des Übertragungsnetzes und notwendige Verstärkung des Netzes trägt der TNSP. Zuletzt bewarben sich insbesondere Batterien um Netzanschluss, von September bis Dezember 2025 insgesamt 4,1 GW, zusätzlich noch 4 GW Solar-, Wind-, Hybrid- und Wasserkraftprojekte. Die restlichen Bewerbungen kamen von Solarprojekten, die wirtschaftliche Situation von Windprojekten spiegelt sich auch in fehlenden Netzanschlussbegehren. Insgesamt befanden sich 64 GW im Netzanschlussprozess (AEMO 2025f).

3.3 Netzengpässe und Abregelung

Netzengpässe entstehen, wenn die Übertragungskapazität einer Leitung oder eines Verbindungsabschnitts nicht ausreicht, um den gesamten nachgefragten Stromfluss zu transportieren. Daraus entsteht die Notwendigkeit für physikalische Abregelung. AEMO modelliert diese Engpässe mithilfe sogenannter *Constraint Equations*, die im Dispatch-Prozess (NEMDE) sicherstellen, dass die physikalischen Grenzen des Netzes eingehalten werden.

Neben physikalischen Engpässen gibt es eine weitere Form der Abregelung. Die finanzielle Abregelung tritt in Phasen negativer Preise ein und zwingt Erzeuger dazu, die Einspeisung einzustellen. Im NEM tritt Abregelung heute schon in einem Umfang auf, der nicht effizient für den Markt ist. Die variable Natur von Wind und Solar führt dazu, dass zu Zeiten der maximalen Produktion deutlich mehr als im Durchschnitt produziert wird – für Wind im Verhältnis 3:1 und bei Solar 4:1. Während Abregelung im NEM derzeit nur einen kleinen Anteil der Gesamterzeugung ausmacht, stellt es einen großen und wachsenden Anteil für Wind und Solar dar. Zu Zeiten von Frühjahrsspitzen werden typischerweise rund 25% der Solarerzeugung und etwa 12% der Winderzeugung abgeregelt. Im Oktober 2024 erreichte die spontane Abregelung einen neuen Rekordwert von 10,9 GW, gegenüber 8,7 GW im Vorjahr. Besonders betroffen sind Solarparks an ungünstigen Netzstandorten, die unter hoher Abregelung leiden und dadurch unter erheblichen Erlösdruck geraten. So erwirtschafteten zwei Solarparks von Banpu Energy in der ersten Hälfte 2025 beispielsweise einen Verlust von mehreren Millionen (Simshauser and Newbery 2024; The Energy Newsletter 8.10.2024, Parkinson 22.8.2025).

Die steigenden Abregelungsraten spielen eine zentrale Rolle für die Wirtschaftlichkeit neuer Wind- und Solarprojekte, da Betreiber keine Erlöse für abgeregelt Energie erzielen. Für 2050 prognostiziert AEMO im "Step Change"-Szenario bei 127 GW installierter Wind- und Solarkapazität finanzielle Abregelung von 14% und Abregelung aufgrund von Netzengpässen von etwa 6% (AEMO 2024b). Das verdeutlicht, dass langfristig nicht

unerhebliche Anteile von Abregelung in Kauf genommen werden müssen, aber die bereits heute hohen Raten müssen zwingend reduziert werden, um Investitionen anzureizen. Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist eine Maßnahme, ebenso wie der zunehmende Ausbau großer Batteriespeicher. Auch die zunehmende Stilllegung von Kohlekapazitäten wird negative Preise und damit finanzielle Abregelung mindern. Bei der Bewerbung im *Capacity Investment Scheme* (CIS) wird die Lage des Erzeugungsprojekts hinsichtlich der Minimierung von Abregelung des Projektes selbst und anderer Projekte überprüft. NSW und Victoria versprechen bei der Ansiedlung in einer REZ, Abregelung zu minimieren (DCCEEW 2025; Victorian Government 2025; NSW-Government 2025a).

4 Regulierung und Investitionsrahmen

4.1 Rolle des Regulators und Netzentgelte

Die Stromnetzinfrastruktur ist ein natürliches Monopol, welches auch im NEM staatlich reguliert wird, damit Kosten kontrolliert werden, effizient investiert wird und die Belastung der Verbraucher angemessen ist. Die regulierten Netzentgelte machen knapp die Hälfte der Stromrechnung privater Haushalte aus. Der Australian Energy Regulator (AER) ist für die Regulierung der Stromnetze zuständig und reguliert insgesamt 21 Stromnetzbetreiber, darunter 7 Übertragungsnetze und 13 Verteilnetze (AER 2025a; AEMO 2025d).

Eine der Hauptaufgaben des AER ist die Festlegung der maximalen Erlöse, die ein Netzbetreiber von Endverbrauchern erheben darf. Dies erfolgt durch einen alle 5 Jahre durchgeführten Prozess zur Erlösfestsetzung, der die Erlösobergrenze durch Ermittlung der notwendigen Kapitalrendite für Investoren (typischerweise die Hälfte der Erlöse), Betriebs- und Wartungskosten (OPEX), Kosten für Abschreibung sowie Steueraufwand festsetzt. Im Finanzjahr 2023-24 erzielten Netzbetreiber insgesamt 12,7 Mrd. AUD (7,6 Mrd. EUR) für regulierte Kerndienstleistungen, davon 2,4 Mrd. AUD im Übertragungsbereich und 10,3 Mrd. AUD im Verteilbereich (AER 2025a; Simshauser 2023).

Die *Regulatory Asset Base* (RAB) repräsentiert den wirtschaftlichen Wert der Netzinfrastruktur, der über Abschreibungen im Laufe der Zeit amortisiert werden sollen. Der aggregierte Wert der RAB für die vom AER regulierten Stromnetze beträgt rund 123,2 Mrd. AUD (73 Mrd. EUR), wovon 28,3 Mrd. AUD auf 7 Übertragungsnetze und 94,9 Mrd. AUD auf 13 Verteilnetze entfallen. Diese Netze umfassen mehr als 800.000 km Leitungen und versorgen 11 Mio. Haushalte und Endkunden (inklusive Northern Territory). Die größten RABs weisen Transgrid (NSW) mit 10,4 Mrd. AUD und Powerlink (Queensland) mit 7,9 Mrd. AUD auf (AER 2025a).

Die Stromrechnung von Endverbrauchern setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen, wobei die typische Aufteilung wie folgt aussieht: etwa 30% entfallen auf Energiekosten, 30-40% auf Verteilnetzentgelte, 7-10% auf Übertragungsnetzentgelte und der Rest auf Umlagen und Messkosten. Nach regulatorischen Anpassungen sind die Netzentgelte nach 2015 zurückgegangen und haben sich stabilisiert (AER 2025a; AEMO 2025d; Simshauser 2023). Im Vergleich dazu entfallen in Deutschland von durchschnittlich 39,3 ct/kWh rund 40% auf Beschaffung und Vertrieb, rund 28% auf Netzentgelte und rund 32% auf Steuern, Abgaben und Umlagen – bei insgesamt deutlich höheren Endkundenpreisen (BDEW 12.1.2026).

Die Strukturierung der Tarife steht zukünftig vor einigen Herausforderungen. Durch die zunehmende Verbreitung von Solardachanlagen und Heimspeichern und dadurch sinkende durchschnittliche Last der Endverbraucher ergibt sich das Risiko, dass die volumetrischen Netzentgelte steigen müssen, um die geringeren Energiemengen auszugleichen. In Queensland bleibt bspw. bei steigender Spitzenlast die Gesamtenergienachfrage konstant, während die Zahl der Kundenanschlüsse wächst und der netzgebundene Energieverbrauch pro Kunde sinkt (Simshauser 2023).

4.2 Investitionen in die Netzinfrastruktur

Der AER ist nicht nur für die Festsetzung der Erlöse der Netzbetreiber zuständig, sondern administriert auch die Kosten-Nutzen-Analyse für Investitionen in das Stromnetz. Der RIT-T (*Regulatory Investment Test – Transmission*) wird auf alle Projekte angewendet, deren Kapitalkosten 8 Mio. AUD (4,8 Mio. EUR) übersteigen. Für das Verteilnetz (RIT – D) beträgt der Schwellenwert 7 Mio. AUD. Der Netzbetreiber muss Alternativen zum Netzausbau (z.B. Erzeugung oder Demand Response) prüfen und die günstigste Option auswählen, dabei wurden bisher eher selten die geprüften Alternativen der Netzinvestition vorgezogen (AER 2025a; Simshauser 2023). Der RIT-T umfasst die folgenden Schritte (AER 2025b):

1. **Konsultationsbericht mit Projektspezifikationen (PSCR, Project Specification Consultation Report)**
 - Identifizierung des Netzbedarfs, Vorschlag eines Katalogs glaubwürdiger Optionen mit den zugehörigen geschätzten Kosten, anschließend 12-wöchige Konsultation
 - Für Investitionen unter 54 Mio. AUD (32,1 Mio. EUR) ist die Kosten-Nutzen-Analyse enthalten
2. **Für Investitionen über 54 Mio. AUD: Berichtsentwurf zur Projektbewertung (PADR, Project Assessment Draft Report)**
 - Kosten-Nutzen-Analyse, Identifizierung der vorgeschlagenen bevorzugten Option und Diskussion der zum PSCR eingegangenen Stellungnahmen, gefolgt von 6-wöchiger Konsultation
3. **Abschlussbericht zur Projektbewertung (PACR, Project Assessment Conclusions Report)**
 - Informationen aus vorherigen Bericht(en), Antworten auf Stellungnahmen und bei Bedarf aktualisierte Kosten-Nutzen-Analyse
4. **Widerspruchsfrist von 30 Tagen**

AEMO's *Integrated System Plan* (ISP) identifiziert umsetzungsreife Projekte (actionable projects), für die der zuständige TNSP innerhalb von 2 Jahren einen RIT-T durchführen muss. Der RIT-T ist dabei vereinfacht, da schon umfangreiche Analysen im Rahmen der ISP Erstellung durchgeführt wurden, u.a. wird die Notwendigkeit des Projektes nicht überprüft und keine Abwägung von Alternativen durchgeführt. Dies führt in der Praxis dazu, dass einige im ISP identifizierte umsetzungsreife Projekte umstritten sind (AER 2025a & b; Simshauser 2023).

Das strikte RIT-T Verfahren steht aus verschiedenen Gründen in der Kritik. Große Projekte wie der Interkonnektor EnergyConnect brauchen mehrere Jahre von Projektbeginn bis Abschluss des RIT-T, was dringend notwendige Investitionen verlangsamt. Die zugrunde liegenden Annahmen veralten dabei rasch, was im Fall von EnergyConnect und anderen Projekten zu den oben beschriebenen massiven Kostensteigerungen führte (Simshauser 2023). NSW, Victoria und Queensland haben sich daher entschieden, für REZ-Netzinfrastrukturprojekte von der Anwendung des regulären RIT-T abzuweichen und stattdessen vereinfachte, staatlich gesteuerte Planungsverfahren anzuwenden – was einerseits Investitionen beschleunigt, andererseits aber zur regulatorischen Fragmentierung zwischen den Bundesstaaten beiträgt (AEMC 18.12.2024). Eine Reform des RIT-T und Vereinheitlichung bundesstaatlicher Verfahren steht momentan nicht im Fokus. Die großen Übertragungsnetzprojekte haben das Verfahren durchlaufen und müssen nun gebaut werden.

Mit dem *Rewiring the Nation*-Fonds unterstützt die Bundesregierung prioritäre Projekte mit konzessionärer Finanzierung, dazu gehören u.a. der Interkonnektor Marinus Link zwischen Victoria und Tasmanien, die Central-West Orana REZ in NSW und der Interkonnektor VNI West zwischen Victoria und NSW. Auch die Bundesstaaten investieren in Strominfrastruktur, z.B. NSW mit der Transmission Acceleration Facility (CEFC 2025; Prime Minister 21.12.2022). Untenstehend eine Übersicht der Projekte mit regulatorischer Genehmigung:

Projekt	Eckpunkte	Weitere Informationen
EnergyConnect Stage 2 (NSW-SA-VIC Interkonnektor)	<ul style="list-style-type: none"> 330-kV-Doppelleitung (AC) zwischen SA und NSW, mit einer 220-kV-Doppelleitung nach VIC Fertigstellung bis November 2027 535 km werden neu gebaut 	<ul style="list-style-type: none"> Wird von Transgrid und ElectraNet (für SA Teil) koordiniert Bau wird von Elecnor Australia durchgeführt Weitere Informationen: https://www.transgrid.com.au/projects-innovation/energyconnect/
HumeLink (NSW)	<ul style="list-style-type: none"> Eine 500-kV-Übertragungsleitung (AC), die Project EnergyConnect und das Snowy Mountains Pumpspeicher-Wasserkraftwerk (Snowy 2.0) mit Bannaby verbindet Fertigstellung bis Dezember 2027 365 km werden neu gebaut 	<ul style="list-style-type: none"> Wird von Transgrid koordiniert Wird von ACCIONA und GenusPlus Group sowie UGL und CPB Contractors gebaut Weitere Informationen: https://www.transgrid.com.au/projects-innovation/humelink/
Hunter-Central Coast REZ Network Infrastructure Projekt (NSW)	<ul style="list-style-type: none"> Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz zur Einspeisung von Erzeugungskapazitäten aus der Hunter-Region und der Central Coast in die Lastzentren Sydney, Newcastle und Wollongong Fertigstellung bis Juli 2028 82km werden neu gebaut, 1GW Netzkapazität 	<ul style="list-style-type: none"> Wird von EnergyCo als REZ Infrastrukturplaner koordiniert, Ausgrid ist für Umsetzung zuständig Bau wird von Genus Group durchgeführt Offene Ausschreibungen: https://gateway.icn.org.au/projects/15316
Central-West Orana REZ Network Infrastructure Projekt (NSW)	<ul style="list-style-type: none"> 500-kV- und 330-kV-Leitungen (AC) zur Bereitstellung zusätzlicher Kapazität für CWO REZ Bau hat im Juni 2025 begonnen, Fertigstellung bis Dezember 2028 330km werden neu gebaut, 7,15GW Netzkapazität 	<ul style="list-style-type: none"> Wird von EnergyCo als REZ Infrastrukturplaner koordiniert, ACERES – Konsortium aus ACCIONA, COBRA und Endeavour Energy - ist für Umsetzung und Bau zuständig Ausschreibungen: https://gateway.icn.org.au/projects/7924/pg-7924
Western Renewables Link (Victoria)	<ul style="list-style-type: none"> 500-kV-Doppelleitung (AC) zur Bereitstellung zusätzlicher REZ-Kapazität Fertigstellung bis November 2029 190km werden neu gebaut 	<ul style="list-style-type: none"> Wird von VicGrid koordiniert, VicGrid ist mit der Umsetzung beauftragt Noch keine Ausschreibungen, mehr Informationen: https://www.westernrenewableslink.com.au/
Projekt Marinus Stage 1 (VIC-TAS Interkonnektor)	<ul style="list-style-type: none"> Untersee-HGÜ-Leitung mit 750MW Netzkapazität, Wechselstromübertragungsleitungen und Konverterstationen Baubeginn in 2026, Fertigstellung bis Dezember 2030 474km werden neu gebaut 	<ul style="list-style-type: none"> Wird von Marinus Link, im Regierungsbesitz, und TasNetworks durchgeführt Ausschreibungen: https://portal.tenderlink.com/marinus/login?ReturnUrl=%2Fmarinus%2F

Abbildung 6: Genehmigte Übertragungsnetzprojekte im NEM laut „2026 ISP“-Draft (AEMO 2025h)

Für einige der Projekte ist mit weiteren Verzögerungen zu rechnen, der Großteil des notwendigen Netzausbaus sollte von heute bis 2035 erfolgen. Weitere große Projekte sind der VNI West, Interkonnektor zwischen Victoria und New South Wales, das CopperString-Projekt im Norden Queensland, welches die EE-Ressourcen im Inland mit Townsville verbinden soll sowie QNI Connect, der Interkonnektor zwischen Queensland und New South Wales, die sich noch in Prüfung befinden. Ebenfalls weiter in der Zukunft geplant sind die New England REZ Netzanbindung sowie Phase 2 von Marinus Link (AEMO 2025h).

4.3 Lieferketten und Komponenten für Netzinfrasturktur

Der EE-Ausbau und die Integration ins Netz erfordern eine Vielzahl kritischer Komponenten, deren Beschaffung zunehmend zum Engpassfaktor wird. Für den Netzausbau und sicheren Netzbetrieb sind Transformatoren, Umspannwerke mit Transformatoren, Schaltanlagen und weiteren Komponenten sowie Kabel und Freileitungen samt -masten, synchrone Kondensatoren (SynCons) und Konverter zentral.

Leistungstransformatoren zählen zu den kritischsten Long-lead Items — die globalen Lieferzeiten betragen derzeit bis zu vier Jahre. In Australien ist Wilson Transformer Company (Victoria) der einzige Hersteller, der Transformatoren nach europäischen Spezifikationen fertigt und baut z.B. für die Waratah Batterie von Akaysha. Der Großteil wird importiert, auch von europäischen Herstellern wie Siemens Energy und Hitachi Energy (ehem. ABB). Umspannwerke werden teilweise lokal montiert, Kernkomponenten jedoch fast ausschließlich importiert (Vorrath 25.2.2026; IEA 2024).

Laut dem „2026 ISP“-Entwurf werden bis 2050 rund 6.000 km neue Übertragungsleitungen benötigt. Hochspannungskabel sind mit zwei bis drei Jahren Vorlaufzeit ebenfalls ein kritisches Long-lead Item. Da Australien kaum eigene Fertigungskapazitäten besitzt, ist man nahezu vollständig auf Importe angewiesen. Für lange Übertragungsstrecken — etwa Marinus Link zwischen Victoria und Tasmanien — sollen HVDC-Kabel (Hochspannungsgleichstrom) gelegt werden. Im Fall von Marinus Link ist das italienische Unternehmen

Prysmian beauftragt worden, auch Siemens Energy und Hitachi Energy sind führende Unternehmen. HVDC-Projekte gelten mit Planungs- und Lieferzeiten von fünf bis sieben Jahren als besonders langfristige Vorhaben. Daher möchte das australische Sun Cable Projekt, welches eine HVDC-Unterseeleitung nach Singapur plant, eine eigene Fertigungsstätte in Tasmanien errichten (IEA 2024; AEMO 2025h&i; Prysmian 29.8.2025; Carroll 6.11.2023).

Mit dem Rückgang konventioneller Kraftwerke verliert das australische Netz zunehmend die durch thermische Kraftwerke inhärent bereitgestellte Systemstärke und Trägheit. SynCons adressieren dieses Problem und bis 2035 könnten laut der Netzplanung der TNSPs im NEM 32 neue Anlagen zu Kosten von rund 4,7 Mrd. AUD benötigt werden. Global sind nur wenige OEMs in der Lage, SynCons in großen Mengen zu liefern, darunter Siemens Energy und GE. Siemens Energy ist in Australien bereits stark vertreten und hat nach der Lieferung von zwei Einheiten für South Australia kürzlich den Vertrag für sieben weitere SynCons mit Schwungrad für die Central-West Orana Renewable Energy Zone in NSW gewonnen mit Lieferung bis 2028/29 (Barry 3.10.2025).

Wie groß die Rolle von netzbildenden Wechselrichtern (GFM) in Batterien für die Systemstabilität sein kann, ist derzeit in der Diskussion (siehe auch Briefing zu Batterien). AEMO verfolgt aktiv die Entwicklung dieser Technologie und es laufen Pilotversuche, unter denen AEMO die Einsatzreife von GFM-Wechselrichtern gezielt erprobt. Die Australian Renewable Energy Agency (ARENA) förderte bereits den Einsatz von GFM-Batterien zwischen 2024 bis 2026. Sollten GFM im großen Maßstab zum Einsatz kommen, könnte das die Kosten für Systemstärke und Trägheit deutlich mindern. Anbieter wie SMA Solar Technology (Deutschland) sind in diesem Bereich bereits aktiv (AEMO 2026b; Tesla 2025; Barry 3.1.02025).

5 Verteilnetz

Das Übertragungsnetz ist mit 13 Verteilnetzen verbunden. Verbraucher in Queensland, NSW und Victoria werden von mehreren Verteilnetzbetreibern (Distribution Network Service Providers, DNSPs) versorgt, von denen jeder sein Netz innerhalb einer definierten geografischen Region besitzt und betreibt (AER 2025a). Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die DNSPs, deren Eigentümer, Kundenanzahl und Netzwerklänge nach Bundesstaaten.

	DNSP	Eigentümer	Kundenanzahl	Länge
NSW (&ACT)	Ausgrid	NSW Regierung & Konsortium	1,8 Mio	43.133 km
	Essential Energy	NSW Regierung	1 Mio	193.437 km
	Endeavour Energy	NSW Regierung & Konsortium	1,1 Mio	40.430 km
	Evoenergy	ACT Regierung & Jemena	0,2 Mio	5.816 km
QLD	Energex	Regierung von Queensland	1,6 Mio	56.798 km
	Ergon Energy	Regierung von Queensland	0,8 Mio	154.426 km
SA	SA Power Networks	Privates Konsortium	0,9 Mio	90.576 km
TAS	TasNetworks	Regierung von Tasmanien	0,3 Mio	22.947 km
VIC	Jemena	Privates Konsortium	0,4 Mio	7.014 km
	CitiPower	Privates Konsortium	0,35 Mio	4.596 km
	Powercor	Privates Konsortium	0,9 Mio	77.747 km
	AusNet Services	Brookfield Asset Management	0,8 Mio	46.489 km
	United Energy	Privates Konsortium	0,7 Mio	13.531 km

Abbildung 7: Überblick über DNSPs (AER 2025a)

Bislang spielen die Verteilnetze für den Anschluss größerer Wind- und Solarfarmen eine untergeordnete Rolle: 2024 waren lediglich 4,4 GW an mittelgroßen Erzeugungsanlagen am Verteilnetz angeschlossen, dazu kommen allerdings 21 GW behind-the-meter Solardachanlagen (ENA 2024).

Die DNSPs sind verpflichtet, jährliche Planungsberichte zu veröffentlichen, in denen sie notwendige Investitionen zur effizienten Erbringung von Netzdienstleistungen identifizieren. Diese Berichte enthalten jedoch bislang keine Analyse der Kapazität der Consumer Energy Resources (CER). Energy Consumers Australia hat daher einen Regeländerungsantrag bei der AEMC eingereicht, der DNSPs verpflichten soll, die Daten zu erheben und stärker in die Planung einzubeziehen (AER 2025a). Auch der ISP von AEMO wird wie oben beschrieben 2026 erstmals die Verteilnetzebene berücksichtigen.

Die wirtschaftliche Regulierung der Verteilnetze folgt demselben Verfahren wie bei den TNSPs: Die AER genehmigt die Erlösobergrenzen und Netzentgelte im Rahmen eines fünfjährigen Regulierungszyklus. Die größten RABs haben momentan Ausgrid, Energex und Ergon Energy. Ein strukturelles Problem zeigt sich bei der Netzauslastung: der durchschnittliche Haushaltsverbrauch lag 2024 bei rund 5 MWh pro Jahr – 23% unter dem Verbrauch von 2006 – während die Spitzenlast im gleichen Zeitraum nur um 12% zurückgegangen ist. Maßgeblich ist dies im Ausbau der CER begründet. Die Netzauslastung bei maximaler Nachfrage betrug 2024

45%, ein Rückgang gegenüber 57% im Jahr 2006. Den Rest der Zeit liegt die Auslastung bei nur 10%, 5 Prozentpunkte weniger als 2006 (AER 2025a).

Für Ausbau oder Modernisierung des Netzes ist ein RIT-D notwendig, die meisten Anträge betreffen Netzverstärkungen aufgrund urbaner Verdichtung, Stadtrandentwicklung und Industriegebieterschließung. Der AER bietet mit dem Demand Management Incentive Scheme (DMIS) Anreize für DNSPs, kostengünstigere Alternativen zu Neuinvestitionen zu nutzen, z.B. durch Lastmanagementverträge mit Großkunden oder Aggregatoren (AER 2025a; Kuiper 2024).

Die Verteilnetze stehen vor einem fundamentalen Wandel ihrer Rolle. Traditionell dienten sie ausschließlich der Verteilung von Energie aus dem Übertragungsnetz an Endverbraucher. Mit dem exponentiellen Wachstum von CER müssen DNSPs nun bidirektionale Stromflüsse und effizienten Marktzugang für CER ermöglichen. Zunehmend können dezentrale Energieressourcen (DER) von Haushalten und Unternehmen auch Netzdienstleistungen erbringen, etwa zur Entlastung von Engpässen und zur Vermeidung von Netzverstärkungen. Die DNSPs selbst sehen sich als „fehlendes Puzzlestück“ der Energiewende und argumentieren, dass sie erhebliche Mengen an Wind-, Solar- und Speicherkapazität zu einem Bruchteil der Kosten neuer Übertragungsleitungen anschließen könnten. Eine Studie des Verbandes für Energienetze (ENA) prognostiziert jährliche Ersparnisse von 7 Mrd. AUD (4,2 Mrd. EUR) für Verbraucher bis 2030, wenn weitere 7 GW Erzeugung, 5 GW Batteriespeicher und 5 GW Solardachanlagen ans Verteilnetz angeschlossen würden (ENA 2024; AER 2025; Kuiper 2024; Vorrat 2025).

6 Quellenverzeichnis

ACERZ 2026: The future of renewable energy, link: <https://www.acerez.com.au/>

AEMC 18.12.2024: Jurisdictional REZ frameworks: Final report, link: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2025-03/Reform%20Matters%20-%20Jurisdictional%20REZ%20frameworks%20review%20-%20final%20report.pdf>

AEMO 2026a: Marginal Loss Factor Framework Review, link: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/market-operations/loss-factors-and-regional-boundaries/marginal-loss-factor-framework-review>

AEMO 2026b: Grid-Forming Inverter Protection-Quality Fault Current Trial, link: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/transition-planning/transitional-services---type-2-services/grid-forming-inverter-protection-quality-fault-current-trial>

AEMO 2025a: Draft 2025 Electricity Network Options Report, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2025/2025-electricity-network-options-report/final/2025-electricity-network-options-report.pdf?rev=7fd2059752bd41eba55184df4e389e1e&sc_lang=en

AEMO 2025b: Connections process overview, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/network_connections/connections-scorecard/connections-scorecard-guide.pdf?rev=071d2f79a5c74a3fb4abb6db16039772&sc_lang=en&hash=C303E4EB7386E6271A9256581CA0CDCE

AEMO 2025c: AEMO Map, link: <https://www.aemo.com.au/aemo/apps/visualisations/map.html>

AEMO 2025d: NEM Foundations Course.

AEMO 2025e: Interconnector capabilities, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/congestion-information/2024/interconnector-capabilities.pdf

AEMO 2025f: Connections scorecard, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/network_connections/connections-scorecard/2025/december-2025.pdf?rev=f3500ccda9c74d45b3f894256f9647aa&sc_lang=en

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=6c489cad504a4cbab3c4df9dfd64b95d&sc_lang=en

AEMO 2025h: 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

AEMO 2025i: 2025 Electricity Network Options Report, link: https://www.aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2025/2025-electricity-network-options-report/final/2025-electricity-network-options-report.pdf

AEMO 2024a: 2024 Integrated System Plan.

AEMO 2024b: Appendix 3. Renewable Energy Zones. Link: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2024/appendices/a3-renewable-energy-zones.pdf?la=en>

AEMO 2024c: ISP Toolkit.

AER 2025a: State of the energy market 2025, link: <https://www.aer.gov.au/publications/reports/performance/state-energy-market-2025>

AER 2025b: Regulatory Investment Test, link: <https://www.aer.gov.au/industry/networks/system-planning/guidelines-system-planning/regulatory-investment-test>

Ausnet Services 2025: Transmission Network, link: <https://www.ausnetservices.com.au/electricity/transmission-network>

Barry, Cillian 3.10.2025: Australia's giant syncon bet. The Energy, link: <https://theenergy.co/article/australias-giant-syncon-bet>

BDEW 12.1.2026: BDEW-Strompreisanalyse Januar 2026, link: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Strompreisanalyse_012026_1.pdf

Buckley et al. 2026: Transmission, turbines, and trust: The social dynamics and narratives of opposition to renewable energy infrastructure in regional Australia. In Energy Research & Social Science, Volume 132, February 2026, 104546, link: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629626000174>

Carroll, David 6.11.2023: Sun Cable targets Tasmania for cable manufacturing plant. PV Magazine, link: <https://www.pv-magazine-australia.com/2023/11/06/sun-cable-targets-tasmania-for-cable-manufacturing-plant/>

CEFC 2025: Rewiring the Nation Fund, link: <https://www.cefc.com.au/where-we-invest/investment-focus-areas/rewiring-the-nation-fund/>

Colthorpe 2.4.2025: Australia has the world's toughest grid codes, and BESS developer Eku Energy is fine with that. On Energy Storage News, link: <https://www.energy-storage.news/australia-has-the-worlds-toughest-grid-codes-and-bess-developer-eku-energy-is-fine-with-that/>

Cropp 19.4.2026: Taxpayers wear \$300m risk of NSW green transition delay. AFR, link: <https://www.afr.com/policy/energy-and-climate/taxpayers-wear-300-million-risk-of-nsw-green-transition-delay-20260417-p5zor9>

DCCEEW 2025: Capacity Investment Scheme Tender 7: National Electricity Market – Generation, link: https://asl.org.au/-/media/services/files/cis/cis-t7-nem/cis-tender-7-nem-national-electricity-market-generation-tender-guidelines.pdf?rev=45e6caa6d4e34e7eb78a15c4c45d2189&sc_lang=en

DCCEEW 27.3.2020: Actionable ISP Final Rule Recommendation, link: <https://www.energy.gov.au/energy-and-climate-change-ministerial-council/energy-ministers-publications/actionable-isp-final-rule-recommendation>

Dixon, Tom 13.10.2025: Queensland's energy plan: A missed opportunity, in RE-Alliance, link: https://www.re-alliance.org.au/qld_energy_plan_missed_opportunity

Electranet 2025: Transmission Annual Planning Report 2025, link: https://electranet.com.au/wp-content/uploads/2025/06/250516_TAPR_Final-3.pdf

ENA 2024: The time is now: Getting smarter with the grid, link: <https://www.energynetworks.com.au/assets/uploads/The-Time-is-Now-Report-ENA-LEK-August-2024.pdf>

EnergyCo 2025: Access schemes and rights explained, link: <https://www.energyco.nsw.gov.au/industry/access-schemes/access-schemes-rights-explained>

Farrierswier 2025: NSW transmission planning review Final report, link:

<https://www.energy.nsw.gov.au/sites/default/files/2025-06/nsw-transmission-planning-review-interim-report.pdf>

Howland, Nadia 22.9.2025: Gridlocked: The state of transmission in the transition, in Energy and Distribution News, link: <https://esdnews.com.au/gridlocked-the-state-of-transmission-in-the-transition/>

IEA 2024: Electricity Grids and Secure Energy Transitions, link:

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ea2ff609-8180-4312-8de9-494bcf21696d/ElectricityGridsandSecureEnergyTransitions.pdf>

Kuiper, Dr Gabrielle 2024: Reforming the economic regulation of Australian electricity distribution networks, for Institute for Energy Economics and Financial Analysis, link: https://ieefa.org/sites/default/files/2024-05/Reforming%20the%20economic%20regulation%20of%20Australian%20electricity%20distribution%20networks_May24.pdf

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

Mountain, Bruce 24.4.2024: The transition to clean energy in the NEM: some institutional questions, link: https://www.vepc.org.au/files/ugd/92a2aa_eeff557484541aaa0ca066e9a7a7579.pdf

NSW Government 2025a: Central-West Orana Renewable Energy Zone Access Scheme. Link:

<https://www.energyco.nsw.gov.au/industry/access-schemes/central-west-orana-renewable-energy-zone-access-scheme>

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

Palmer, Charis 10.10.2025: Getting the least cost transition back on track, in The Energy, link:

<https://theenergy.co/article/getting-the-least-cost-transition-back-on-track>

Parkinson 22.8.2025: Solar farms run at a loss due to curtailment and poor weather. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/solar-farms-run-at-a-loss-due-to-curtailment-and-poor-weather/>

Parkinson, Giles 24.4.2025: Major blooper on wind output has stranded some of Australia's best projects with no grid access, in RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/major-blooper-on-wind-output-has-stranded-some-of-australias-best-projects-with-no-grid-access/>

Plevey, Tom 15.3.2023: How the wind blows in Walcha: a community divided over renewable energy, in Guardian, link: <https://www.theguardian.com/australia-news/2023/mar/15/how-the-wind-blows-in-walcha-a-community-divided-over-renewable-energy>

Prime Minister of Australia, 21.12.2022: Landmark Rewiring The Nation deal to fast-track Clean Energy jobs and security In NSW, link: <https://www.pm.gov.au/media/landmark-rewiring-nation-deal-fast-track-clean-energy-jobs-and-security-nsw>

Prysmian 29.8.2025: Prysmian receives the notice to proceed for Marinus Link project in Australia, link: <https://www.prysmian.com/en/media/press-releases/prysmian-receives-the-notice-to-proceed-for-marinus-link-project-in-australia>

Powercor 25.9.2024: New transmission provider to deliver more choice and better service for Victoria, link: <https://www.powercor.com.au/media-and-resources/media-centre/new-transmission-provider-to-deliver-more-choice-and-better-service-for-victoria/>

Powerlink 2025: 2025 Transmission Annual Planning Report, link:

https://www.powerlink.com.au/sites/default/files/2025-11/Transmission%20Annual%20Planning%20Report%20-%202025_0.pdf

Queensland Government 2025: Queensland Energy Roadmap 2025, link: <https://www.treasury.qld.gov.au/policies-and-programs/energy/energy-roadmap/>

Simshauser, Paul 2023: The regulation of electricity transmission in Australia's National Electricity Market: user charges, investment and access, link: https://www.griffith.edu.au/_data/assets/pdf_file/0033/1787730/No.2023-05-The_Regulation_of_Electricity_Transmission.pdf

Simshauser, Paul; Newbery, David 2024: Non-firm vs priority access: On the long run average and marginal costs of renewables in Australia. In Energy Economics 136 (2024) 107671

TasNetworks 2025: TasNetworks Annual Planning Report 2025, link: <https://www.tasnetworks.com.au/config/getattachment/cc67a45e-647e-4012-a5d7-efa631a8968c/tasnetworks-apr-2025.pdf>

Tesla 2025: The role of grid-forming inverters in providing inertia, link: <https://digitalassets.tesla.com/tesla-contents/image/upload/tesla-energy-the-role-of-grid-forming-inverters-in-providing-inertia-white-paper.pdf>

The Energy Newsletter 8.10.2024, link: <https://theenergy.co/>

Transgrid 2025: 2025 Transmission Annual Planning Report

VicGrid 2025: Victorian Access Regime, link: <https://engage.vic.gov.au/victorian-access-regime>

Victorian Government 2025: 2025 Victorian Transmission Plan, link: <https://www.vicgrid.com.au/transmission-planning/victorian-transmission-plan>

Vorrath 25.2.2026: New transformer in works for Australia's most powerful battery, but return to full service pushed out again. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/new-transformer-in-the-works-for-australias-most-powerful-battery-but-return-to-full-service-pushed-out-to-end-2026/>

Vorrath, Sophie 23.5.2025: AEMO flags rethink of transmission plan as costs soar and social licence bites. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/aemo-flags-rethink-of-transmission-plan-as-costs-soar-and-social-licence-bites/>

Vorrath, Sophie 8.6.2023: Victoria takes control of transmission planning to ensure it gets to 95 pct renewables. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/victoria-comes-up-with-a-new-transmission-framework-to-handle-community-concerns/>

Verley, Angus 1.8.2025: VNI West transmission network costs double as Victorian farmer protests. On ABC News, link: <https://www.abc.net.au/news/2025-08-01/transmission-line-vni-west-cost-blow-out-victoria-farmers-fight/105599880>

Verley, Angus 30.7.2025: Farmers face fines for blocking access during transmission line projects under plan. On ABC News, link: <https://www.abc.net.au/news/rural/2025-07-30/farmers-face-jail-transmission-access/105580880>

Williamson 17.2.2026: Transgrid seeks \$1.1 billion in extra transmission costs for interstate interconnector. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/transgrid-seeks-1-1-billion-in-extra-transmission-costs-for-interstate-interconnector/>

Williamson, Rachel 18.11.2025: Are renewable zones solving solar and wind grid connection problems? Or making them worse? On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/are-renewable-zones-solving-solar-and-wind-grid-connection-problems-or-making-them-worse/>

Williamson, Rachel 18.11.2024: Neoen set to launch Thunderbolt wind project, despite Joyce campaign in heart of New England. On RenewEconomy, link: <https://reneweconomy.com.au/neoen-set-to-launch-thunderbolt-wind-project-despite-joyce-campaign-in-heart-of-new-england/>

Woodley, Ted 5.2.2025: Why Transgrid's \$4.1b EnergyConnect is a huge problem. In AFR, link:
<https://www.afr.com/companies/energy/why-transgrid-s-4-1b-energyconnect-is-a-huge-problem-20250205-p5l9r1>