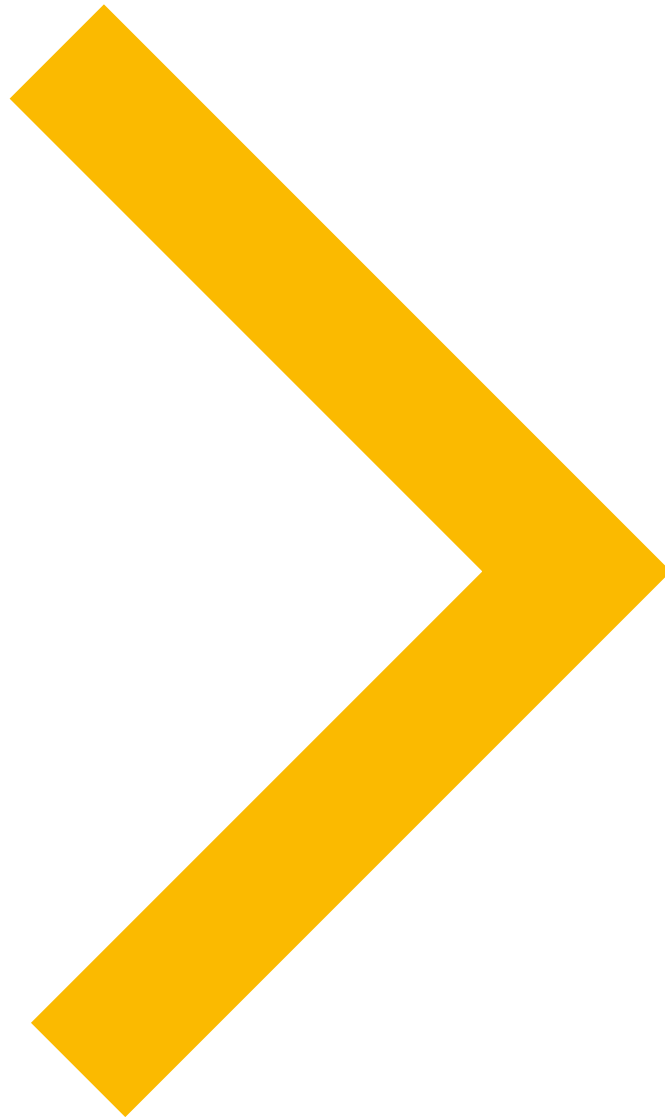




NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



Sonderbetrachtung zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025)

Szenario A 2037+ mit erhöhter
Onshore-Windkapazität

Impressum

50Hertz Transmission GmbHHeidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Dirk Biermann,
Sylvia Borcherding,
Christine JanssenHandelsregister:
Amtsgericht Charlottenburg,
HRB 84446
Umsatzsteuer-ID:
DE 813473551**Amprion GmbH**Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

www.amprion.net

Geschäftsführung:
Dr. Christoph Müller (Vorsitz),
Katrin Hilmer,
Dr. Hendrik Neumann,
Peter RüthHandelsregister:
Amtsgericht Dortmund,
HRB 15940
Umsatzsteuer-ID:
DE 813761356**TenneT TSO GmbH**Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführung:
Tim Meyerjürgens (Vorsitz),
Dr. Markus Binder,
Kathrin Günther,
Ina KampsHandelsregister:
Amtsgericht Bayreuth,
HRB 4923
Umsatzsteuer-ID:
DE 815073514**TransnetBW GmbH**Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitz),
Michael Jesberger,
Dr. Oliver StrangfeldHandelsregister:
Registergericht Stuttgart,
HRB 740510
Umsatzsteuer-ID:
DE 191008872**Redaktion**Kerstin Eva Bartos (50Hertz Transmission GmbH),
Kathrin Gallus (Amprion GmbH),
Anjuli Walter (TenneT TSO GmbH),
Patrizia Kaiser (TransnetBW GmbH)E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de**Gestaltung**CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de**Stand**

19. Mai 2026

Alle Grafiken, Tabellen und Texte aus der Sonderbetrachtung zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), Szenario A 2037+ stehen unter der Creative Commons Lizenz CC BY 4.0. Der Text der Lizenz ist unter creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode abrufbar.

Eine richtige Referenz lautet z. B.: Sonderbetrachtung zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), Szenario A 2037+ | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0

Bei Bearbeitungen: Sonderbetrachtung zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), Szenario A 2037+ | Übertragungsnetzbetreiber (M) CC-BY-4.0

Ausgenommen davon sind Grafiken, Tabellen und Texte, die eine andere oder zusätzliche Quelle aufweisen.

Redaktionelle Hinweise:

Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025) wurde das im Bericht ausgewiesene Engpassmanagementvolumen für das Trendszenario 2032 nachträglich korrigiert. Der in den Projektsteckbriefen enthaltene Vorzeichenfehler in den CBA-Ergebnissen des Projekts HansaLink (UK-DE Hybrid Interconnector) Phase 2 wurde im Rahmen der mit dieser Sonderbetrachtung veröffentlichten Projektsteckbriefe korrigiert.



Inhaltsverzeichnis

Hintergrund der Sonderbetrachtung	4
Beschreibung des Szenarios A 2037+	4
Ergebnisse der Marktsimulation	4
Ergebnisse der Onshore-Netzanalysen A 2037+	5
Offshore-Netzanalysen	6
CBA-Ergebnisse zu den Interkonnektoren	6
Blindleistungskompensationsanlagen im Trendszenario 2032	7



Hintergrund der Sonderbetrachtung

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW erstellen regelmäßig gemeinsam den Netzentwicklungsplan (NEP) Strom, um den langfristigen Bedarf an Maßnahmen im Übertragungsnetz auf Basis eines einheitlichen Szenariorahmens transparent und nachvollziehbar zu ermitteln und darzustellen. Der NEP bildet damit die zentrale Grundlage für die bedarfsgerechte Weiterentwicklung des Stromübertragungsnetzes im Einklang mit den energiepolitischen Zielen sowie den gesetzlichen Vorgaben und wird der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Prüfung und Bestätigung vorgelegt.

Die vorliegende Sonderbetrachtung erfolgt auf Grundlage der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (2025), die die ergänzende Untersuchung eines Szenarios A 2037+ mit erhöhter Onshore-Windkapazität vorsieht. Gegenstand der Analyse ist ausschließlich die Annahme einer erhöhten Onshore-Windkapazität gegenüber dem Szenario A 2037, während alle weiteren Annahmen des NEP 2037/2045 (2025) unverändert bleiben. Die Analyse erfolgt auf Basis der etablierten Methodik des NEP.

Die Sonderbetrachtung gibt einen kompakten Überblick über die Auswirkungen dieser Parameteränderung und ordnet diese in den bestehenden Kontext des NEP ein, ohne den NEP 2037/2045 (2025) oder seine Ergebnisse insgesamt neu zu bewerten.

Beschreibung des Szenarios A 2037+

Im Szenario A 2037+ wird eine insgesamt installierte Onshore-Windkapazität von 141 GW unterstellt. Dies entspricht gegenüber dem Szenario A 2037 einer Erhöhung um 13,9 GW. Dabei bleiben die strukturellen Rahmenbedingungen des Szenarios unverändert, insbesondere die niedrige Elektrifizierung. Diese Sensitivität ermöglicht eine Einordnung, wie sich Erzeugungssteigerungen auf das Zusammenspiel von Erzeugung, Verbrauch und dem europäischen Stromhandel auswirken. Die Modellierungsergebnisse können direkt dem genehmigten NEP-Szenario A 2037 gegenübergestellt werden.

Ergebnisse der Marktsimulation

Die erhöhte installierte Onshore-Windkapazität im Szenario A 2037+ führt gegenüber dem Basisszenario A 2037 zu einer höheren Windstromerzeugung. Die Einspeisung aus Onshore-Wind steigt von 326 TWh auf 359 TWh. Gleichzeitig sinkt die Erzeugung aus Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken leicht, was sich auch in den reduzierten Volllaststunden dieser Technologien widerspiegelt.

Die marktliche Abregelung erneuerbarer Energien nimmt gegenüber A 2037 deutlich zu, insbesondere bei Onshore-Wind, wo sie von rund 5 TWh auf rund 9 TWh ansteigt. Auch bei Offshore-Wind und Photovoltaik ist ein Anstieg der marktlichen Abregelung zu beobachten.

Der Stromverbrauch inklusive Speicherbezügen in Deutschland steigt gegenüber A 2037 leicht auf rund 929 TWh. Dabei nimmt insbesondere der Verbrauch durch Elektrolyseure von 52 TWh auf 59 TWh zu. Da der Anstieg der Stromerzeugung den Verbrauchszuwachs übersteigt, erhöhen sich die deutschen Stromexporte von rund 107 TWh auf etwa 116 TWh, während die Importe von 132 TWh auf 125 TWh zurückgehen. Insgesamt bleibt Deutschland weiterhin Nettoimporteur mit einem Handelssaldo von -9 TWh, jedoch sinkt der Nettoimport durch die zusätzliche Erzeugung aus Onshore-Windanlagen deutlich gegenüber dem Szenario A 2037.

Die erhöhte Einspeisung wirkt sich auch auf den europäischen Stromhandel aus. Deutschland exportiert mehr Strom in die Nachbarländer und importiert weniger aus diesen. Österreich, Tschechien, Schweiz und die Niederlande importieren mehr. Frankreich, Dänemark und Großbritannien exportieren dagegen weniger und importieren mehr als im Basisszenario A 2037.

Infolge der veränderten Erzeugungs- und Handelsströme steigt die Nord-Süd-Transportaufgabe in Deutschland leicht um rund 4 TWh auf rund 201 TWh an.



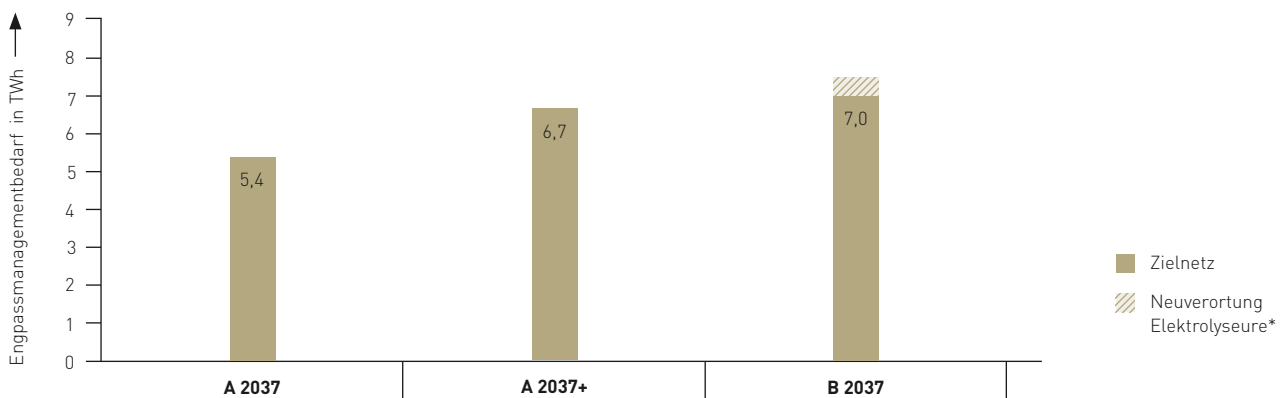
Ergebnisse der Onshore-Netzanalysen A 2037+

Im Rahmen des ersten und zweiten Entwurfs des NEP 2037/2045 (2025) sind bereits für das Szenario A 2037 die ermittelten Zielnetze veröffentlicht worden. Mit dem Szenario A 2037+ wurde im Szenariorahmen durch die Bundesnetzagentur festgelegt, dass die Auswirkungen eines stärkeren Onshore-Windausbaus auf die Netzauslastungen und ggf. zusätzlich benötigten Ausbaumaßnahmen analysiert werden sollen. Hierbei wird ein Anstieg der installierten Onshore-Windkraftleistung von 127 GW im Szenario A 2037 auf 141 GW im Szenario A 2037+ unterstellt. Durch den stärkeren Onshore-Windausbau nimmt der Nord-Süd-Transportbedarf leicht zu. Dies führt zu einer Erhöhung des verbleibenden Engpassmanagementbedarfs von 5,38 TWh im Szenario A 2037 auf 6,67 TWh im Szenario A 2037+ und verbleibt damit auf einem deutlich niedrigeren Niveau als im aktuellen Netzbetrieb. Dieser Anstieg führt jedoch nicht zu einem weiteren Netzausbaubedarf, da trotz des gestiegenen Engpassmanagementbedarfs das ausgewiesene Zielnetz aus A 2037 das volkswirtschaftliche Optimum darstellt. Somit entspricht das ausgewiesene Zielnetz in A 2037+ dem aus A 2037 des zweiten Entwurfs. Die Projektsteckbriefe zu den erforderlichen Maßnahmen sind in der [digitalen Projektbibliothek](#) abrufbar.

Engpassmanagement

Die verbleibende Engpassmanagementmenge steigt gleichmäßig um etwa 20 % auf der Zielnetz-Topologie des Szenarios A 2037.

Verbleibender Engpassmanagementbedarf in den Szenarien A 2037, A 2037+ und B 2037



* Die nachgelagerte Optimierung der Elektrolyseure wirkt engpasssenkend.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Vergleich der Szenarien A 2037 und A 2037+ zeigt, dass sich das grundsätzliche Engpassbild im Übertragungsnetz wenig verändert, wohl aber die Ausprägung einzelner Engpässe: In beiden Szenarien werden weitgehend dieselben Netzabschnitte entlang der hauptsächlichen Transportachsen als kritisch identifiziert. Dies deutet darauf hin, dass die strukturellen Engpassursachen auch unter den erweiterten Annahmen von A 2037+ bestehen bleiben. Damit ist A 2037+ mit einer höheren Gesamtausprägung von Engpässen verbunden, obwohl sich die geografischen Schwerpunkte kaum ändern.

Kurzschlussstromberechnungen

Im Szenario A 2037+ erfordert die um 13,9 GW höhere Einspeisung aus Onshore-Windenergie sowie deren im Vergleich zu A 2037 veränderte regionale Verteilung eine Überprüfung des Kurzschlussniveaus. Auf Basis der bereits in A 2037 verwendeten Annahmen zum Zusammenhang zwischen maximaler Wirkleistungseinspeisung und der Kurzschlussleistung der regionalisierten Erzeugungsanlagen wurde das Netzmodell aktualisiert und das Kurzschlussniveau neu bestimmt. Die Ergebnisse zeigen eine Zunahme der Kurzschlussströme an den Knoten des 380/220-kV-Netzes um höchstens 4 %. Damit bleibt das Kurzschlussniveau weiterhin unterhalb der zulässigen Grenzwerte. Die in A 2037 vorgesehenen Maßnahmen zur Begrenzung des Kurzschlussniveaus erweisen sich somit auch im Szenario A 2037+ als ausreichend robust.

Auswirkungen des erhöhten Onshore-Windausbaus im Szenario A 2037+

Die Sonderbetrachtung zum Szenario A 2037+ zeigt, dass der um 13,9 GW erhöhte Onshore-Windausbau zu einer spürbar höheren Windstromerzeugung führt. Mit dem steigenden Erzeugungsniveau nimmt die marktliche Abregelung erneuerbarer Energien, insbesondere von Onshore-Wind, deutlich zu. Der Erzeugungszuwachs übersteigt zudem den moderaten Anstieg des Stromverbrauchs, sodass die Stromexporte zunehmen, die Importe zurückgehen und sich der deutsche Nettoimport gegenüber A 2037 verringert.

Netzseitig führt der stärkere Onshore-Windausbau zu einer leichten Erhöhung des Nord-Süd-Transportbedarfs und in der Folge zu einem Anstieg des verbleibenden Engpassmanagementbedarfs, ohne dass sich das grundsätzliche Engpassbild im Übertragungsnetz ändert. **Ein zusätzlicher Onshore- und Offshore-Netzausbaubedarf und damit verbundene Änderungen bei den Maßnahmen ergeben sich daraus nicht.** Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass sich der verbleibende Engpassmanagementbedarf in A 2037+ zwischen den Szenarien A 2037 und B 2037 einordnet. Das im Szenario A 2037 ausgewiesene Zielnetz erweist sich auch unter den Annahmen von A 2037+ weiterhin als volkswirtschaftliches Optimum.

Offshore-Netzanalysen

Im Szenario A 2037+ ergeben sich keine Änderungen hinsichtlich des Bedarfs an erforderlichen Offshore-Netzanbindungssystemen gegenüber dem für das Szenario A 2037 identifizierten Bedarf. Die Projektsteckbriefe zu den erforderlichen Offshore-Netzanbindungssystemen sind in der [digitalen Projektbibliothek](#) abrufbar.

CBA-Ergebnisse zu den Interkonnektoren

Die Genehmigung des Szenariorahmens sieht für die berücksichtigten Interkonnektoren die Vorlage einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse (Cost-Benefit Analysis, CBA) vor. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Zeitpunkte der jeweiligen Veröffentlichung der CBA-Ergebnisse zu den Interkonnektoren. Mit der vorliegenden Veröffentlichung werden die CBA-Ergebnisse der Sonderveröffentlichung vervollständigt und in der [digitalen Projektbibliothek](#) bereitgestellt.

Veröffentlichungszeitpunkte der CBA-Ergebnisse

Projektsteckbriefe zu grenzüberschreitenden Vorhaben	Zeitpunkt der Veröffentlichung der Bewertungsindikatoren					
	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
HansaLink (UK-DE Hybrid Interconnector) Phase 1	1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderveröffentlichung	1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderveröffentlichung
HansaLink (UK-DE Hybrid Interconnector) Phase 2		2. Entwurf	Sonderveröffentlichung	2. Entwurf	Sonderveröffentlichung	Sonderveröffentlichung
NL – DE Offshore Hybrid Interconnector				2. Entwurf	Sonderveröffentlichung	Sonderveröffentlichung
Baltic-German PowerLink			Sonderveröffentlichung	1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderveröffentlichung
TYS DAN Hybrid Interconnector				1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderveröffentlichung
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent				2. Entwurf	Sonderveröffentlichung	Sonderveröffentlichung
Green Aegean			Sonderveröffentlichung	2. Entwurf	Sonderveröffentlichung	Sonderveröffentlichung



Projektsteckbriefe zu grenzüberschreitenden Vorhaben	Zeitpunkt der Veröffentlichung der Bewertungsindikatoren					
	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
<u>Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien</u>				1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderveröffentlichung
<u>Hansa PowerBridge 1</u>				2. Entwurf	Sonderveröffentlichung	Sonderveröffentlichung
<u>Hansa PowerBridge 2</u>				2. Entwurf	Sonderveröffentlichung	Sonderveröffentlichung
<u>DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz</u>	2. Entwurf	2. Entwurf	Sonderveröffentlichung	2. Entwurf	Sonderveröffentlichung	Sonderveröffentlichung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur

Blindleistungskompensationsanlagen im Trendszenario 2032

In der Genehmigung des Szenariorahmens hat die BNetzA die Untersuchung eines Trendszenarios für das Zwischenjahr 2032 vorgegeben. Das Trendszenario liegt auf halbem Weg zu den Zieljahren des NEP, weil die Spannungshaltung in einem zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem besonders wichtig für den sicheren Netzbetrieb ist.

Für einen sicheren und stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes muss die Netzspannung jederzeit in einem vorgegebenen Spannungsbereich liegen. Nur dann kann das Netz auf Änderungen in Last und Einspeisung angemessen reagieren. Von Spannungsstabilität spricht man, wenn die Spannung im gesamten Netz – auch bei plötzlichen Last- oder Einspeiseänderungen sowie Störungen – dank einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz innerhalb der zulässigen Grenzen bleibt.

In stark ausgelasteten Netzgebieten kann der Ausfall großer Erzeugungsanlagen oder wichtiger Übertragungstrassen erhebliche Spannungsprobleme verursachen. Dabei gehen nicht nur Wirkleistung, sondern auch lokal bereitgestellte Blindleistungsressourcen verloren. Fehlen ortsnahe Blindleistungsreserven, kann dies zu starken Spannungseinbrüchen bzw. Spannungsanhebungen und im Extremfall zu kaskadierenden Schutzauslösungen führen.

Zur Identifikation gefährdeter Regionen bzw. unzulässiger Spannungsniveaus wurden umfangreiche Analysen durchgeführt. Auf dieser Grundlage wurden gezielte Gegenmaßnahmen entwickelt. Dazu gehören der Einsatz stationärer Blindleistungsanlagen mit spannungserhöhender oder spannungssenkender Wirkung sowie regelbarer Blindleistungsquellen, die flexibel auf veränderte Netzsituationen reagieren können. Der resultierende Bedarf an neuen Blindleistungskompensationsanlagen – zusätzlich zum Startnetz – für das Trendszenario 2032 wird in der folgenden Tabelle dargestellt.



Blindleistungskompensationsanlagen

Projekt-nummer	Maßnahmen-nummer	Standort	Anlagenart	ÜNB	Leistung (in MVar)	in B 2037 bereits identifiziert
P360	M685c	Altdöbern	380-kV-Kompensationsspule	50HzT	176	ja
	M685g	Beetzsee_Nord	380-kV-Kompensationsspule	50HzT	176	ja
	M595m2	Ebenheim	380-kV-Kompensationsspule	50HzT	176	ja
	M685m	Remptendorf	380-kV-Kompensationsspule	50HzT	176	ja
	M685m	Remptendorf	380-kV-Kompensationsspule	50HzT	176	ja
	M685m2	Weida	380-kV-Kompensationsspule	50HzT	176	ja
	M595b2	Röhrsdorf	Kondensator	50HzT	300	ja
	M595m1	Ebenheim	STATCOM	50HzT	300	ja
	M12a	Eulenberg	STATCOM	50HzT	300	ja
	M595j	Iven_West	STATCOM	50HzT	300	ja
	M595i	Streumen	STATCOM	50HzT	300	ja
	M595i	Streumen	STATCOM	50HzT	300	ja
	M595t	Vieselbach	STATCOM	50HzT	300	ja
	M595o1	Reuter	Rotierender Phasenschieber	50HzT	300	ja
	M595w	Friedland	STATCOM	50HzT	300	ja
P400	M591h31	Marienberg	380-kV-Kompensationsspule	TTG	120	ja
	M591i28	Oberbrunn	380-kV-Kompensationsspule	TTG	240	ja
	M592i2	Ovenstädt	Rotierender Phasenschieber	TTG	300	ja
P412	M412a9	Öchtel	MSCDN	AMP	300	nein
	M412a10	Hanekenfähr	MSCDN	AMP	300	nein
	M412a11	Seckel	MSCDN	AMP	300	nein
	M412a12	Uentrop	MSCDN	AMP	300	nein
	M412b22	Meschenich	380-kV-Kompensationsspule	AMP	250	nein
	M412b25	Sechtem	380-kV-Kompensationsspule	AMP	250	nein
	M412b24	Westerkappeln/ Suchraum Telgte	380-kV-Kompensationsspule	AMP	250	nein
	M412b23	Lüstringen	380-kV-Kompensationsspule	AMP	250	nein
	M412b19	Aach	380-kV-Kompensationsspule	AMP	250	ja
	M412c10	Kruckel	STATCOM	AMP	300	nein
	M412c11	Arpe/Halbeswig	STATCOM	AMP	300	nein

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Über die Betrachtungen der Netzanalysen hinaus braucht es weitergehende Untersuchungen zur Systemstabilität, die von den ÜNB im Systemstabilitätsbericht nach § 12i Energiewirtschaftsgesetz durchgeführt werden.