

Netzentgelte 2026

HINTERGRUND- INFORMATIONEN PREISE 2026 DER TRANSNETBW GMBH

1.0 NETZENTGELTE DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Produkte und Dienstleistungen unterliegen im Allgemeinen einem freien Wettbewerb – der günstigste Anbieter erhält den Zuschlag. Die Nachfrage steuert das Angebot und motiviert Unternehmen, neue Produkte möglichst kostengünstig zu entwickeln und anzubieten. Versorgungsinfrastrukturen wie Strom- oder Gasnetze stehen dagegen in keinem oder nur geringfügigem Wettbewerb zueinander. Sie sind natürliche Monopole, denn der Aufbau paralleler Netzinfrastrukturen innerhalb eines Versorgungsgebiets durch verschiedene Unternehmen wäre aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll. Damit Strom- und Gasnetzbetreiber dennoch keine Monopolgewinne erzielen und ihre Netze so kostensparend wie möglich betreiben, werden sie reguliert. Dies heißt, dass eine offizielle Behörde festlegt, was der Netzbetreiber verdienen darf (Erlösobergrenze).

Die Netzentgelte, die die direkten Netzkunden (im Wesentlichen Verteilnetzbetreiber, Kraftwerke und Großabnehmer) für die Nutzung der Übertragungsnetze bezahlen, sind ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung elektrischer Energie und dem Ort der Entnahme. Ausschlaggebend sind die Spannungsebenen, an welche die jeweilige Entnahmestelle angebunden ist, die Jahresarbeitsmenge sowie die Jahreshöchstlast und die benötigten Messeinrichtungen. Das Netzentgelt pro Entnahmestelle setzt sich zusammen aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt, einer Art Grundpreis, welcher sich an der in einem Kalenderjahr aufgetretenen Leistungsspitze (Jahreshöchstleistung in Kilowatt) orientiert, und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde, der für die aus dem Netz entnommene Strommenge (elektrische Arbeit in Kilowattstunden) zu entrichten ist.

2.0 BERECHNUNG DER PREISE FÜR DIE NETZNUTZUNG

Auf Basis historischer Daten sowie weiterer Erkenntnisse der Netzbetreiber über das Kundenverhalten werden die Strommengen für das betrachtete Jahr prognostiziert. Anhand dieser prognostizierten Entnahmemengen sowie der Erlösobergrenze, welche die Erlöse, die dem Netzbetreiber für Bereitstellung der Netzinfrastruktur und zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität für das betrachtete Jahr zustehen definiert, können die Preise für die Netznutzung errechnet werden. Hierzu werden die der jeweiligen Spannungsebene zugeordneten Kosten zunächst durch die gleichzeitige Jahreshöchstlast der Spannungsebene dividiert, um die so genannte „Briefmarke“ der jeweiligen Spannungsebene zu bestimmen. Anschließend werden aus dieser Briefmarke anhand einer Gleichzeitigkeitsfunktion die Arbeits- und Leistungspreise getrennt für die Benutzungsstundenbereiche kleiner und größer 2.500 Stunden pro Jahr bestimmt. Durch die Verprobung wird abschließend geprüft, ob die kalkulierten Preise dazu geeignet sind, die Erlösobergrenze zu erreichen. Die tatsächlichen Erlöse eines Jahres können aufgrund von Mengenabweichungen gegenüber den prognostizierten Mengen von der Erlösobergrenze abweichen. Dadurch entstehende Mehr- oder Mindererlöse werden in den folgenden Jahren bei der Ermittlung der Erlösobergrenze berücksichtigt und ausgeglichen. Seit dem Jahr 2023 sind die Übertragungsnetzentgelte vollständig vereinheitlicht. Deshalb werden die

Erlösobergrenzen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sowie die deutschlandweit prognostizierten Entnahmemengen herangezogen.

Die Netzentgelte für das Jahr 2026 wurden unter Berücksichtigung eines Zuschusses in Höhe von 6,5 Milliarden € ermittelt. Das „Gesetz für einen Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten für das Jahr 2026“ wurde vom Deutschen Bundestag beschlossen und vom Bundesrat abschließend gebilligt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich dazu verpflichtet, den Zuschuss vollständig zur Senkung der Netzentgelte einzusetzen.

2.1 KOSTENBESTANDTEILE DER ERLÖSOBERGRENZE 2026 DER TRANSNETBW

Die Erlösobergrenze wird jährlich mittels der Regulierungsformel ([Anlage 1 ARegV](#)) bestimmt. Die wesentlichen Kostenbestandteile lassen sich in drei Kostenblöcke unterteilen.

- / Für den ersten Kostenblock wird im Rahmen der Kostenprüfung ein Ausgangsniveau ermittelt, das für die Dauer einer Regulierungsperiode mit einer vorgegebenen Entwicklung fortgeschrieben wird. Neben der allgemeinen Preissteigerungsrate wird hierbei eine generelle sektorale Effizienzvorgabe berücksichtigt. Innerhalb dieses Kostenblocks unterscheidet man zwischen
 - als effizient geltende Kosten, die für die Dauer einer Regulierungsperiode fixiert werden (vorübergehend nicht -beeinflussbare Kosten), sowie
 - als ineffizient geltende Kosten, die über die Dauer einer Regulierungsperiode abgebaut werden müssen (beeinflussbare Kosten).
- / Der zweite Kostenblock umfasst Kapitalkosten, welche für die Refinanzierung der Investitionen in das Übertragungsnetz notwendig sind und anders als die Kosten des Ausgangsniveaus jährlich an die tatsächliche Kostenentwicklung angepasst werden.
- / Der dritte Kostenblock enthält im Wesentlichen so genannte dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 ARegV. Diese werden jährlich und auf Basis von Ist-Kosten vorheriger Jahre oder auf Basis von Plankosten nach definierten Kalkulationslogiken angepasst. Differenzen zwischen Plan- und Ist-Kosten werden auf dem sog. Regulierungskonto gem. § 5 ARegV erfasst.

2.2 BEEINFLUSSBARE UND VORÜBERGEHEND NICHT BEEINFLUSSBARE KOSTEN

Das von der Bundesnetzagentur für die vierte Regulierungsperiode (2024 – 2028) ermittelte Ausgangsniveau des ersten Kostenblocks beträgt für TransnetBW etwa 305 Mio. €. Die Bundesnetzagentur hat der TransnetBW für diesen Zeitraum eine Effizienz von 100 Prozent bescheinigt und festgelegt, so dass die TransnetBW keine beeinflussbaren Kosten abzubauen hat. Der Effizienzwert wurde anhand der relativen Referenznetzanalyse ermittelt. Hierbei wird zunächst ein optimales Referenznetz modelliert und anschließend die Abweichung jedes Übertragungsnetzbetreibers von seinem jeweiligen Referenznetz ermittelt. Der Übertragungsnetzbetreiber mit dem geringsten Abstand zu seinem Referenznetz erhält einen Effizienzwert von 100 Prozent.

2.3 KAPITALKOSTEN AUS DER INVESTITIONSTÄTIGKEIT

Für die Erreichung der Ziele der Energiewende sind in erheblichem Umfang Investitionen in das Übertragungsnetz notwendig. Um diese Projekte finanzieren zu können, ist insbesondere eine zeitnahe Refinanzierungsmöglichkeit für Kapitalkosten erforderlich. Hierfür werden die Instrumente der Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV und des Kapitalkostenaufschlags gem. § 10a ARegV angewendet. Die Prüfung der Projekte und der Kosten erfolgt durch die Bundesnetzagentur. Berücksichtigt werden Kapitalkostensteigerungen gegenüber dem Basisjahr, da diese noch nicht im Ausgangsniveau des ersten Kostenblock enthalten sind. Das Basisjahr ist für die vierte Regulierungsperiode das Jahr 2021. Für das Jahr 2026 plant die TransnetBW für die beiden genannten Instrumente mit Kosten in Höhe von ca. 670 Mio. €.

2.4 DAUERHAFT NICHT BEEINFLUSSBARE KOSTEN UND REGULIERUNGSKONTO

Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenbestandteile gemäß § 11 ARegV werden Kosten anerkannt, auf die der Netzbetreiber keinen oder nur sehr wenig Einfluss nehmen kann. Dies sind beispielsweise Steuern und Abgaben sowie Kosten für Systemdienstleistungen.

Für diese Positionen plant TransnetBW im Jahr 2026 mit Kosten in Höhe von etwa 836 Mio. €. Die wesentlichen Kostentreiber hierbei sind:

/ **Kosten der Netzreserve**

Die Netzreserveverordnung (NetzResV) sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber jährlich eine sogenannte Systemanalyse durchführen, in der sie die zukünftig erforderliche Kraftwerksreservekapazität für netzstabilisierende Redispatch-Maßnahmen ermitteln. Die Bundesnetzagentur überprüft diese Systemanalyse und veröffentlicht in einer jährlichen Feststellung den Bedarf an Erzeugungskapazität für die [Netzreserve](#). Die Kosten der Kraftwerke, die ihre Kapazitäten gemäß diesen Festlegungen in der Netzreserve vorhalten müssen, werden durch die Übertragungsnetzbetreiber erstattet und in deren Erlösobergrenze überführt.

/ **Kosten für Redispatch-Maßnahmen**

Beim [Redispatch](#) weisen Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerke an, die Einspeisung von Wirkleistung anzupassen, um Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Redispatch kann regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Indem eines oder mehrere Kraftwerke ihre Einspeisung senken und andere ihre Einspeisung entsprechend anheben, bleibt die eingespeiste Wirkleistung in Summe nahezu unverändert bei gleichzeitiger Entlastung eines Engpasses. Die hieraus resultierenden Kosten werden den Kraftwerksbetreibern von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet und in deren Erlösobergrenze überführt.

/ **Kosten für Verlustenergiebeschaffung**

Als Verlustenergie bezeichnet man physikalisch bedingte Energieverluste im Stromnetz, die bei Transport, Umspannung und Verteilung auftreten. Das Energiewirtschaftsgesetz und die Netzzugangsverordnung Strom verpflichten die

Netzbetreiber zur Beschaffung von Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren.

/ Kosten für Regelleistungsbeschaffung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben die Aufgabe, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme in ihrer Regelzone ständig aufrecht zu erhalten. Dafür benötigen sie Regelleistung in verschiedenen Qualitäten (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung), die sich hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung unterscheiden. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die hierfür anzusetzenden Kosten nach einem festgelegten Modell zu planen.

/ Kosten sonstiger Kraftwerksreserven

Neben der Netzreserve stehen den Übertragungsnetzbetreibern weitere Kraftwerksreserven zur Sicherstellung der Systemsicherheit zur Verfügung. Hierzu zählen beispielsweise besondere netztechnische Betriebsmittel.



STROM / NETZ / SICHERHEIT

Als Übertragungsnetzbetreiber mit Sitz in Stuttgart stehen wir für eine sichere und zuverlässige Versorgung von rund elf Millionen Menschen in Baden-Württemberg. Wir sorgen für Betrieb, Instandhaltung, Planung und den bedarfsgerechten Ausbau des Transportnetzes der Zukunft. Unsere 220- und 380-Kilovolt-Stromkreise sind rund 3.100 Kilometer lang, unser Netz erstreckt sich über eine Fläche von 34.600 km². Dieses steht allen Akteuren am Strommarkt diskriminierungsfrei sowie zu marktgerechten und transparenten Bedingungen zur Verfügung.

Unser modernes Übertragungsnetz ist das Rückgrat einer zuverlässigen Energieversorgung in Baden-Württemberg und Grundlage für eine funktionierende Wirtschaft und Gesellschaft.