



Wie bezahlen wir das?

Die DSOs und die Banken

Inhalt

Wie bezahlen wir das?	3
1. Deutsche Verteilnetze als strategischer Engpass	4
2. Umfang und Art der Investitionsaufgabe	6
3. Regulierung und Einnahmenstabilität	8
4. Konsolidierung oder enge Zusammenarbeit als strukturelle Lösung	10
5. Finanzierungsformen und ihre Grenzen	13
6. Szenarien und auslaufende Konzessionen	15
7. Fazit	17
Anlagen	18
Impressum	24

Wie bezahlen wir das?

Finanzierung der Transformation der deutschen Verteilnetze. Investitionsbedarf, Konsolidierung und die Rolle der Banken

Dekarbonisierung, Regulierung, Digitalisierung und Elektrifizierung erfordern von deutschen Verteilnetzbetreibern erhebliche Investitionen. Diese lassen sich künftig nicht mehr allein durch einbehaltene Gewinne, Bankfinanzierung und öffentliche Förderprogramme decken. Zugleich erschwert die starke Fragmentierung des Netzbetriebs eine integrierte und kosteneffiziente Finanzierung: Hunderte lokale Betreiber müssen gemeinsam ein Investitionsprogramm in Höhe von mehreren Hundert Milliarden Euro umsetzen.

Dieser Bericht analysiert die fragmentierte Struktur der deutschen Verteilnetze. Diese Stromnetze werden lokal oder regional betrieben, häufig von Unternehmen in öffentlicher Hand, teilweise auch von privaten Betreibern.

Es stellt sich die Frage, in welchem Umfang Verteilnetzbetreiber die fortschreitende Elektrifizierung und die zusätzlichen Anforderungen an den Netzbetrieb bewältigen können. Denn die damit verbundenen Kosten sind erheblich.

Welche finanziellen Folgen ergeben sich daraus? Welche Rolle spielt die fragmentierte Betreiberlandschaft? Und welche strukturellen Veränderungen sind absehbar? Dieser Bericht gibt erste Einblicke und Antworten.

Inhalt:

1. Deutsche Verteilnetze als strategischer Engpass: Auswertung von sechs Studien und Berichten.
2. Analyse der neuen Anforderungen an Stadtwerke und der Frage, ob die heutige Fragmentierung weiterhin tragfähig ist.
3. Einordnung der regulatorischen Rahmenbedingungen und ihrer Bedeutung für Investitionen und Netzentgelte.
4. Konsolidierung als strukturelle Lösung.
5. Mögliche Rollen von Banken und Voraussetzungen tragfähiger Finanzierungsstrukturen.
6. Mögliche Entwicklungen und Neuausschreibungen ab 2028.
7. Fazit.

1. Deutsche Verteilnetze als strategischer Engpass

Die deutschen Verteilnetzbetreiber (Distribution System Operators, DSOs) sind essentiell für die europäische Energiewende. Während sich die öffentliche und politische Debatte lange Zeit vor allem auf Erzeugung und Übertragungsnetze konzentrierte, zeigen Untersuchungen, dass Erfolg oder Scheitern von Elektrifizierung, Dekarbonisierung und industrieller Wettbewerbsfähigkeit maßgeblich von der Qualität und Handlungsfähigkeit der Verteilnetze abhängen.

Deutschland verbindet eines der ambitioniertesten Klima- und Elektrifizierungsziele Europas mit einer außergewöhnlich fragmentierten Verteilnetzstruktur: Neben vier Übertragungsnetzbetreibern, sogenannten TSOs oder Transmission System Operators, gibt es mehr als 860 DSOs. Der Großteil ist in kommunale Energieunternehmen – die Stadtwerke – eingebettet. Diese werden lokal gesteuert und sind über Dividendenausschüttungen eng mit kommunalen Haushalten verflochten. Häufig bündeln Stadtwerke zudem weitere lokale Versorgungsfunktionen wie Wasser- und Gasversorgung.

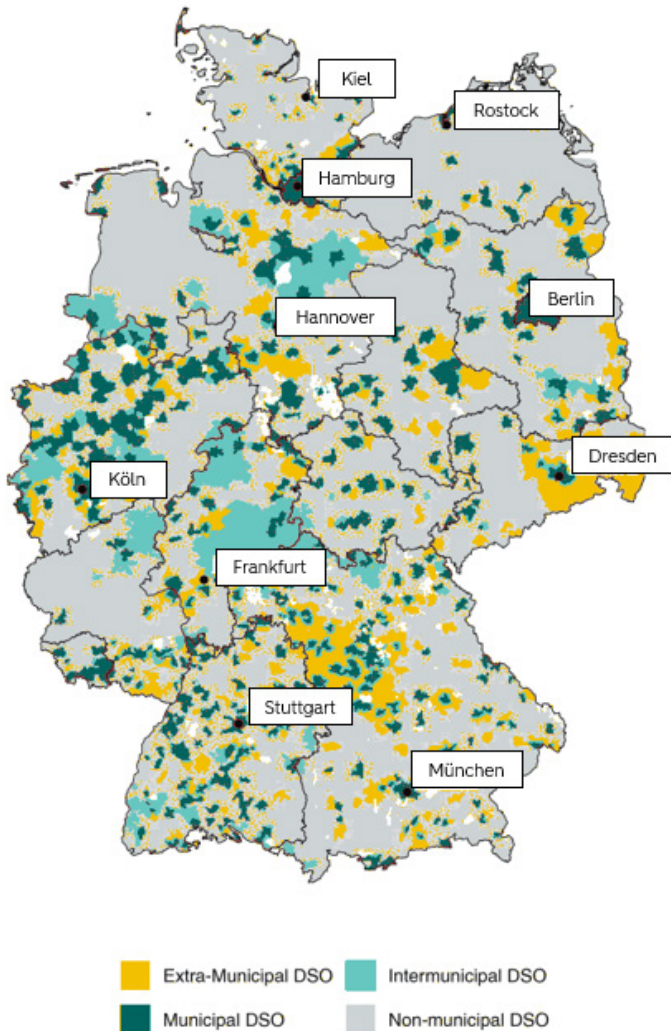
1.1 Struktur des deutschen Stromnetzes

Ein Blick auf den Aufbau des deutschen Stromsystems zeigt, wo die meisten Investitionen notwendig sind und wer sie trägt. Die Stromverteilung erfolgt über vier Ebenen.

An der Spitze steht das Hochspannungsübertragungsnetz mit vier Systembetreibern: TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW. Sie unterliegen strenger Regulierung und Aufsicht und müssen alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan mit einem Horizont von zehn bis zwanzig Jahren veröffentlichen. Dieser wird von der Bundesnetzagentur geprüft und festgelegt.

Darunter gibt es drei weitere Ebenen: Hoch-, Mittel- und Niederspannungsverteilnetze. Diese werden von mehr als 860 Verteilnetzbetreibern über rund 1,8 Millionen Kilometer Netz betrieben — etwa 48-mal so lang wie das Übertragungsnetz, das rund 37.000 km umfasst. Gerade auf dieser Verteilebene landet der überwiegende Teil des Investitionsdrucks durch Elektrifizierung, erneuerbare Stromerzeugung und Digitalisierung.

Abbildung 1: Strukturen und Verteilung der Verteilnetzbetreiber.¹



Verteilnetzbetreiber kommen in vier Strukturen vor, siehe Abbildung 1:

- Stadtwerke, die nur innerhalb der Gemeindegrenzen tätig sind, wobei die Mehrheit der Anteile im Besitz dieser Gemeinde ist.
- Stadtwerke, die auch Aufgaben für umliegende Gemeinden übernehmen, wobei die Mehrheit der Anteile im Besitz einer Gemeinde ist.
- Stadtwerke, die über Gemeindegrenzen hinweg zusammenarbeiten, wobei die Mehrheit der Anteile im Besitz einer oder mehrerer Gemeinden ist.
- DSOs, deren Anteilsmehrheit nicht in öffentlicher Hand liegt.

Kommunales Eigentum ist in städtischen Gebieten und in den südlichen und westlichen Bundesländern wie Bayern, Baden-Württemberg, Hessen und Nordrhein-Westfalen am weitesten verbreitet. Dies

spiegelt historisch stärkere Kommunalfinanzen und eine politische Präferenz für lokales Eigentum wider. Infolgedessen ist die Lokalpolitik eng mit dem jeweiligen Stadtwerk verflochten. Der Grad dieser Verflechtung hat weitreichenden Einfluss darauf, welche Optionen Gemeinden und Stadtwerke haben, um der kommenden Investitionsproblematik zu begegnen.

1.2 Desk-Research: deutliche Übereinstimmung

Wir haben für diese Übersicht sechs Berichte und Artikel untersucht:

- ACER-Bericht zur DSO-Einnahmenregulierung (2026)
- A&O Shearman-Bericht zu Investitionen und Finanzierungsstrukturen deutscher DSOs (2025)
- Monitoringbericht 2025 der Bundesnetzagentur
- Draghi-Bericht zur Zukunft der europäischen Wettbewerbsfähigkeit
- Agora-Energiewende-Studie Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge (2025)
- Beitrag von Kearney zur Finanzierungskapazität deutscher Stadtwerke (2025)²

Diese sechs aktuellen Berichte gelangen zu einer bemerkenswert konsistenten Schlussfolgerung: Die institutionelle und organisatorische Struktur vieler deutscher DSOs ist nur begrenzt geeignet, um Umfang, Komplexität und Dringlichkeit der bevorstehenden Investitionswelle zu bewältigen.

Für Banken entsteht dadurch ein doppeltes Bild. Einerseits verfügen deutsche DSOs über stark regulierte, langfristige und relativ vorhersehbare Cashflows. Andererseits führen Fragmentierung, begrenzte Finanzierungs- und Umsetzungskapazität sowie politische Governance-Risiken zu Formen von Kredit- und Ausführungsrisiko.

Eine weitere regulatorische Entwicklung, die der Analyse zusätzliche Dringlichkeit verleiht, ist, dass die Europäische Kommission im Dezember 2025 das European Grids Package veröffentlicht hat. Dieses Paket sieht verbindliche Anforderungen für die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, die Transparenz der Netzplanung und den Datenaustausch zwischen allen Mitgliedstaaten vor.

Für deutsche Verteilnetzbetreiber bedeutet dies: Sollte das European Grids Package wie erwartet angenommen werden, dürften die Compliance-Anforderungen ab 2026 erheblich steigen. Das betrifft insbesondere kleinere Betreiber, die bisher unter vereinfachten Regulierungsregimen arbeiten.

Diese Entwicklung beeinflusst Investitionsplanung, Umsetzungskapazität sowie Kreditwürdigkeit und bildet einen roten Faden der folgenden Kapitel.

¹ T. Reppert, Science Direct (2023): Local-level ownership of electricity grids: An analysis of Germany's distribution system operators (DSOs)

² <https://www.de.kearney.com/energy/finanzierungsluecke-energiewende>

2. Umfang und Art der Investitionsaufgabe

Während Investitionen in Verteilnetze traditionell vor allem zyklisch und ersatzorientiert waren, hat die Elektrifizierung von Mobilität, Wärme und Industrie in Kombination mit dezentraler Erzeugung dieses Modell endgültig durchbrochen. DSOs entwickeln sich von passiven Netzbetreibern zu aktiven Systemintegratoren.

2.1 Ein struktureller Bruch mit der Vergangenheit

Vor dem Hintergrund der europäischen Dekarbonisierungsziele zeigen die ausgewerteten Berichte übereinstimmend: Die Investitionsanforderungen an DSOs markieren einen strukturellen Bruch mit der Vergangenheit.

Schätzungen zufolge erfordert allein das deutsche Stromverteilnetz bis 2045 Investitionen von rund 250 Milliarden Euro, mit besonderer Konzentration auf die Jahre 2025 bis 2035.³ Werden Wärme- und Gasnetze einbezogen, steigt der lokale Investitionsbedarf auf mehr als 600 Milliarden Euro.⁴ Nicht enthalten sind darin die ebenfalls erheblichen Investitionen in die Übertragungsnetze der TSOs.

Diese Zahlen schließen an die Analyse von ACER an, die seit 2021 eine starke Beschleunigung der DSO-Investitionen in ganz Europa feststellt und für 2027 ein europäisches Investitionsniveau von rund 47 Milliarden Euro in Verteilnetze erwartet, das bis 2030 weiter ansteigen dürfte.⁵ Deutschland repräsentiert

darin angesichts seines dezentralen Energiesystems und des erwarteten hohen Elektrifizierungstempos einen überdurchschnittlichen Anteil.⁶

Der Umfang der Herausforderung wird noch deutlicher, wenn er dem Finanzierungsdefizit der deutschen DSOs gegenübergestellt wird. Die Kearney-Studie zeigt, dass von den bis einschließlich 2030 in Deutschland erforderlichen Investitionen derzeit rund 185 Milliarden Euro nicht durch einbehaltene Gewinne, Bankfinanzierung und öffentliche Förderprogramme gedeckt sind. Dieses Finanzierungsdefizit bildet den strukturellen Kontext, in dem alle Finanzierungs- und Konsolidierungsdiskussionen in diesem Bericht verstanden werden müssen.

2.2 Mehr als nur Kupferdrähte

In Deutschland müssen nicht nur die Netze verstärkt werden. Investitionen müssen in diese fünf Bereiche fließen:

- **Physischer Netzausbau und Netzverstärkung:** Dies betrifft neue Hoch- und Mittelspannungsstationen,

3 A&O Sherman (2025), S. 1; dies betrifft eine Referenz auf eine von PWC für KfW, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität und Dezernat Zukunft (2025) durchgeführte Studie: Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge. Von kleinen Stadtwerken bis zum Konzern – wie gelingt die Finanzierung der Energienetze; sie nennt sogar einen Betrag von 400 Milliarden Euro.

4 Agora Energiewende (2025), S. 11, 12

5 ACER, 2026, S. 19

6 Anmerkung: Die Bundesrepublik verzeichnet derzeit kein Wachstum des Stromverbrauchs, ein Trend, der auch andernorts in Europa sichtbar ist. Allerdings hat sich die Netznutzung durch die Vergrünung der Erzeugung, die damit zu einer Dezentralisierung der Erzeugung führte, erheblich verändert.



den Austausch von Kabeln, den besseren Zusammenschluss einzelner Netzabschnitte und Kapazitätserhöhungen für den Anschluss erneuerbarer Quellen, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Eine besondere Rolle spielt der Anschluss von Rechenzentren als Großverbraucher.

- **Digitalisierung und Smart-Grid-Technologie:** Zusätzlich zur Energiewende verändert die Digitalisierung den Stromsektor grundlegend. Smart-Meter-Infrastruktur, Internet-of-Things-Anwendungen, datenbasierte Netzsteuerung und neue Dienste für Endnutzer werden zur Voraussetzung für einen effizienten Netzbetrieb. Digitalisierung ist also eine strategische Grundlage für künftiges Engpassmanagement.
- **Flexibilität und Engpassmanagement:** Je mehr erneuerbare Erzeugung auf der Verteilebene angeschlossen wird — etwa Solardächer, kleine Windturbinen und Batteriespeicher — desto mehr verschwimmt die operative Trennlinie zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Ein 2021 in Deutschland eingeführter Regulierungsrahmen verpflichtet Verteilnetzbetreiber, gemeinsam mit Übertragungsnetzbetreibern an Engpassmanagement-Maßnahmen teilzunehmen. Viele kleinere Betreiber verfügen jedoch noch nicht über die erforderlichen IT-Systeme, um Echtzeitinformationen über den Netzzustand zu melden. Das European Grids Package vom Dezember 2025 verschärft diese Anforderungen

und macht dies zu einer verpflichtenden Investitionskategorie. Investitionen in Dateninfrastruktur und Kommunikationssysteme zwischen Netzbetreibern für das Engpassmanagement sind daher als eigenständige Investitionskategorie zu betrachten und nicht unter allgemeiner Digitalisierung einzuordnen.⁷

- **Cybersecurity und Netzresilienz:** Netze können online angegriffen werden. Mit der Einführung der sogenannten NIS2-Richtlinie — der EU-Richtlinie zur Cybersicherheit — und der zunehmenden Kopplung von Software- und Hardware-Systemen erwarten wir erhebliche Investitionen, um operationelle Risiken beherrschen zu können.
- **Umsetzungskapazität:** Engpässe bei technischem Personal und Auftragnehmern sowie lange Genehmigungsverfahren werden immer häufiger zum begrenzenden Faktor – noch stärker als die Verfügbarkeit von Kapital.

ACER weist zu Recht darauf hin, dass viele Regulierungssysteme weiterhin vor allem auf physische Assets und Netzverstärkung ausgerichtet sind.

Obwohl sich die Rolle deutscher DSOs von Infrastrukturerrichtern und -instandhaltern zu integrierten Systemoperatoren verschiebt, bleibt die Regulierung stark auf physische Investitionen und die daraus resultierenden Erlöse fokussiert.

⁷ Dies ist eine der Lehren aus den Niederlanden, wo eine zunehmende Zusammenarbeit und ein intensiverer Informationsaustausch zwischen TSO und DSO — und zwischen kommerziellen Congestion-Managern und Netzbetreibern — eine größere Rolle spielen. Dynamische Kapazitätsallokation, neue Formen von Transportverträgen und Stromspeicher helfen, mögliche Engpässe zu mindern. Auch greifen niederländische DSOs häufiger auf sogenannte Flex-Tender zurück, bei denen sie regelbare Power-as-a-Service-Leistungen von Batteriebetreibern anmieten.

3. Regulierung und Einnahmenstabilität

Aus Bankensicht agieren deutsche DSOs innerhalb eines vergleichsweise günstigen Regulierungsrahmens. Geplante Investitionen können vorzeitig anerkannt und bereits vor Inbetriebnahme in die regulierte Anlagenbasis (RAB) aufgenommen werden. Das begrenzt den Liquiditätsdruck und senkt Finanzierungsrisiken.

Zwei Parameter sind für die Kreditanalyse durch Banken besonders relevant: Die regulierte, zulässige Eigenkapitalverzinsung für Anlagen, die ab 2024 zur Anlagenbasis hinzugefügt werden, beträgt 7,00 Prozent pro Jahr (nominal, vor Steuern) und wird jährlich auf Grundlage der jeweils geltenden risikofreien Zinssätze angepasst. Dies liegt deutlich über den 5,07 Prozent für Anlagen, die vor 2024 in die Anlagenbasis aufgenommen wurden.

Die aktuelle Regulierung für Stromnetze läuft bis einschließlich 2028. Die Rahmenbedingungen für die Zeit danach sind noch nicht festgelegt. Bei Finanzierungshorizonten von fünfzehn Jahren oder mehr birgt diese Unsicherheit ein Risiko, das Kreditgeber ausdrücklich einpreisen müssen.

3.1 Fragmentierung als strukturelle Schwäche

Diese Regulierung kaschiert jedoch ein tiefer liegendes strukturelles Problem. Ein erheblicher Teil der deutschen DSOs arbeitet weiterhin unter vereinfachter Regulierung, einschließlich Ausnahmen von umfassenden Netzentwicklungsplänen. Das ist nachvollziehbar, führt aber zu begrenzter Transparenz

über Investitionsplanung, Engpassrisiken und Systemkoordination.⁸

Das durchschnittliche Verhältnis von Nettoverschuldung zu operativem Ergebnis bei deutschen kommunalen Versorgungsunternehmen stieg von 2,4-fach im Jahr 2018 auf 4,0-fach im Jahr 2023, während die durchschnittliche operative Marge im selben Zeitraum von 13,5 auf 8,4 Prozent sank.⁹

Branchenakteure äußern sich deutlich zu den Folgen: Viele kommunale Versorgungsunternehmen befinden sich an der Obergrenze dessen, was Geschäftsbanken derzeit zusätzlich zu finanzieren bereit sind.¹⁰

3.2 Sieben Typen von Stadtwerken und anderen DSOs

Agora Energiewende (2025)¹¹ teilt die deutschen Verteilnetzbetreiber in sieben Finanzierungscluster ein:

1. kleine, klassische kommunale Versorgungsunternehmen, die unter normalen Umständen finanzierbar sind. Sie versorgen 6 Prozent aller Haushalte;

⁸ ACER, S. 22–23

⁹ Kearney (2025)

¹⁰ Agora (2025) bietet eine umfangreiche Analyse der Kapitalstruktur der verschiedenen DSO und der Unterschiede zwischen ihnen.

¹¹ Agora (2025), siehe auch: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2025/2025-02_DE_EVU-Mapping/Cluster-Steckbriefe_Energieversorger.pdf

2. kleine, stark verschuldete Versorgungsunternehmen, die eine Kapitalzuführung der Trägerkommune benötigen, um finanzierbar zu werden. Sie versorgen 1 Prozent aller Haushalte;
3. kleine, gut finanzierte Versorgungsunternehmen mit solider Ausgangslage. Sie versorgen 1 Prozent der Haushalte;
4. mittelgroße regionale Versorgungsunternehmen mit solider Finanzlage. Sie versorgen 8 Prozent der Haushalte;
5. mittelgroße kommunale Versorgungsunternehmen (Stadtwerke) mit erheblichen Investitionsverpflichtungen, die dem größten finanziellen Druck ausgesetzt sind;
6. große, konsolidierte kommunale Versorgungsunternehmen, die eigenständig in mehr oder weniger hohem Maße finanzierbar sind. Sie versorgen 43 Prozent der Haushalte, beispielsweise Hamburg;
7. nicht öffentliche Energieunternehmen mit handelbarer Aktionärsstruktur. Sie versorgen 25 Prozent der Haushalte.

Auf diese Segmentierung werden wir im nächsten Kapitel sowie in Kapitel 6 zurückkommen.



4. Konsolidierung oder enge Zusammenarbeit als strukturelle Lösung

Der Ruf nach Konsolidierung wird seit Jahren lauter. Aus Finanzierungsperspektive spricht vieles dafür, dass Konsolidierung oder zumindest weitreichende operative Zusammenarbeit nicht nur sinnvoll, sondern mittelfristig wirtschaftlich erforderlich wird.

4.1 Vorteile der Konsolidierung

Die Energiewende führt dazu, dass die notwendigen Fixkosten schneller steigen als die erwarteten regulierten Erlöse, wodurch Skaleneffekte erforderlich werden. Die Kosten für Digitalisierung, Cybersicherheit, Einkauf und Personalentwicklung sinken relativ, wenn die Organisation größer wird.

Der Draghi-Bericht fasst dies so zusammen: Die europäische Wettbewerbsfähigkeit hängt zunehmend von effizienter Energieinfrastruktur ab.¹²

4.2 Politische Bereitschaft

Die Argumente für Konsolidierung bedeuten jedoch nicht, dass die Politik dazu bereit ist. In Deutschland entscheiden Gemeinderäte über Struktur und Eigentum kommunaler Versorgungsunternehmen; Kommunalwahlen finden alle vier bis sechs Jahre statt.

Die öffentliche Verbundenheit mit lokalem Eigentum ist groß, ebenso wie die bestehende Querfinanzierung beispielsweise des öffentlichen Verkehrs über

Gewinne aus der Energieversorgung.¹³ Jede Form der Konsolidierung, die diese Struktur zu bedrohen scheint, dürfte voraussichtlich auf erheblichen politischen Widerstand stoßen.



Die Stadtwerke engagieren sich als Förderer lokaler Sportvereine und Veranstaltungen, wie hier in Trier.

12 Siehe auch das erwähnte European Grids Package (2025), in dem eine Reihe relevanter Empfehlungen des Draghi-Berichts aufgenommen wurde, auch zur Fragmentierung.

13 Diese Quersubventionierung ist im deutschen kommunalen Steuerrecht verankert. Sie ist als Steuerlicher Querverbund bekannt. Auf Grundlage dieser Regelung können steuerpflichtige Gewinne aus der Energieversorgung innerhalb eines kommunalen Versorgungsunternehmens mit Verlusten aus dem öffentlichen Verkehr, der Abfallwirtschaft und anderen öffentlichen Dienstleistungen innerhalb derselben Rechtsperson verrechnet werden. Dieser Mechanismus ist politisch tief verankert; Gewerkschaften, Kommunalpolitiker und die Öffentlichkeit unterstützen ihn breit als Mittel, um den öffentlichen Verkehr ohne direkte staatliche Subventionen bezahlbar zu halten. Als Finanzierungsmodell wird er jedoch zunehmend anfällig: Da der Gasabsatz sinkt und die Margen am Strommarkt unter Druck geraten, schrumpft der Topf an Energiegewinnen, der für die Quersubventionierung des öffentlichen Verkehrs verfügbar ist. Ein Versorgungsunternehmen, das gleichzeitig mit verpflichtenden Netzinvestitionen, sinkenden Energiemargen und einem strukturell defizitären öffentlichen Verkehrsbetrieb konfrontiert ist, hat nur sehr begrenzte Kapazität, zusätzliche Bankschulden zu bedienen.

Aus den Erfahrungen aus vergleichbaren Prozessen in anderen europäischen Versorgungssektoren zeigt sich, dass eine substanzielle Konsolidierung in der Regel nur unter einer dieser drei Voraussetzungen stattfindet:

- Wenn die Trägerkommune mit einer akuten Haushaltskrise konfrontiert ist;
- Wenn sich gesetzliche Vorgaben ändern;
- Wenn die Konsolidierung in Form eines Holding- oder Plattformmodells stattfindet, das das kommunale Eigentum formal aufrechterhält, aber operative Integration ermöglicht.

Diese dritte Möglichkeit scheint in Deutschland kurzfristig am realistischsten.

Die Kommunen wiesen 2024 das größte Defizit seit der Wiedervereinigung aus.¹⁴ Das erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass sie Gespräche über Konsolidierungen aufnehmen.

4.3 Formen der Konsolidierung

Folgende Formen der Konsolidierung sind möglich:

- vollständige rechtliche Fusionen sind am tiefgreifendsten und politisch sensibel, bieten (zu) kleinen DSOs jedoch maximale Synergieeffekte
- intermediäre Modelle wie Holding- und

Plattformstrukturen, bei denen finanzielle, operative und digitale Funktionen gebündelt werden, während lokales Eigentum erhalten bleibt

- funktionale Kooperationen und Joint Ventures — beispielsweise in den Bereichen IT, Planung oder Finanzierung — sind die leichteste Variante und häufig schnell umsetzbar

Für Banken erscheinen vor allem Plattform- und Holdingmodelle aufgrund ihrer Kombination aus Skalierbarkeit und politischer Machbarkeit attraktiv.

4.4 Die Alternative zu rechtlichen Fusionen: Zusammenarbeit

Die politische Machbarkeit vollständiger Fusionen hängt nicht allein von kommunalen Eigentumsinteressen ab. Ebenso relevant ist, dass viele Stadtwerke den Netzbetrieb aus einem breiteren Verbund kommunaler Dienstleistungen, Kostenstrukturen und Ertragsverwendungen herauslösen müssten. Einzelne Unternehmen haben diesen Schritt bereits vollzogen.

Eine wichtige Alternative zur rechtlichen Konsolidierung ist die Zusammenarbeit und Zentralisierung auf operativer Ebene. Dadurch bleibt die Diskussion über Eigentumsstruktur und kommunale Steuerung weitgehend außen vor.



Lokale Stadtwerke sind oft breit aufgestellt. Sie betreiben neben der Energieversorgung in vielen Städten und Gemeinden zum Beispiel auch den öffentlichen Nahverkehr.

14 Das Gesamtdefizit betrug 24,6 Milliarden Euro laut Destatis, Pressemitteilung Nr. 131 vom 4. April 2025.

4.5 Fusionskandidaten: große DSOs versus Stadtwerke

Dennoch lohnt sich ein Blick auf Fusionen als Instrument zur Erreichung der erforderlichen Größenordnung.

Große regionale DSOs, häufig Teil integrierter Energiekonzerne, erscheinen uns kaum als Fusionskandidaten. Sie verfügen bereits über Größe, professionelle Governance und Zugang zu Kapital. Ihre Rolle könnte eher die eines Konsolidierers oder Plattformführers sein.¹⁵

Die größte Notwendigkeit für strategische Entscheidungen liegt bei kleinen und mittelgroßen kommunalen DSOs, insbesondere bei solchen mit weniger als 100.000 Anschlüssen und hohem Investitionsdruck.

Bei kleineren Stadtwerken ist die Investitionsaufgabe oft überschaubarer, weil Zahl und Komplexität der Anschlüsse begrenzt sind. Viele verfügen zudem bereits über Kooperationen mit regionalen Strukturen, etwa von EnBW oder E.ON. Ihre größten Risiken liegen häufig weniger im operativen Netzbetrieb als in einer bereits angespannten Kapitalstruktur.

Der stärkste Handlungsdruck liegt bei mittelgroßen Stadtwerken, insbesondere im fünften Cluster. In Bayern und Hessen etwa trifft großflächige Photovoltaik-Einspeisung auf eine vergleichsweise fragmentierte Netzstruktur und geringere Bevölkerungsdichten. Dadurch werden Netzanpassungen schnell kostspielig. Fusionen oder weitgehende Kooperationen können Doppelkosten vermeiden und zugleich mehr Raum für Engpass- und Systemmanagement schaffen.

Die großen Stadtwerke wie München oder Hamburg sollten die Herausforderungen dank ihrer Größe selbst bewältigen können. Sie können als Plattform oder übernehmende Partei agieren.



Die Energiewende verändert die Stromerzeugung und die Anforderungen an die Netze. Kleine und mittlere Stadtwerke müssen sich deshalb vielerorts neu aufstellen.

¹⁵ So arbeiten lokale Stadtwerke, wie VSE Saarbrücken, bereits mit größeren Plattformen zusammen.

5. Finanzierungsformen und ihre Grenzen

In der Vergangenheit wurden deutsche DSO-Investitionen über kommunale Bilanzen, bilaterale Bankkredite und Subventionen finanziert. Dieses Modell steht unter Druck. Gemeinden müssen konkurrierende Investitionsprioritäten, Haushaltsrestriktionen und politische Erwartungen rund um Dividenden und Finanzierung miteinander in Einklang bringen.



Lokale Sparkassen spielen traditionell eine wichtige Rolle bei der Finanzierung von Stadtwerken. Angesichts des wachsenden Investitionsbedarfs stellt sich jedoch die Frage, ob dies auch künftig ausreichen wird.

5.1 Das Ende des klassischen kommunalen Modells

Der stark steigende Investitionsbedarf bringt viele Gemeinden finanziell unter Druck. Wenn zusätzliche Schulden auf kommunaler Ebene gebündelt werden, kann das die Kreditwürdigkeit dieser Gemeinden schwächen und andere öffentliche Investitionen verdrängen. Daher gehen wir davon aus, dass kommunale Entscheidungsträger durchaus bereit sein werden, zumindest über Konsolidierung oder andere Formen regionaler Zusammenarbeit zu sprechen. Auch auslaufende Konzessionen könnten diesen Prozess beschleunigen.¹⁶

¹⁶ Siehe Anmerkung 14

Um DSOs zu unterstützen, benötigt eine Bank von ihnen Angaben zu

- mehrjährigen CAPEX-Planungen auf DSO-Ebene;
- eventuell Anpassungen der Dividendenpolitik
- möglicherweise Subventionen und andere Formen staatlicher Unterstützung
- Entwicklung der RAB (Regulatory Asset Base) und regulierten Renditen;
- Engpassstatistiken und Anschlussrückständen;
- digitaler Reife;
- Personalprofilen und Abhängigkeit von Geschäftspartnern;
- IT/OT-Architektur und vertragliche Verpflichtungen;
- Konzessionslaufzeiten und Governance-Vorgaben;
- politischen Rahmenbedingungen, die Konsolidierung erleichtern.

Welche Rolle in der jeweiligen Situation angemessen ist, hängt vom finanziellen Profil und der Governance-Struktur des Netzbetreibers ab, wobei der in Kapitel drei beschriebene Clusterrahmen als Leitlinie dienen kann.

5.2 Skalierbare und differenzierte Finanzierung

Die untersuchten Berichte signalisieren eine Verschiebung hin zu stärker differenzierten Finanzierungsformen, darunter:

- langfristige Unternehmenskredite und Club Deals auf DSO- oder Holdingebene;
- Schuldscheindarlehen und Private Placements für größere Einheiten;
- hybride Instrumente, bei denen kommunale Kontrolle erhalten bleibt;
- zentrale Finanzierungsvehikel und strukturierte Verbriefungen.

Solche Finanzierungsinstrumente funktionieren jedoch nur, wenn die Einheiten groß genug sind, vergleichbare Strukturen aufweisen und klar abgrenzbare Cashflows haben. Die starke Fragmentierung der deutschen DSO-Landschaft erschwert daher innovative Finanzierungen unmittelbar. Wir gehen davon aus, dass Banken bei der Finanzierung kleinerer Stadtwerke zurückhaltend bleiben. Entscheidend für die Finanzierbarkeit und für mögliche M&A-Entscheidungen ist daher, diese strukturellen Lücken zu schließen.

DSOs und Gemeinden können dabei von verschiedenen Beratern unterstützt werden. In einzelnen Fällen ist auch die Einbindung einer Bank sinnvoll. Gemeinden

können beispielsweise auf Basis ihres eigenen Ratings Mittel aufnehmen und an das Stadtwerk weiterreichen. Dafür dürfte jedoch eine Genehmigung des jeweiligen Bundeslandes erforderlich sein.

Die Rolle von Banken lässt sich in drei Kategorien gliedern.

Bei der Konsolidierungsberatung geht es vor allem um Unterstützung beim Entwurf von Holding- und Plattformstrukturen, Beratung bei Konzessionsvergabeverfahren sowie Finanzberatung für Gemeinden oder Versorgungsunternehmen, die mit strukturellen Veränderungen konfrontiert sind.

Bei der strukturierten Finanzierung unterstützen Banken Versorgungsunternehmen beim Zugang zu Finanzierungsinstrumenten außerhalb traditioneller Bankkredite, etwa hybriden Finanzierungen, Kofinanzierung mit öffentlichen Institutionen wie der Europäischen Investitionsbank und Private-Debt-Placements.

Schließlich können Banken gemeinsam mit anderen Instituten größere Investitionsprogramme auf Plattform- oder Holdingebene finanzieren.

6. Szenarien und auslaufende Konzessionen

Wenn wir das Gesamtbild betrachten, sind vier Szenarien denkbar. Deren Konturen sind bereits an einigen Stellen sichtbar.

Vier Szenarien

Szenario 1: vollständige Konsolidierung, die großen DSOs übernehmen die kleineren.

- Vorteil:** Größe hilft beim Management des Kapitalbedarfs und der Umsetzung. Alles unter einem Dach bedeutet Integration von Systemen und Steuerung.
- Nachteil:** Angesichts der Vielzahl von Funktionen der Stadtwerke möglicherweise unmöglich.
- Wahrscheinlichkeit:** Hängt vom politischen Willen, der finanziellen Notwendigkeit und den Verhandlungspositionen ab.

Szenario 2: Plattformisierung, die kleineren Stadtwerke-Cluster bleiben als Organisation bestehen, bündeln aber in Teilbereichen diverse Funktionen wie IT, Finanzierung und Planung.

- Vorteil:** Die Verwaltungsstruktur und Eigentumssituation bleiben erhalten; das erhöht die Akzeptanz und damit die Umsetzbarkeit.
- Nachteil:** Die administrative Komplexität rund um Verteilungsfragen bleibt bestehen.
- Wahrscheinlichkeit:** Dieses Szenario erscheint naheliegend. Eine Auslagerung einzelner Funktionen könnte die Rolle bestehender kommerzieller Plattformen stärken, wie sie bereits von Anbietern wie E.ON und EnBW entwickelt werden.

Szenario 3: Netzbetrieb herauslösen und regional zusammenführen, die kleineren Stadtwerke lösen ihren Netzbetrieb aus der Struktur heraus und führen ihn mit vergleichbaren Netzbetrieben aus der Region zusammen.

- Vorteil:** Mehr Kapazitäten für das Management des Kapitalbedarfs, klarer Fokus auf den Netzbetrieb.
- Nachteil:** Verlust kommunalen Eigentums, Komplexität beim Herauslösen des Netzbetriebs aus dem Stadtwerk.
- Wahrscheinlichkeit:** Hängt stark von der lokalen politischen Bereitschaft und Handlungsfähigkeit ab.

Szenario 4: Alles so lassen, wie es war; Gemeinde- und Stadtwerkleitungen warten ab, was auf sie zukommt.

- Vorteil:** Derzeit ist keine Entscheidung erforderlich.
- Nachteil:** Komplexität und Dringlichkeit nehmen im Laufe der Zeit zu, Finanzierungsfragen werden aufgeschoben, ebenso die Modernisierung des Stadtwerks.
- Wahrscheinlichkeit:** Unterscheidet sich deutlich je nach Standort und kommunaler Ausgangslage.

6.1 Wer steht unter Druck

Auf Basis des in Kapitel 3 beschriebenen Finanzierungsclusters und der Analyse in Kapitel 4 sehen wir vor allem Versorgungsunternehmen im fünften Cluster als zentrale Kandidaten für Konsolidierungsberatung: Dabei handelt es sich um die mittelgroßen Stadtwerke.

Nach unserer Schätzung umfasst diese Gruppe etwa 250 mittelgroße kommunale Netzbetreiber.¹⁷ Sie stehen besonders unter Druck, weil mehrere Belastungen zusammenkommen: verpflichtende Investitionen, steigende Betriebskosten, europäische Regulierung und sinkender Erlösspielraum.

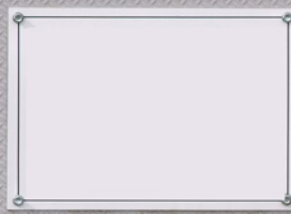
Besonders stark betroffen sind Stadtwerke in Regionen mit einem hohen Anteil an Solarstromeinspeisung und einer fragmentierten Netzstruktur. Dort steigt der Investitionsbedarf zusätzlich und die Fähigkeit, dauerhaft eigenständig zu arbeiten, nimmt weiter ab. Fusionen oder weitreichende Kooperationen können in diesem Segment helfen, Doppelstrukturen bei Digitalisierung, Einkauf und Personaleinsatz vermeiden. Zugleich ermöglichen sie ein wirksames Engpassmanagement.

6.2 Viele neue Konzessionsverfahren zwischen 2028 und 2032

Ein weiterer wichtiger Faktor für den richtigen Zeitpunkt einer Beratung ist die Konzessionsstruktur. Der Netzbetrieb in Deutschland beruht auf Konzessionsvereinbarungen zwischen Verteilnetzbetreibern und Gemeinden, die in der Regel für zwanzig Jahre vergeben werden. Viele dieser Konzessionen wurden um 2010 erteilt und laufen zwischen 2028 und 2032 aus. Da ein neues Vergabeverfahren formal zwei Jahre vor Ablauf beginnen muss, befinden sich viele Versorgungsunternehmen bereits in einer Entscheidungsphase oder kurz davor.

Das schafft ein zeitlich begrenztes Momentum für Gespräche über Konsolidierung: Eine Gemeinde, die gleichzeitig eine Konzession erneuern und ein Investitionsprogramm finanzieren muss, ist eher offen für strukturelle Lösungen. Das gilt besonders, wenn sie die notwendigen Investitionen nicht allein stemmen kann. Anders ist die Lage bei Gemeinden mit langfristig laufender Konzession und komfortabler Finanzlage.

17 Wir verwenden hierfür die Daten von Agora (2025): https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2025/2025-02_DE_EVU-Mapping/Cluster-Steckbriefe_Energieversorger.pdf



7. Fazit

Die deutschen Verteilnetze stehen vor einer historischen Investitionsaufgabe. Zwar ist die Regulierung weitgehend unterstützend und Kapital grundsätzlich verfügbar. Die eigentlichen Grenzen liegen jedoch bei Größe, Organisation und Umsetzungskraft.

Ohne Konsolidierung, engere Zusammenarbeit und stärkere Professionalisierung könnte sich die Energiewende verzögern. Besonders mittelgroße Stadtwerke könnten unter Druck geraten: Sie müssen nicht nur ihre Netze in wachsenden und sich dekarbonisierenden Regionen ausbauen, sondern auch höhere Anforderungen an Regulierung, Berichtspflichten, Datenaustausch und Cybersecurity erfüllen.

Um frühzeitig Klarheit über den Umgang mit diesem hohen Investitionsbedarf zu gewinnen, sollten Stadtwerke und Gemeinden so früh wie möglich Gespräche mit Banken aufnehmen.

Zusammenfassung

Deutsche Verteilnetzbetreiber stehen vor einer außergewöhnlich großen Investitionswelle. Treiber sind Elektrifizierung, dezentrale Stromerzeugung, Regulierung und Digitalisierung. Obwohl der Regulierungsrahmen in Deutschland für Investitionen relativ günstig ist, bildet die starke Fragmentierung der DSO-Landschaft — insbesondere bei kommunalen Stadtwerken — ein zunehmendes Umsetzungshindernis.

Größe und professionelle Strukturen werden daher immer wichtiger, um Digitalisierung, Cybersecurity, Beschaffung und Personalmangel zu bewältigen. Große regionale DSOs dürften dabei vor allem als Konsolidierer oder als Plattformen für ausgelagerte Aufgaben eine Rolle spielen. Kleine und mittelgroße Stadtwerke sind dagegen die wichtigsten Kandidaten für Fusionen oder Plattformmodelle.

Anlagen

Die Niederlande haben ihr Stromnetz deutlich stärker gebündelt als Deutschland. Neben dem Übertragungsnetzbetreiber TenneT gibt es sechs Verteilnetzbetreiber. Die drei größten — Stedin, Liander und Enexis — verwalten zusammen mehr als 90 Prozent aller Anschlüsse.

Trotz dieser konsolidierten Struktur stehen auch die Niederlande vor erheblichen Netzengpässen. Besonders angespannt ist die Lage in der Provinz Utrecht: Dort können seit Juli 2026 vorübergehend keine neuen Anschlüsse mehr realisiert werden.

Anhang 1:

Ein Gespräch mit Paul Giesbertz

Paul Giesbertz ist Regulatory Affairs Officer bei TTEP und verfügt über mehr als 35 Jahre Erfahrung im Elektrizitätssektor — unter anderem bei Netzbetreibern, Marktakteuren, Aufsichtsbehörden, Branchenverbänden und als Berater. Er war an der Liberalisierung des niederländischen Energiemarkts sowie an der Entwicklung europäischer Regeln beteiligt und veröffentlicht regelmäßig bei Energiea, einem niederländischen Online-Nachrichtendienst für Energie.

Was war der Grund für die Entflechtung des Energiesektors in den Niederlanden?

Das war die Abkehr vom integrierten Energieunternehmen. Früher waren Erzeugung, Lieferung und Netzbetrieb in einem Konzern gebündelt. Energieversorgung galt historisch als regionale oder öffentliche Daseinsvorsorge, zunächst oft kommunal, später auf Provinzebene organisiert. Mit der Liberalisierung des europäischen Energiemarkts rückte ein neuer Grundsatz in den Mittelpunkt: Kommerzielle Aktivitäten sollten Wettbewerb ermöglichen, während das Stromnetz ein reguliertes Monopol blieb.

Entflechtung galt als Voraussetzung für fairen Wettbewerb. Betreibt dieselbe Gruppe das Netz und verkauft zugleich Strom, entstehen Risiken von Quersubventionierung und Ungleichbehandlung. Die EU entschied sich deshalb für rechtliche Entflechtung. Die Niederlande gingen weiter und schrieben Eigentumsentflechtung vor: Die Netze blieben öffentlich, kommerzielle Aktivitäten konnten verkauft oder eigenständig geführt werden. Damit war der niederländische Ansatz strenger als in vielen anderen europäischen Ländern.

Wie verlief dieser Prozess in der Praxis?

In der Vorbereitung war der Prozess vor allem eine technische Operation. Liberalisierung und Entflechtung wurden parallel vorbereitet und eingeführt. Die Marktöffnung erfolgte in zwei Schritten: zunächst für größere Stromabnehmer, später für alle übrigen Kunden.

In den Niederlanden führte dies zu einem harten Schnitt. Energieunternehmen wurden aufgespalten. Die kommerziellen Teile — Erzeugung, Handel und Lieferung — wurden vom Netunternehmen getrennt. Gemeinden und Provinzen verkauften die kommerziellen Aktivitäten, während sie Anteilseigner der Netunternehmen blieben. Damit veränderte sich auch der Charakter ihrer Beteiligung. Früher waren sie Miteigentümer eines breit aufgestellten Energieunternehmens; danach waren sie Anteilseigner eines regulierten Infrastrukturunternehmens.



Paul Giesbertz, Regulatory Affairs Officer bei TTEP

Die Aufspaltung erleichterte auch die Skalierung. Wenn ein Unternehmen nur Netzbetrieb betreibt, ist eine Fusion mit einem anderen Netzunternehmen deutlich weniger komplex. So entstand eine Landschaft mit wenigen großen regionalen Netzbetreibern.

Was war der Gedanke hinter öffentlichem Eigentum an den Netzen?

Der Gedanke war, dass das Netz eine öffentliche Infrastruktur ist. Ein Elektrizitätsnetz ist keine gewöhnliche kommerzielle Tätigkeit. Es ist nicht sinnvoll, wenn Kunden in derselben Straße zwischen zwei Kabelnetzen wählen können. Das Netz ist also ein natürliches Monopol. Gerade deshalb muss der Netzbetreiber unabhängig sein, reguliert werden und im allgemeinen Interesse handeln.

Das Netz in öffentlicher Hand zu belassen, sollte diese Logik absichern. Gemeinden und Provinzen sollten als Eigentümer nicht nur auf Rendite achten, sondern auch auf Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und langfristige Investitionen. Die Entflechtung verband also zwei Ziele: Wettbewerb, wo er möglich ist, und öffentliche Absicherung, wo sie nötig ist.

Im Rückblick ist dies einer der wichtigsten Diskussionspunkte. Provinzen, die heute über Netzengpässe klagen, hätten als Anteilseigner früher stärker auf rechtzeitige Investitionen drängen können. Öffentliches Eigentum ist jedoch nicht dasselbe wie aktive öffentliche Anteilseignerschaft. In der Praxis standen häufig stabile Dividenden, Risikovermeidung und administrative Ruhe im Vordergrund. Darin liegt eine zentrale Lehre.

Was hat die Entflechtung für den Markt gebracht?

Vor allem brachte die Entflechtung klare Rollen. Erzeuger und Lieferanten erhielten Zugang zu einem neutral betriebenen Netz. Neue Anbieter konnten in den Markt eintreten, ohne von einem integrierten Wettbewerber abhängig zu sein, der zugleich das Netz kontrollierte. Dadurch wurden fairere Wettbewerbsbedingungen geschaffen.

Auch die Rollenverteilung wurde klarer: Netzbetreiber sorgen für Anschluss, Transportkapazität, Wartung und Netzinvestitionen. Kommerzielle Parteien konkurrieren bei Erzeugung, Lieferung, Handel, Flexibilität und Kundenangeboten. Diese Trennung war wichtig, weil der Sektor hohe Investitionen und lange Amortisationszeiten erfordert.

Klare Rollen lösen jedoch nicht alle Probleme. Weil Verantwortlichkeiten aufgeteilt wurden, ist Koordination wichtiger geworden. Das Stromsystem bleibt technisch integriert. Der Netcode, heute Systemcode, legt Rechte und Pflichten von Netzbetreibern und Netznutzern fest. Dennoch bestehen Zweifel, ob die

Kontrolle ausreichend funktioniert: Die niederländische Aufsichtsbehörde ACM beaufsichtigt die Netzbetreiber, während diese selbst darauf achten müssen, dass Netznutzer den Systemcode einhalten.

Auch die Netzplanung wurde schwieriger. Früher wurden Netz und Erzeugung innerhalb eines Unternehmens geplant. Heute müssen Netzbetreiber ihren Ausbau auf Szenarien zu Stromverbrauch, Erzeugung und neuen Anlagen wie Windparks stützen.

Was war das Ergebnis für den Netzbetrieb?

Für den Netzbetrieb ergibt sich ein gemischtes Bild. Einerseits entstand ein professioneller, unabhängiger und regulierter Netzbetrieb. Die niederländischen Netzbetreiber wurden zu klar abgegrenzten Infrastrukturunternehmen mit gesetzlich definierter Aufgabe. Sie sind keine kommerziellen Energielieferanten mehr, sondern Betreiber kritischer Infrastruktur. Frühere Untersuchungen kamen zu dem Ergebnis, dass dieses Modell gut funktionierte: Tarife und Kosten blieben niedrig, es wurde investiert und die finanzielle Stärke der Netzbetreiber blieb erhalten.

In den vergangenen Jahren wurde jedoch deutlich, dass rückblickend zu spät und zu wenig in Netzverstärkung und Netzausbau investiert wurde. Der künftige Bedarf wurde unterschätzt, und bestehende Analysen führten offenbar nicht schnell genug zu konkreten Maßnahmen.

Die Energiewende hat den Druck auf das Netz deutlich schneller erhöht als erwartet. Photovoltaik, Wind, Industrieelektrifizierung, Elektromobilität, Wärmepumpen und Batterien benötigen Kapazität, Flexibilität und Geschwindigkeit. Netzbetrieb ist damit nicht mehr nur eine stabile Versorgungsfunktion, sondern ein zentraler wirtschaftlicher Engpass.

Die Folge sind Netzengpässe und lange Wartezeiten für Stromanschlüsse. Das ist nicht nur ein technisches, sondern auch ein wirtschaftliches Problem. Wenn Unternehmen nicht expandieren, elektrifizieren oder sich neu anschließen können, bremst das Netz die Investitionen.

Wo liegt der Fehler: bei Regulierung, Anteilseignern oder den Netzbetreibern?

Formal liegt die Verantwortung bei den Netzbetreibern: Sie müssen ausreichend Transportkapazität bereitstellen. Die eigentliche Lehre ist jedoch breiter. Mehrere Anreize wirkten zusammen: Regulierung setzte lange stark auf Effizienz und Kostenkontrolle; zugleich warnten Netznutzer vor überflüssigen Investitionen. Das ist nachvollziehbar, kann aber dazu führen, dass Robustheit und Vorausschau zu kurz kommen.

Auch die Anteilseigner spielten eine Rolle. Öffentliche Eigentümer hätten stärker auf Investitionsfähigkeit, langfristige Kapazität und strategische Risiken achten

können. Stattdessen wurde die Rolle häufig vor allem finanziell verstanden: stabile Dividenden, begrenzte Risiken und keine Überraschungen. Für lokale Verwaltungen ist das verständlich, passt aber schlecht zu einem Sektor, der große Vorabinvestitionen braucht.

Auch die Netzbetreiber selbst mussten schwierige Entscheidungen treffen. Zu frühe Investitionen können als Überkapazität kritisiert werden, zu späte Investitionen führen zu Engpässen. In einem regulierten, öffentlich sensiblen System ist Vorsicht naheliegend. Rückblickend wurde jedoch zu wenig geprüft, ob Netzbetreiber ausreichend proaktiv investieren.

Welche Lehren ergeben sich daraus für die Gestaltung des Netzbetriebs?

Die erste Lehre lautet: Unabhängigkeit ist notwendig, reicht aber nicht aus. Sie verhindert Diskriminierung zwischen Marktparteien, löst aber nicht die Koordinationsfrage. In einem liberalisierten und entflochtenen Markt kann diese Frage nur durch bessere Abstimmung zwischen Behörden, Netzbetreibern und Anschlussplanung begrenzt werden.

Die zweite Lehre lautet: Regulierung darf nicht nur Effizienz belohnen. Sie muss auch rechtzeitige Investitionen, Robustheit und strategische Kapazität absichern. Ein Netz, das nur auf die aktuelle Nachfrage ausgelegt ist, wird in einer Transformationswirtschaft schnell zu klein. Wenn die ACM Unterinvestitionen feststellt, müssen Rückstände zügig aufgeholt werden.

Die dritte Lehre betrifft öffentliche Anteilseignerschaft. Öffentliches Eigentum braucht aktives Wissen, klare Ziele und langfristige Disziplin. Wenn Eigentümer vor allem auf Dividenden achten, wird das öffentliche Interesse nicht automatisch gesichert. Daraus ergibt sich auch die Frage, ob öffentliches Eigentum weiterhin erforderlich ist oder ob privates Eigentum unter klarer Regulierung ebenfalls möglich wäre.

Die vierte Lehre lautet: Skalierung ist kein Allheilmittel. Große Netzbetreiber bieten Professionalität, Finanzierungskraft und Standardisierung, können aber auch Distanz zu lokalen Gegebenheiten schaffen. In den Niederlanden scheinen kleinere Netzbetreiber teils besser abzuschneiden, mit geringeren Investitionslücken und kürzeren Anschlussfristen. Entscheidend ist daher nicht nur Größe, sondern die Fähigkeit, lokal gut zu planen, umzusetzen und mit Behörden sowie Unternehmen zusammenzuarbeiten.

Was bedeutet dies für die nächste Phase der Energiewende?

Die nächste Phase erfordert einen Wechsel von reaktivem zu vorausschauendem Netzbetrieb. Netzplanung muss stärker mit Wirtschafts- und Raumplanung verknüpft werden: Wo entsteht Industrie? Wo können Erzeugung und Speicher angesiedelt werden? Welche Regionen haben Vorrang, wenn Kapazität knapp ist?

Das bedeutet nicht, dass die Entflechtung rückgängig gemacht werden muss. Die Grundlogik unabhängiger Netze und konkurrierender Marktaktivitäten bleibt überzeugend. Aber die Governance muss besser werden: mit stärkerer Koordination, schnelleren Entscheidungen, besseren Investitionsanreizen, klarerer Aufsicht bei Unterinvestitionen und einer aktiveren Anteilseignerrolle.

Die wichtigste Schlussfolgerung lautet: Die Entflechtung war institutionell erfolgreich, doch die Governance-Risiken wurden unterschätzt. Die Niederlande haben ein klares Modell geschaffen, aber zu spät auf schnelle Dekarbonisierung, dezentrale und schwankende Erzeugung sowie wachsende Elektrifizierung reagiert. Die Lehre ist daher nicht, dass Trennung falsch war. Entscheidend ist, dass sie mit starker Koordination, vorausschauender Regulierung und aktiven Anteilseignern verbunden wird.

Anhang 2:

Ein Gespräch mit Michiel Olij

Was Alliander aus dem Betrieb eines deutschen DSO gelernt hat.

Michiel Olij war Vorstandsmitglied der Alliander AG, die das Netz der Gemeinde Heinsberg nahe Sittard und Roermond betrieb. Durch die Liberalisierung konnten europäische DSOs auch grenzüberschreitend aktiv werden. Niederländische DSOs nutzten diese Möglichkeit trotz öffentlichen Eigentums nur begrenzt. Alliander, zu der einer der drei großen niederländischen DSOs, Liander, gehört, sammelte in Heinsberg entsprechende Erfahrungen. Die Alliander Netz Heinsberg GmbH blieb die einzige nicht-niederländische DSO im Portfolio von Alliander.

Was sind die großen Unterschiede zwischen dem niederländischen und dem deutschen DSO-Modell?

Bei der Aufspaltung des Energiesektors blieben in Deutschland teilweise auch kommerzielle Unternehmen für den Netzbetrieb verantwortlich. In den Niederlanden ist das nicht der Fall.

Der zweite große Unterschied ist die Struktur. In den Niederlanden gingen kommunale Netze in sechs größere Netzbetreiber auf; die drei größten verwalten mehr als 90 Prozent aller Anschlüsse. Deutschland ist deutlich stärker fragmentiert. Neben großen Netzbetreibern gibt es viele kleine DSOs mit nur wenigen Tausend Anschlüssen. Viele arbeiten zwar operativ zusammen, bleiben aber als Teil lokaler Stadtwerke unter kommunaler Kontrolle.

Ein dritter Unterschied betrifft Investitionen und Finanzierung. In den Niederlanden setzte die Aufsicht seit der Ausgliederung des Netzbetriebs Ende der 1990er Jahre stark auf Effizienz. Dadurch blieben Netzentgelte niedrig, rückblickend kam es jedoch zu Unterinvestitionen. In Deutschland wurde meist ausreichend investiert. Die zulässige Rendite lag häufig höher als in den Niederlanden, ebenso die Erträge aus dem Netzbetrieb. Das stärkte die Investitionsfähigkeit.



Michiel Olij war Vorstandsmitglied der Alliander AG

Gibt es in Deutschland einen Unterschied zwischen kommerziellen und öffentlichen Netzbetreibern?

Grundsätzlich nicht. Auch in kommerziellen Unternehmen ist der Netzbetrieb sauber ausgegliedert. Allerdings ist Energieversorgung in Deutschland deutlich politischer geprägt als in den Niederlanden. Dort wird Energie eher technisch und kostenorientiert

betrachtet; in Deutschland besteht stärkeres Misstrauen gegenüber kommerziellen Akteuren und zugleich der Wunsch, kommunale Energiefragen eng zu steuern. Viele Stadtwerke bündeln zudem Aufgaben wie Schwimmbäder, Wärme-, Gas-, Wasser- und Stromnetze oder den lokalen ÖPNV. Dadurch steht der Netzbetrieb weit oben auf der Agenda der Gemeinderäte.

Die Politik greift auch regelmäßig in die Führung der Stadtwerke ein. In Heinsberg gab es nahezu wöchentlich Kontakt mit dem Bürgermeister. Da Bürgermeister in Deutschland gewählt und nicht wie in den Niederlanden ernannt werden, ist der Grad der Politisierung höher.

Viele kleinere Stadtwerke werden die Netzaufgaben an den meisten Standorten zunächst noch bewältigen können. Das hängt jedoch von der Geschwindigkeit neuer Einspeisung und Elektrifizierung ab. Häufig arbeiten sie bereits in größeren Verbünden zusammen, etwa bei IT, Cybersecurity, Strategie und Datenschutz. Solche Kooperationen können durchaus groß sein.

Eine besondere Spannung zwischen ländlichen Räumen und Städten sehe ich nicht. Ländliche Gebiete rund um größere Städte arbeiten häufig gut mit größeren Stadtwerken zusammen. Die entscheidende Frage ist eher, ob kleinere Stadtwerke mit bis zu 100.000 Anschlüssen künftig genug Expertise aufbauen und die Kosten für Wärmenetze, Regulierung und Cybersecurity tragen können.

Ist die Regulierung zwischen beiden Ländern unterschiedlich?

Die Niederlande kämpfen mit akuten Netzeingpässen. Das erfordert Flexibilität der Aufsicht, die zunehmend sichtbar wird. In Deutschland ist die Bundesnetzagentur möglicherweise weniger flexibel als die ACM, verfügt aber über andere Instrumente wie steuerbare Stromverteilung. Zudem dürfen Netzbetreiber unter bestimmten Umständen einzelne Kunden drosseln, etwa wenn Netzungleichgewichte drohen. Technisch setzt dies allerdings umfangreiche IT und intelligente Messsysteme voraus.

Auch bei den Berichtspflichten gibt es Unterschiede. Unterhalb einer bestimmten Anzahl von Anschlüssen gelten in Deutschland vereinfachte Bewertungskriterien.

Welche Entwicklungen erwarten Sie bei den Stadtwerken?

Deutschland wird voraussichtlich nicht denselben Konsolidierungsgrad erreichen wie die Niederlande. Mehr Zusammenarbeit zwischen kleineren Stadtwerken wird jedoch notwendig sein — in welcher Form, wird regional unterschiedlich ausfallen. Das verringert die Standardisierung, erhält Gemeinden und Regionen aber stärkeren Einfluss und lokale politische Verantwortung.

Impressum

Autor

Peter van Ees, Sector Banker Energie, ABN AMRO Bank

In Zusammenarbeit mit den folgenden Kolleginnen und Kollegen

Ann-Christin Stucke, Albert-Jan Swart, Robert Thimm, Laurens van Wissen

ABN AMRO Bank bedankt sich bei den folgenden Personen:

Michiel Olij, Paul Giesbertz

Redaktion

Bendert Zevenbergen, Claudia Fleischer

Layout und Gestaltung

Kollerie Reklame-advies & Promoties

Illustrationen

Inge Jalink

Zusätzliche Fotografie

Shutterstock.com

Rechtliche Hinweise:

Haftungsausschluss

Diese Ausarbeitung der ABN AMRO Bank N.V. Frankfurt Branch (nachfolgend „ABN AMRO“) dient ausschließlich der Information. Dieses Dokument stellt weder ein Angebot noch eine Beratung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf irgendeiner Finanzanlage noch eine offizielle Bestätigung einer Transaktion dar. Der Kunde, an den sich diese Ausarbeitung richtet, ist Kunde im Sinne des § 67 Abs.1 Wertpapierhandelsgesetz. Diese Ausarbeitung ist keine Finanzanalyse und unterliegt daher weder den gesetzlichen Anforderungen zur Gewährleistung der Unvoreingenommenheit von Finanzanalysen noch dem Verbot des Handelns vor der Veröffentlichung von Finanzanalysen. In der Vergangenheit erzielte Performance ist kein Indikator für zukünftige Entwicklungen. Auch wenn die hierin gegebenen Informationen aus Quellen stammen, die wir für verlässlich halten, übernimmt die ABN AMRO keine Gewähr für die Fehler im Hinblick auf Richtigkeit, Aktualität und/oder Vollständigkeit der Informationen und Schlussfolgerungen dieser Ausarbeitung, soweit diese Fehler nicht von uns vorsätzlich oder grob fahrlässig verursacht wurden. Für den Eintritt oder Nichteintritt der in dieser Ausarbeitung dargestellten Ergebnisse oder Konsequenzen, insbesondere in wirtschaftlicher, steuerlicher oder rechtlicher Hinsicht, übernimmt die ABN AMRO ebenfalls keine Gewähr. Einschätzungen in dieser Ausarbeitung geben die Meinung der ABN AMRO zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Ausarbeitung wieder. Da die Informationen in dieser Ausarbeitung naturgemäß ständigen Veränderungen unterliegen, können durch die ABN AMRO jederzeit und ohne vorherige Ankündigung Änderungen vorgenommen werden. Zur Mitteilung einer solchen Änderung ist die ABN AMRO nicht verpflichtet. Änderungen können ggfs. auch rückwirkend gelten.

Diese Ausarbeitung darf weder fotokopiert noch in anderer Art und Weise ohne die vorherige Zustimmung der ABN AMRO vervielfältigt werden.

Die Informationen in dieser Ausarbeitung richten sich ausschließlich an Anleger in Deutschland, die nicht US-Personen sind bzw. keinen Wohnsitz in den USA haben, und darf nicht in den USA oder an US-Staatsbürger verbreitet werden. US-Personen können auch Personen- oder Kapitalgesellschaften sein, die gemäß den Gesetzen der USA bzw. eines US-Bundesstaats, Territoriums oder einer US-Besitzung gegründet werden.

Herausgeber:

ABN AMRO Bank N.V. Frankfurt Branch, Mainzer Landstraße 1, 60329 Frankfurt am Main

Stand:

28. August 2026

© ABN AMRO, 2026