

LANGFRISTSZENARIEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND

Hinweise zu den Kostenberechnungen für die Stromnetze



Stand der Dokumentation
26.06.2024

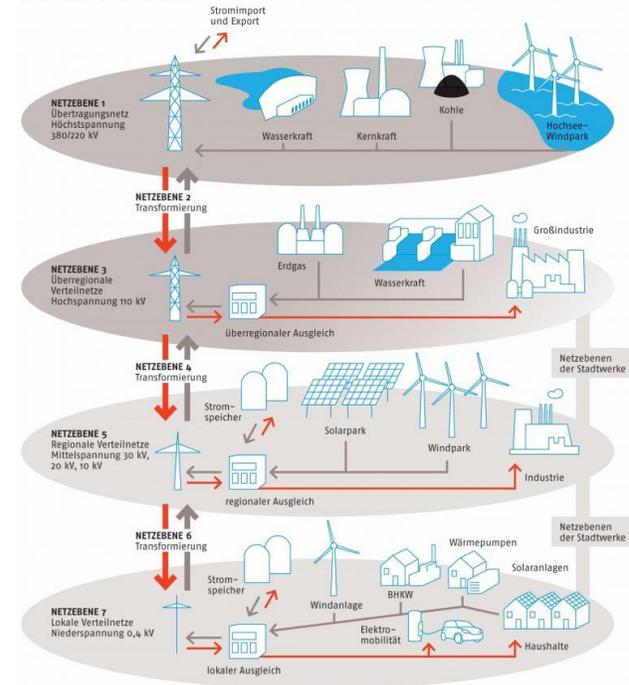
Inhalte

- **Übertragungsnetz (Netzebene 1, NE 1) (ÜN)**
- **Verteilungsnetz (Netzebene 2-7, NE 2 bis NE 7) (VN)**

zur Erläuterung der Netzebenen

DAS DEUTSCHE STROMNETZ

Netzebenen und Stromfluss



Quelle: Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Mai 2015

© VKU

Quelle: VKU

Kostenansätze und techn. Nutzungsdauern ÜN-Analysen

Kostenansätze für T45-Strom* et al. sowie T45-Szenarien

		220-kV-Freileitung	380-kV-Freileitung	380-kV-Freileitung HTL/HSL	380kV HSL/HTL-teilverkabelt (40%)	DC-Link-Kabel See (2GVA)	DC-Link-Kabel Land (2 GVA)	DC-Freileitung (2 GVA)	Konverterstationen (2 GVA)	Phasenschiebertransformator	Netzbooster [€/MW]
Investitionskosten [EUR/km] bzw. [EUR/Stück]	Trasse	800.000	1.000.000	1.200.000	2.928.000	-	3.250.000	1.000.000	-	-	-
	Stromkreis/Stück	400.000	500.000	650.000	1.586.000	4.000.000	1.625.000	500.000	600.000.000	20.000.000	350.000
Betriebskosten [% der spez. Investitionen pro Jahr]		1	1	1	0,67	0	0,1	1	0,5	0,5	0,5
Nutzungsdauer [Jahre]		80	80	80	68	50	50	80	40	40	40

Quelle: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-02/NEP_2035_2021_1_Entwurf_Kostenschaetzungen_0.pdf

Alle Kostenangaben in €₂₀₁₈

Kostenansätze und techn. Nutzungsdauern ÜN-Analysen

Update Kostenansätze O-Szenarien

		220-kV-Freileitung	380-kV-Freileitung	380-kV-Freileitung HTL/HSL	380kV HSL/HTL-teilverkabelt (40%)	DC-Link-Kabel See (2GVA)	DC-Link-Kabel Land (2 GVA)	DC-Freileitung (2 GVA)	Konverterstationen (2 GVA)	Phasenschiebertransformator	Netzbooster [€/MW]
Investitionskosten [EUR/km] bzw. [EUR/Stück]	Trasse	712.000	3.026.000	2.937.000	5.761.519	-	2.937.000	2.937.000	-	-	-
	Stromkreis/Stück	356.000	489.500	623.000	1.222.140	4.895.000	2.937.000	356.000	534.000.000	23.140.000	1.246.000
Betriebskosten [% der spez. Investitionen pro Jahr]		1	1	1	0,67	0	0,1	1	0,5	0,5	0,5
Nutzungsdauer [Jahre]		80	80	80	68	50	50	80	40	40	40

Quelle: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/230321_NEP_Kostenschätzung_NEP2037_2045_V2023_1.Entwurf.pdf

Alle Kostenangaben in €₂₀₁₈ (Faktor 0,89 zu Kostenschätzung des NEP 2037/2045)

Übertragungsnetz

Hinweise zur Erläuterung

■ Zeitlicher Verlauf der Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen

- Die Berechnung in den Langfristszenarien (LFS) erfolgt grundsätzlich in 5-Jahresschritten (Stützjahre 2025 bis 2045). Das für das jeweilige Stützjahr ermittelte Netz steht für das gesamte Stützjahr zu Verfügung (fiktive Annahme: Inbetriebnahme zum 1.1. des Stützjahres)
 - Für den exogen vorgegebenen Netzausbau (basierend i.W. auf dem genehmigten NEP 2023) wurden Inbetriebnahmezeitpunkte aus den Angaben zur „avisierten Inbetriebnahme“ gemäß NEP-Entwurf der ÜNB ermittelt. Diese wurden dem jeweils folgenden, in den LFS modellierten Stützjahr zugeordnet und entsprechend in der Modellierung berücksichtigt.
 - Szenarienspezifisch wurde für die Stützjahre 2040 und 2045 zusätzlicher Netzausbau- und -verstärkungsbedarf in unseren Modellen ermittelt und wird entsprechend diesem Stützjahr zugeordnet und steht auch im folgenden Stützjahr zur Verfügung (die Modellierung erfolgt sequentiell, d.h. zunächst wird der Ausbaubedarf für das Stützjahr 2040 ermittelt und davon ausgehend dann weiter für das Stützjahr 2045)
- Für die Ermittlung der annuitätischen Kosten und der Investitionskosten im Zeitverlauf wird vereinfachend angenommen, dass Ausbauten / Verstärkungen, die im Modell für ein bestimmtes Stützjahr T erfolgen, in den Jahren T-5 bis T-1 (bzw. zum 1.1. des Stützjahres) gleichverteilt erfolgen (etwaige von ÜNB im NEP-Entwurf angegebene avisierte Inbetriebnahmejahre T-4 bis T-1 werden nicht detailliert berücksichtigt, sondern wie beschrieben als Inbetriebnahme im Jahr T abgebildet).
- Sondereffekt für die im Jahr 2025 ausgewiesenen Investitionskosten: Das in der Modellierung intern verwendete Startjahr der Modellierung (Referenzjahr für das „Ist-Netz“) ist das Jahr 2020. Netzausbau und -verstärkungen ausgehend vom Ist-Netz sowie Bestandserneuerungen bis 2025 werden als kumulierte Kosten im Jahr 2025 ausgewiesen.

■ Annuitätische Kosten

- Die annuitätischen Kosten ergeben sich aus einer Ermittlung der Wiederbeschaffungswerts des im jeweiligen Stützjahr vorhandenen Netzes (Wiederbeschaffung auf Tagesneuwertbasis entsprechend Kostenansätze). Diese Kosten werden auf Basis der Annahmen zu den technischen Lebensdauern der Betriebsmittel sowie eines Zinssatzes annuisiert. Hinzu kommen die jährlichen Betriebs- und Instandhaltungskosten.
 - Die Modellierung erfolgt in den LFS einheitlich mit einem Zinssatz (gesellschaftliche Zeitpräferenzrate) von 2% (real). Die ggf. ausgewiesenen annuitätischen Kosten für andere Zinssätze sind rein nachrichtlich.
- Die Werte für Jahre zwischen zwei Stützjahren ergeben sich aus einer linearen Interpolation zwischen den beiden angrenzenden Stützjahren.

Übertragungsnetz

Hinweise zur Erläuterung

■ Investitionsbedarf für die Bestandserneuerung

- Die Zeitreihen der Investitionsbedarfe beinhalten neben den Investitionsbedarfen für die Umsetzung von Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen auch vereinfachend geschätzte Kosten für die Erneuerung von Bestandsanlagen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben.
- Hierzu wird vereinfachend eine homogen über die angenommene technische Lebensdauer verteilte Altersstruktur der jeweiligen Betriebsmittel angenommen und es wird von Diskretisierungseffekten der einzelnen Betriebsmittel abstrahiert.
- Das im Stützjahr T entsprechend der bis zu diesem Jahr stattfindenden Ausbau- und Verstärkungsmaßnahme noch verbliebene Bestandsnetz bildet die Grundlage für die Abschätzung der Investitionsbedarfe zur Bestandserneuerung. Vereinfachend werden die daraus für das Stützjahr T ermittelten Kosten auch für Jahre T-4 bis T-1 in gleicher Höhe angesetzt.
- Kosten aus einem vorzeitigen Ersatz von bestehenden Betriebsmitteln im Rahmen der Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen werden nicht betrachtet.

■ Kosten für die Netzanbindung von Offshore-Windparks

- Die Kosten für die Netzanbindung von Offshore-Windparks bis in die Küstenregionen DE_01, DE_02 und DE_03 sind in der Modellierung als der Teil der Offshore-Technologiekosten modelliert. Sie werden für die Kostenbilanzierung jedoch für die O-Szenarien dem Stromübertragungsnetz (Netzebene 1) zugeordnet und sind auch in den ausgewiesenen Netzlängen enthalten.
 - Die in den Dashboards veröffentlichten Kosten und Netzmengengerüste für frühere Szenarien enthalten die Offshoreanbindung bis zu den Küstenregionen nicht.

Übertragungsnetz

Hinweise zur Erläuterung

- Unterschiede zu von den ÜNB im Rahmen des NEP-Entwurfs ausgewiesenen Kosten
 - Ein Vergleich der in den LFS ausgewiesenen Investitionsbedarf im ÜN mit den von ÜNB im Rahmen des Entwurfs zum kürzlich bestätigten NEP ist naheliegend. Hierzu nachfolgend einige Hinweise
 - Die im durch die Bundesnetzagentur bestätigten NEP enthaltenen Leitungsprojekte, Netzbooster sowie Phasenschiebertransformatoren sind in der Modellierung der O-Szenarien einschließlich der ggü. 2. NEP-Entwurf der ÜNB zusätzlich bestätigten Leitungen vollständig berücksichtigt. In den O-Szenarien wird zudem noch zusätzlicher Netzausbau- und –verstärkungsbedarf darüber hinaus ermittelt. Die von uns durchgeführte Kostenbewertung basiert zudem auf den auch von den ÜNB bei der Kostenbewertung verwendeten Kostenansätze, von uns umgerechnet auf die einheitlich in den LFS verwendete Kostenbasis 2018 (€₂₀₁₈).
 - Daher liegt systematisch eine sehr hohe Übereinstimmung zwischen der Kostenbewertung für das ÜN in den LFS und derjenigen der ÜNB für den NEP(-Entwurf) vor. Die Kostenbewertung in den LFS enthält jedoch noch zusätzliche Ausbau- und Verstärkungsprojekte. Zudem gibt es Abweichungen zwischen dem 2. NEP-Entwurf der ÜNB enthaltenen Leitungen
 - Zu beachten ist, dass die ÜNB im NEP zusätzlich auch bestimmten Ausbaubedarf in der Netzebene 2 betrachten und auch ihrer Kostenbewertung berücksichtigen. Im Rahmen der LFS ist die Netzebene 2 Teil der Verteilungsnetzmodellierung. Die dort ermittelten Kosten sind ebenfalls ausgewiesen. Aufgrund des unterschiedlichen Modellierungsansatzes und der Tatsache, dass für die Verteilungsnetze kein Mindestnetzausbau in Anlehnung an den NEP explizit vorgegeben wurde, kann es hierzu Kostendifferenzen kommen. Von den ÜNB ermittelte, zusätzlich benötigte Anlagen zur Blindleistungskompensation sind zudem in den LFS nicht berücksichtigt.
 - Zwar erfolgte die Kostenbewertung auf Basis der neusten Kostenansätze der ÜNB, die diese im Rahmen des NEP-Entwurfs veröffentlicht haben. Dies ermöglicht aber keine exakte Nachberechnung der ÜNB-Kostenbewertung, die nur als aggregierte Zahl veröffentlicht ist, da die Bewertung einzelner Projekte im Detail nicht dokumentiert ist. Aus unserer Sicht ist aber eine exakte Nachbildung der Zahlen / Modellierung der ÜNB auch nicht Ziel der LFS.

Übertragungsnetz

Hinweise zur Erläuterung

- Verkabelungsgrad
 - Beim **endogen ermittelten Zubau** wird ein pauschaler Verkabelungsanteil von 40 % angenommen. Bei der Annahme zum Kabelanteil handelt es sich um eine pauschale Annahme für den Zweck der Kostenermittlung. Sie ist nicht derart zu interpretieren, dass die Studie annehmen würde, dass tatsächlich jedes Vorhaben mit einem entsprechenden Anteil verkabelt sei.
 - Der **vorgegebene exogene Zubau** wird gemäß der Projektbeschreibungen des NEP 2037/45 umgesetzt.
- Netzverluste
 - Netzverluste werden in enertile modelliert und sind nicht in den Netzkosten bilanziert

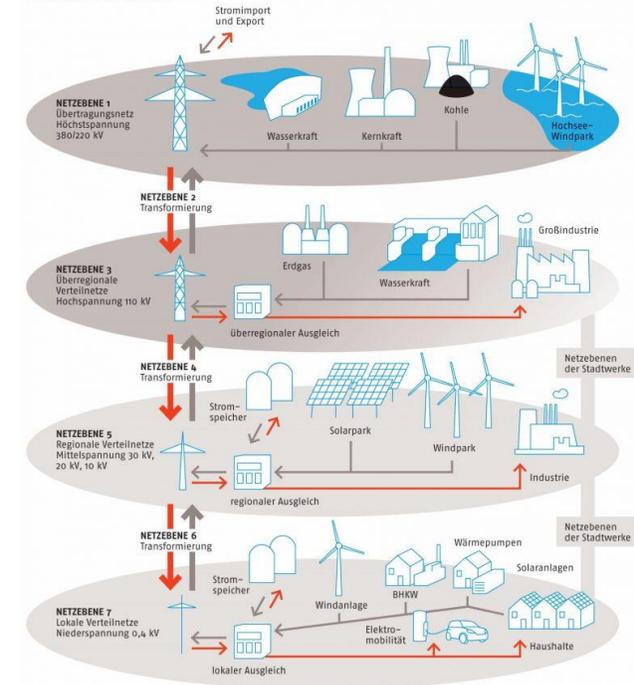
Inhalte

- Übertragungsnetz (Netzebene 1, NE 1) (ÜN)
- Verteilungsnetz (Netzebene 2-7, NE 2 bis NE 7) (VN)

zur Erläuterung der Netzebenen

DAS DEUTSCHE STROMNETZ

Netzebenen und Stromfluss



Quelle: Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Mai 2015

© VKU

Quelle: VKU

Kostenansätze und techn. Nutzungsdauern VN-Analysen

Kostenansätze für T45-Szenarien (veröffentlicht 2022, Werte in Klammern: OPEX pro Jahr bez. auf Investitionskosten)

	NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
Kabel [€/km]	100.000 (0,1%)	-	120.000 (0,1%)	-	600.000 (0,1%)	-
Freileitung [€/km]	-	-	50.000 (1%)	-	220.000 (1%)	-
Station [€/Stk.]	-	35.000 (0,5%)	-	4.000.000 (0,5%)	-	30.000.000 (0,5%)

Update Kostenansätze (in 2024 veröffentlichte Szenario: T45-Strom* et al. sowie O-Szenarien) (Änderungen in rot)

	NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
Kabel [€/km]	100.000 (0,1%)	-	120.000 (0,1%)	-	750.000 (0,1%)	-
Freileitung [€/km]	-	-	50.000 (1%)	-	400.000 (1%)	-
Station [€/Stk.]	-	50.000 (0,5%)	-	4.000.000 (0,5%)	-	30.000.000 (0,5%)

Technische Nutzungsdauern (für alle Szenarien)

	NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
Kabel [a]	60	-	60	-	50	-
Freileitung [a]	-	-	40	-	80	-
Station [a]	-	45	-	40	-	40

Quelle:
Erfahrungswerte
Consentec aus
Studien mit
Netzbetreibern

Alle Kostenangaben in €₂₀₁₈

Verteilungsnetz

Hinweise zur Erläuterung

- Allgemeines zum Modellierungsansatz für die Verteilungsnetz (Modellnetzanalyse, MNA)
 - Grüne-Wiese-Ansatz: Für eine gegebene Versorgungsaufgabe (i.W. bestimmt durch Lasten, Erzeugungsanlagen) wird ein hierfür optimales Netzengengerüst (je Netzebene Trassenlängen bzw. Stationszahlen) bestimmt
 - Keine diskreten, sondern kontinuierliche Betriebsmittelgrößen → höhere Anforderungen an die Netze durch eine entsprechend veränderte Versorgungsaufgabe resultieren dadurch in zusätzlichem Betriebsmittelbedarf (ansteigende „Netzmenge“) bei gleichbleibendem Bestandsnetz; dies hat Auswirkungen auf die Aufteilung von Investitionen in Bestandserneuerung und Netzausbau (s. unten)
 - Annahme einer homogenen Versorgungsaufgabe innerhalb der betrachteten Modellnetze
 - Fortschreibung von bestehenden Netzreserven (jede Leistungsänderung führt zu Netzausbaubedarf)
 - Im Ausgangsjahr (2018) Kalibrierung der mittels MNA ermittelten Netzengengerüst auf reales Mengengerüst der dt. Verteilungsnetze
- Zeitlicher Verlauf der Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen
 - Die Berechnung in den Langfristszenarien (LFS) erfolgt grundsätzlich in 5-Jahresschritten (Stützjahre 2025 bis 2045). Szenarienspezifisch wird für alle Stützjahre 2025 bis 2045 zusätzlicher Netzausbaubedarf in unseren Modellen ermittelt und wird entsprechend diesem Stützjahr zugeordnet und steht auch im folgenden Stützjahr zur Verfügung (die Modellierung erfolgt sequentiell, d.h. zunächst wird der Ausbaubedarf z.B. für das Stützjahr 2025 ermittelt und davon ausgehend dann weiter für das Stützjahr 2030)
 - Für die Ermittlung der annuitätischen Kosten und der Investitionskosten im Zeitverlauf wird vereinfachend angenommen, dass Ausbauten / Verstärkungen, die im Modell für ein bestimmtes Stützjahr T erfolgen, in den Jahren T-4 bis T gleichverteilt erfolgen.
 - Sondereffekt für die im Jahr 2025 ausgewiesenen Investitionskosten: Das in der Modellierung intern verwendete Startjahr der Modellierung (Referenzjahr für das „Ist-Netz“ ist für das Verteilungsnetz das Jahr 2018. Netzausbau sowie Bestandserneuerungen ausgehend vom Ist-Netz bis 2025 werden als kumulierte Kosten im Jahr 2025 ausgewiesen.

Verteilungsnetz

Hinweise zur Erläuterung

■ Annuitätische Kosten

- Die annuitätischen Kosten ergeben sich aus einer Ermittlung der Wiederbeschaffungswerts des im jeweiligen Stützjahr vorhandenen Netzes (Wiederbeschaffung auf Tagesneuwertbasis entsprechend Kostenansätze). Diese Kosten werden auf Basis der Annahmen zu den technischen Lebensdauern der Betriebsmittel sowie eines Zinssatzes annuiert. Hinzu kommen die jährlichen Betriebs- und Instandhaltungskosten.
 - Die Modellierung erfolgt in den LFS einheitlich mit einem Zinssatz (gesellschaftliche Zeitpräferenzrate) von 2% (real). Die ggf. ausgewiesenen annuitätischen Kosten für andere Zinssätze sind rein nachrichtlich.
- Die Werte für Jahre zwischen zwei Stützjahren ergeben sich aus einer linearen Interpolation zwischen den beiden angrenzenden Stützjahren.

■ Investitionsbedarf für die Bestandserneuerung

- Die Zeitreihen der Investitionsbedarfe beinhalten neben den Investitionsbedarfen für die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen auch vereinfachend geschätzte Kosten für die Erneuerung von Bestandsanlagen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben.
- Hierzu wird vereinfachend eine homogen über die angenommene technische Lebensdauer verteilte Altersstruktur der jeweiligen Betriebsmittel angenommen und es wird von Diskretisierungseffekten der einzelnen Betriebsmittel abstrahiert.
- Da wie oben beschrieben als Folge des angewendeten Modellierungsansatzes in den Verteilungsnetzen das Ist-Netz als Bestandsnetz durchgängig erhalten bleibt, ergibt sich für alle betrachteten Jahre der Investitionsbedarf für die Bestandserneuerung unmittelbar aus dem Wiederbeschaffungswert des Bestandsnetzes (Tagesneuwertbasis) dividiert durch die jeweilige technische Nutzungsdauer der Betriebsmittel.
- Kosten aus einem vorzeitigen Ersatz von bestehenden Betriebsmitteln im Rahmen der Ausbaumaßnahmen werden in diesem Modellierungsansatz nicht abgebildet. Weiter sind kostenreduzierende Effekte, die sich auch Synergieeffekten bei Synchronisation von Ausbaumaßnahmen mit ohnehin im Betrachtungszeitraum stattfindenden alterungs-/zustandsbedingte Erneuerungsmaßnahmen ergeben, nur pauschaliert und vereinfacht berücksichtigt

Verteilungsnetz

Hinweise zur Erläuterung

- Netzebene 2 (Umspanneben Höchst-/Hochspannung, 380- oder 220-kV zu 110-kV)
 - Netzmengenbedarf und -kosten der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz (Netzebene 2) werden in den LFS mittels des Verteilungsnetzmodells inhärent ermittelt und sind nicht vollständig mit den Ergebnissen der leitungsscharfen Berechnungen des ÜN-Modells harmonisiert
- Netzverluste
 - Netzverluste werden in enertile modelliert und sind nicht in den Netzkosten bilanziert