ATW - Forschung
Forschungsgesellschaft für Alternative Technologien und Wirtschaftsanalysen mbH
gegründet 1977

Prof. Dr. Lorenz JARASS
Dipl. Kaufmann (Univ. Regensburg), M.S. (School of Engineering, Stanford Univ., USA)

D:\2015\Energie\HGÜ Bayern\HGÜ Bayern, v1.45.docx
Wiesbaden, 30. Juli 2015

Wissenschaftliches Gutachten zu

HGÜ-Leitungen nach Bayern
Notwendigkeit und Alternativen

Kurzfassung **2**
1. Problemstellung und Untersuchungsauftrag **11**
Teil I : Notwendigkeit der geplanten Stromleitungen **14**
2. Bedarfsdimensionierender Netznutzungsfall laut Bundesnetzagentur **16**
3. Netzentwicklungsplan 2024 ..... **24**
4. Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015 ..... **38**
Teil II : Alternativen **42**
5. Netzdimensionierende Problemfälle: Stromüberschuss versus Stromdefizit **42**
6. Alternativen zum Bau neuer Stromleitungen **46**
7. Vergleich der Alternativen und erforderliche Maßnahmen **61**
Quellen **67**

Es gibt eine Reihe von Alternativen zu einem Freileitungsneubau, die bei einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung der Netzplanung eingeplant werden müssen. Die dringend erforderliche grundlegende **Neuberechnung des Netzentwicklungsplans** muss zudem die Kosten des Netzausbaus, die neuen Vorgaben der Bundesnetzagentur und die Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015 berücksichtigen.

Fazit: Erst nach einer entsprechenden Neuberechnung des Netzentwicklungsplans wissen wir, ob und in welchem Umfang neue Stromleitungen für die Energiewende erforderlich sind.

ATW – Forschung GmbH, Dudenstr. 33, D - 65193 Wiesbaden
T. 0611 / 188540-7, Fax -8, Email: mail@ATW-Forschung.de
GF Dipl. Volkswirt A. Jarass, HR B 6748 Wiesbaden

Kurzfassung

(1) Problemstellung und Untersuchungsauftrag → Kap. 1

Bis 2013 gab es parteienübergreifenden Konsens zum Netzausbau. Seit 2014 gibt es aber wachsende Zweifel an der Sinnhaftigkeit des geplanten Netzausbaus und insbesondere an der Notwendigkeit der in Bayern geplanten HGÜ-Leitungen.

Teil I : Notwendigkeit der geplanten Leitungen

(2) Bedarfsdimensionierender Netznutzungsfall ist Stromüberschuss → Kap. 2

Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall nicht etwa ein erwartetes Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute ist, sondern ein Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind. Dabei führt nicht eine Starkwindeinspeisung zu einer Netzüberlastung, sondern die dazu zeitgleiche Kohlestromeinspeisung. Reservekraftwerke sind zur Absicherung des resultierenden Stromexports erforderlich, nicht aber für die Versorgungssicherheit in Bayern. → Kap. 2.1

Nach Stilllegung der Kernkraftwerke und vieler älterer Kohlekraftwerke könnte mittelfristig ein Stromdefizit bei Starkwind/Dunkelflaute bedarfsdimensionierend werden: Bei sehr niedriger erneuerbarer Stromeinspeisung würden dann die noch verbliebenen konventionellen Kraftwerke nicht mehr zur Versorgung Deutschlands ausreichen, zusätzliche Stromleitungen würden daran nichts ändern. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit muss deshalb schrittweise ein Mix aus Neubau von Reservekraftwerken, Speicherung und Nachfragemanagement umgesetzt werden. → Kap. 2.2 und 2.3

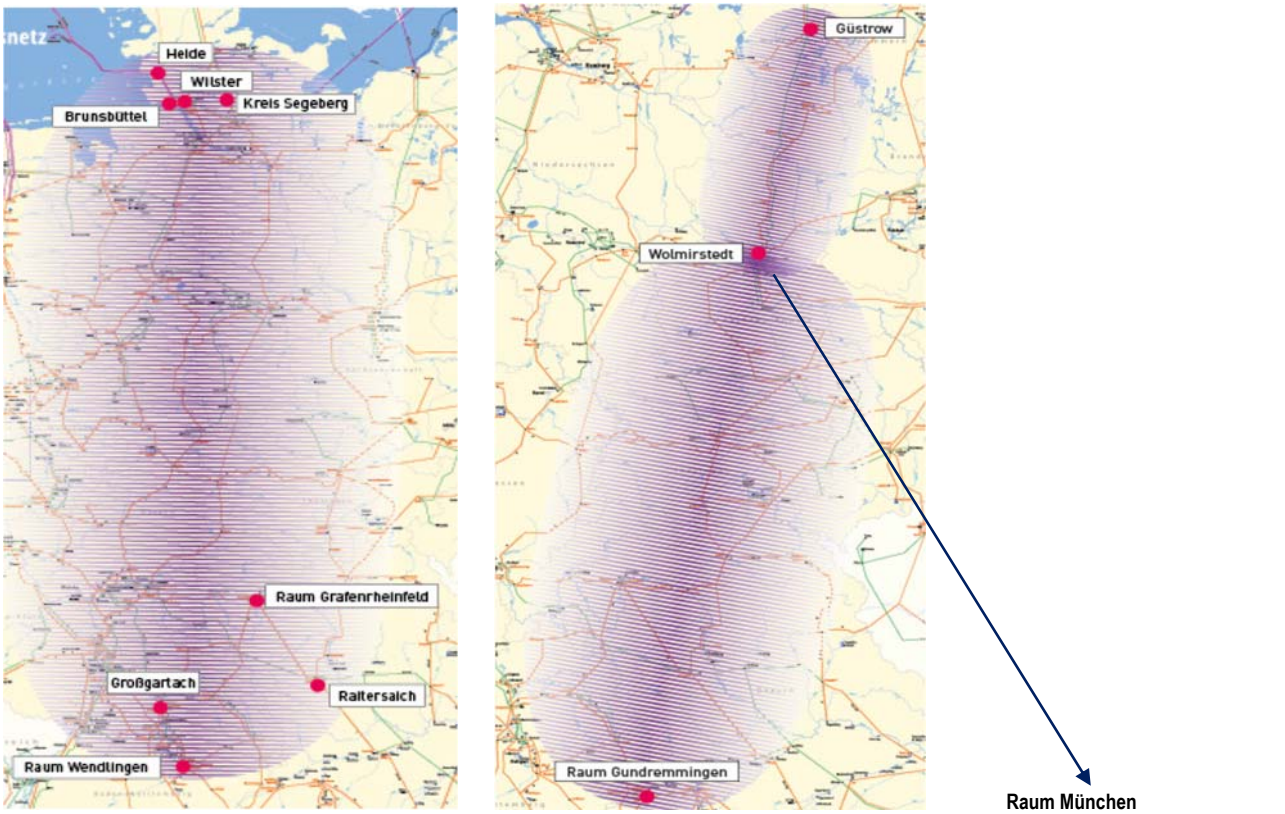
(3) Netzentwicklungsplan 2024 ist obsolet → Kap. 3

(3.1) Geplante Leitungen

Es sind zwei Gleichstrom-Höchstspannungsleitungen **(HGÜ)** geplant (vgl. die folgende Abbildung):

- SuedLink (von Raum Hamburg über KKW Grafenrheinfeld in den Raum Stuttgart),
- SuedostLink (von Raum Magdeburg zum KKW Gundremmingen).

Trassenkorridor SuedLink im NEP 2024 | **Trassenkorridor SuedostLink im NEP 2024** | **Regierungs-Eckpunkte 7/2015**



Zudem sind zwei weitere Drehstrom-Höchstspannungsleitungen von KKW Grafenrheinfeld nach Mecklar/Nordhessen und nach Schalkau/Südthüringen geplant. Die Notwendigkeit all dieser Leitungen wird von den Übertragungsnetzbetreibern mit dem massiven Windkraftanlagenzubau begründet und von der Bundesnetzagentur bestätigt. → Kap. 3.1, 3.2 und 3.3

(3.2) Netzentwicklungsplan 2024 hat gravierende Defizite

Der aktuelle 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 hat gravierende Defizite, wodurch die gesamte Bedarfsanalyse dieses Netzentwicklungsplans fragwürdig wird: Die Kosten des Netzausbaus bleiben unberücksichtigt, woraus überhöhte Strompreise resultieren und wodurch zudem Gaskraftwerke endgültig unwirtschaftlich gemacht werden. Eine Spitzenkappung von konventionellen und erneuerbaren Energien bleibt unberücksichtigt. Kostengünstige Möglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Netzneubau werden wie auch der Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland unzureichend berücksichtigt. → Kap. 3.4

(4) Regierungs-Eckpunkte machen Netzentwicklungsplans 2024 obsolet → Kap. 4

Die Eckpunkte der Bundesregierung **vom 01. Juli 2015** machen den aktuellen 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 obsolet, jedenfalls was die in Bayern geplanten Leitungen betrifft: → Kap. 4.4.1

- **SuedLink** soll in keinem Fall über KKW Grafenrheinfeld geführt werden, sondern direkt von Raum Hamburg in den Raum Stuttgart (möglicherweise mit einer Abzweigung nach Grafenrheinfeld).
- **SuedostLink** soll von Ostdeutschland nicht mehr zum KKW Gundremmingen (östlich von Ulm) führen, sondern zum KKW Isar (nördlich von München).
- Die beiden im Raum Grafenrheinfeld geplanten Drehstrom-Höchstspannungsleitungen sollen als eigenständige Leitungen entfallen.
- Bei HGÜ-Leitungen wird ein Vorrang von Erdkabelung eingeführt. Dies erfordert laut Übertragungsnetzbetreiber eine komplette Neutrassierung der geplanten HGÜ-Leitungen. Bei Drehstromleitungen wird eine Erdkabelausführung erleichtert.

Die Umsetzung der Regierungs-Eckpunkte soll bis Ende 2015 erfolgen. → Kap. 4.4.2

Teil II : Alternativen

(5) Netzdimensionierende Problemfälle: Stromüberschuss versus Stromdefizit → Kap. 5

(5.1) Stromüberschuss

Derzeit und auf absehbare Zeit ist der kritische, netzdimensionierende Fall ein bei Starklast/Starkwind erwarteter Stromüberschuss. Beim Stromüberschuss übersteigt die erwartete momentane Stromproduktion die erwartete momentane Stromnachfrage in Deutschland, der erwartete Stromüberschuss wird dann ins Ausland verkauft. → Kap. 5.1

Für den resultierenden **Kohlestromexport** reicht das Netz jedenfalls im Leitungsstörfall nicht aus, und deshalb müssen in Süddeutschland und in Österreich/Italien (zukünftig auch in Polen) Reservekraftwerke kontrahiert werden. Diese Reservekraftwerke sind auch laut Bundesnetzagentur mitnichten zur Aufrechterhaltung der regionalen Stromversorgung in Süddeutschland erforderlich, sondern zur Absicherung des kontrahierten Kohlestromexports bei Starkwindeinspeisung. → Kap. 5.1.1

Inwieweit für die Integration eines **erneuerbaren Stromüberschusses** ein europaweites Super-Stromnetz eine sinnvolle und kostengünstige Lösung ist, wurde bisher nicht untersucht. In jedem Fall müssten die daraus resultierenden enormen einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten in Bezug gesetzt werden zu den Kosten der unter (6) erläuterten Alternativen. → Kap. 5.1.2

(5.2) Stromdefizit

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2023 und einer Reduzierung der am Markt befindlichen Kohle- und Gaskraftwerke wird dann irgendwann in der Zukunft der kritische, netzdimensionierende Fall nicht mehr, wie derzeit, ein erwarteter Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind sein, sondern ein erwartetes Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute. → Kap. 5.2

Laut Netzentwicklungsplan 2024 sollen **ost- und westdeutsche Braunkohlekraftwerke** als **Ersatz für süddeutsche Kernkraftwerke** dienen. Dafür sind starke neue Übertragungsleitungen zu den süddeutschen Kernkraftwerksstandorten geplant: Eine einfache und sichere Lösung, die aber die Energiewende konterkariert. → **Kap. 5.2.1(1)**

Die Abdeckung eines **erneuerbaren Stromdefizits** durch ein europaweites Super-Stromnetz wäre mit enormen Kosten verbunden, wie DESERTEC gezeigt hat, und es sind geringe Auslastungen zu erwarten. In jedem Fall müssten auch hier die daraus resultierenden einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten in Bezug gesetzt werden zu den unter (6) erläuterten Alternativen. → **Kap. 5.2.1(2)**

Inwieweit zur Abdeckung eines Stromdefizits bei Dunkelflaute durch norwegische Wasserkraftwerke neue Leitungen erforderlich sind, wurde bisher nicht untersucht, ist aber relativ unwahrscheinlich. → **Kap. 5.2.2(2)**

Neue Leitungen können mittelfristig befürchtete überregionale Kraftwerksknappheiten bestenfalls abmildern. → **Kap. 5.2.2(3)**

(6) Alternativen zum Bau neuer Stromleitungen → Kap. 6

(6.1) Alternativen zur Verringerung der benötigten Übertragungsleistung → Kap. 6.1

(6.1.1) Durch eine **Abregelung** der Erzeugungsleistung kann die benötigte Übertragungsleistung deutlich verringert werden. Erneuerbare Einspeisespitzen werden ab Netzentwicklungsplan 2025 abgeregelt, konventionelle Kraftwerke nur in einem alternativen CO_2-Begrenzungsszenario. → **Kap. 6.1.1**

(6.1.2) Stromspeicher sind teuer und deshalb nur bei hohen Benutzungsdauern wirtschaftlich. Bei jedem Speicherzyklus resultiert ein Stromverlust von 20% bis 50%. Eine Nutzung von Stromüberschüssen ist z.B. durch Gaserzeugung vor Ort möglich (Power to Gas), das bei einem späteren Stromdefizit in Reservekraftwerken verwendet werden kann. → **Kap. 6.1.2**

(6.1.3) Durch **Nachfragemanagement** wird die momentane Stromnachfrage an das momentane Stromangebot angepasst. Hierfür ist zwingend eine Steuerung des Energieverbrauchs (z.B. durch Smart Grid) zwischen Stromverbraucher und Stromversorger erforderlich. Durch Nachfragemanagement werden Nachfragespitzen gekappt oder lokal genutzt (z.B. Power to Heat), bei einem erwarteten Stromdefizit wird die Nachfrage verringert (z.B. durch preisinduzierte Verbrauchsrückgänge). Dadurch kann der Netzausbau deutlich reduziert werden. Es ist unklar, ob Nachfragemanagement im Netzentwicklungsplan 2024 nennenswert berücksichtigt wurde. → **Kap. 6.1.3**

(6.1.4) Der Bau von **Reservekraftwerken** in Süddeutschland zur Reduzierung des Netzausbaus blieb bisher bei den Netzentwicklungsplänen gänzlich unberücksichtigt. Im Bayerischen Energiedialog gab es zu vielen Punkten sehr unterschiedliche Meinungen, aber in einem Punkt waren sich alle Teilnehmer einig: Der Bau neuer **Reservekraftwerke** in Bayern ist bei allen Szenarien eine jedenfalls mittelfristig sinnvolle Maßnahme, also eine sogenannte ´No Regret´-Maßnahme´. Nach Einplanung von zusätzlichen süddeutschen Reservekraftwerken könnte man die bestehenden Nord-Süd-Leitungen durch Leiterseiltemperaturmonitoring fast immer deutlich stärker auslasten (mehr als Verdoppelung), in den sehr seltenen Stunden einer nicht möglichen Erhöhung (z.B. bei sehr hoher Lufttemperatur und wenig Wind in Süddeutschland) könnte man dann die Windenergieeinspeisung in Nord- und Ostdeutschland reduzieren, und zum Ausgleich würden die süddeutschen Reservekraftwerke zur Verfügung stehen. Der Netzausbaubedarf würde so qualitativ verändert und deutlich verringert, was die bisherige Netzentwicklungsplanungen obsolet machen würde.
→ **Kap. 6.1.4(1)/(2)**

Wegen ihrer geringen Benutzungsdauern sind diese Reservekraftwerke aus Sicht eines einzelnen Privatinvestors wohl betriebswirtschaftlich unrentabel:

- Die relativ hohen Brennstoffkosten der Reservekraftwerke sind wegen ihrer sehr niedrigen Benutzungsdauern von maximal einigen hundert Stunden pro Jahr weniger ein Problem.
- Aber eben wegen dieser sehr niedrigen Benutzungsdauern können diese Reservekraftwerke keine ausreichenden Deckungsbeiträge für die Finanzierung der Investitionskosten erwirtschaften und benötigen deshalb einen entsprechenden Zuschuss.

In jedem Fall wird durch diese mittelfristig ohnehin zwingend erforderlichen neuen Reservekraftwerke in Süddeutschland der erforderliche Leitungsneubau deutlich verringert. Die dadurch eingesparten Leitungsausbaukosten können für Anreizprogramme verwendet werden zur Umsetzung des in den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 beschlossenen Neubaus von Reservekraftwerken in Süddeutschland.

→ Kap. 6.1.4(3)

(6.2) Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Leitungsneubau → Kap. 6.2

(6.2.1) Durch **Leiterseiltemperaturmonitoring** wird die tatsächliche Leiterseiltemperatur in jedem Leitungsabschnitt kontinuierlich gemessen und die Übertragungsleistung nur dann beschränkt, wenn die Leiterseiltemperatur 80°C zu überschreiten droht. Zudem entstehen dem Netzbetreiber bei geringen Mehrkosten zusätzlich zur erhöhten Übertragungsleistung weitere sicherheitstechnische Vorteile. → Kap. 6.2.1

(6.2.2) Hochtemperaturleiterseile sind Freileitungsleiterseile, die eine höhere Leiterseiltemperatur ohne Schaden verkraften. → Kap. 6.2.2

(6.2.3) Durch **Leiterseiltemperaturmonitoring** wird eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerade in windstarken Zeiten auf mindestens das Doppelte ermöglicht, allerdings nicht bei einigen seltenen aber extremen Wettersituationen; deshalb sind Reservekraftwerke in Süddeutschland Voraussetzung für eine deutliche Verminderung des Netzausbaubedarfs durch Leiterseiltemperaturmonitoring. Durch **Hochtemperaturleiterseile** kann die Übertragungsleistung um mindestens die Hälfte erhöht werden. Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile sind deutlich kostengünstiger als Leitungsneubau.

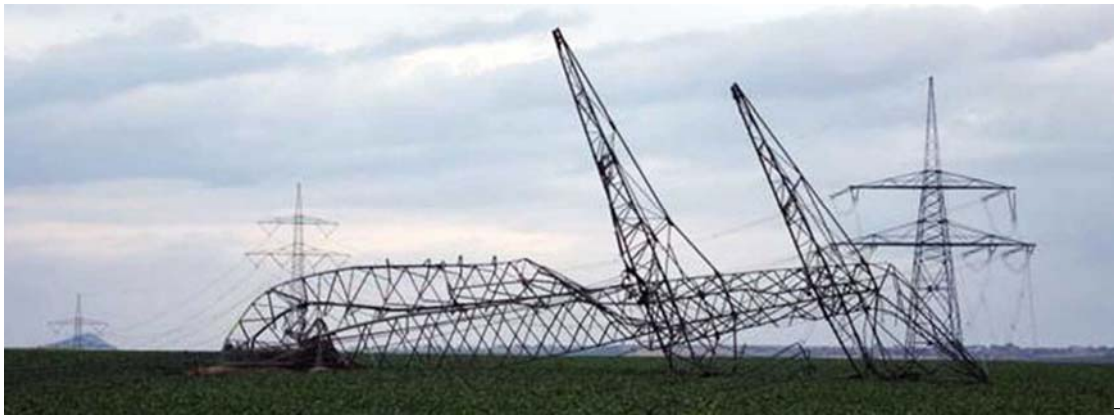
→ Kap. 6.2.3

(6.3) Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung mittels Leitungsneubau → Kap. 6.3

(6.3.1) Für die geplanten Gleichstrom-Höchstspannungsleitungen wurde in den Eckpunkten der Bundesregierung vom 01. Juli 2015 als Regelfall eine Ausführung als **Erdkabel** festgelegt. Aber auch für zukünftige Drehstrom-Höchstspannungsleitungen scheidet im Regelfall eine reine Freileitungsvariante aus; so ist z.B. bei Annäherung an Siedlungen von mehr als 400 m und bei besonders schützenswerten Landschaften bei einigen Pilotvorhaben eine Teilverkabelung vorzusehen. → Kap. 6.3.1(1)

Erdkabel gewährleisten eine hohe Versorgungssicherheit. Die durchschnittliche Ausfalldauer eines Erdkabel-Doppelsystems mit Reserveader ist deutlich geringer als die eines Freileitungs-Doppelsystems, wenn für Freileitungen extreme Wetterbedingungen berücksichtigt werden. Es hat den Anschein, dass derartige extreme Wetterbedingungen nicht mehr der ganz seltene Ausnahmefall sind, sondern immer häufiger auftreten. Die folgende Abbildung gibt einen Eindruck der Verwüstungen durch eine Windhose bei Eisleben am 07. Juli 2015.

Windhose knickt 14 Höchstspannungsmasten bei Eisleben am 07. Juli 2015 um



→ Kap. 6.3.1(2)

(6.3.2) Ein Neubau von Freileitungen ist heute in Deutschland, wie erläutert, nur noch bei Drehstrom-Höchstspannungsleitungen gesetzlich zulässig, soweit nicht auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde bei Annäherung an Siedlungen von mehr als 400 m und bei besonders schützenswerten Landschaften bei Pilotvorhaben eine Teilverkabelung vorzusehen ist. → Kap. 6.3.2

(7) Vergleich der Alternativen und erforderliche Maßnahmen

→ Kap. 7

(7.1) Vergleich der Alternativen

Die folgende Tabelle zeigt einen Vergleich der Alternativen und ihrer Einsatzmöglichkeiten bei Stromüberschuss und bei Stromdefizit.

Vergleich der Alternativen und ihrer Einsatzmöglichkeiten bei Stromüberschuss und bei Stromdefizit

Alternativen	Berücksichtigung im NEP 2024	(1a) Stromüberschuss (Stromexport) bei Starkwindeinspeisung Export Kohlestrom	(1b) Stromüberschuss (Stromexport) bei Starkwindeinspeisung Export erneuerbarer Strom	(2a) Stromdefizit (Dunkelflaute) wegen zu wenig Übertragungsleistung	(2b) Stromdefizit (Dunkelflaute) wegen zu wenig Reserveleistung
A. Verringerung der benötigten Übertragungsleistung					
(1a) Abregelung von erneuerb. Einspeisespitzen	2025	x	xx		
(1b) Abregelung von konvent. Einspeisespitzen	(2025)	xx	x		
(2a) Stromspeicher (z.B. Pumpspeicher, Batterie)	ja	x	x	x	x
(2b) Power to Gas	nein		x	(x)	(x)
(3a) Nachfragemanagement	nein	x	x	x	x
(3b) Power to Heat	nein	x	xx	x	
(4) Reservekraftwerke in Süddeutschland	nein	(x)	(x)	x	x
(B) Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Leitungsneubau					
(5) Leiterseiltemperaturmonitoring	(nein)	x	x	x	
(6) Hochtemperaturleiterseile	(ja)	x	x	x	
(C) Erhöhung der Übertragungsleistung mit Leitungsneubau					
(7a) Erdkabel	ja	x	x	x	
(7b) Freileitung	ja	x	x	x	

→ Kap. 7.1.1

Bei der **dezentralen Energieversorgung** soll ein möglichst großer Teil des Energieverbrauchs lokal erzeugt werden durch Kombination einer Reihe von Maßnahmen, z.B. die in der Tabelle aufgeführten Alternativen Stromspeicher, Nachfragemanagement und Reservekraftwerke, mittelfristig wohl auch Power to Gas und Power to Heat. Weitere Maßnahmen sind insbesondere Erhöhung der Energieeffizienz sowie Kraft-Wärme-Koppelung und Nutzung von erneuerbaren Energien vor Ort. Der erforderliche Netzausbau wird dadurch verringert. → Kap. 7.1.2

(7.2) Grundlegende Neuberechnung des Netzentwicklungsplans erforderlich

Es gibt eine Reihe von Alternativen zu einem Freileitungsneubau, die bei einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung der Netzplanung eingeplant werden müssen. Die dringend erforderliche grundlegende **Neuberechnung des Netzentwicklungsplans** muss zudem die Kosten des Netzausbaus, die neuen Vorgaben der Bundesnetzagentur und die Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015 berücksichtigen. → Kap. 7.2

Fazit: Erst nach einer entsprechenden Neuberechnung des Netzentwicklungsplans wissen wir, ob und in welchem Umfang neue Stromleitungen für die Energiewende erforderlich sind. → Kap. 7.2.4

Gliederung

Kurzfassung **2**

1. Problemstellung und Untersuchungsauftrag **11**

1.1 Bis 2013 parteienübergreifender Konsens zum Netzausbau 11

1.2 Seit 2014 wachsende Zweifel an der Notwendigkeit des geplanten Netzausbaus 12

1.3 Untersuchungsauftrag 12

Teil I : Notwendigkeit der geplanten Stromleitungen **14**

2. Bedarfsdimensionierender Netznutzungsfall laut Bundesnetzagentur **16**

2.1 Stromüberschuss: Starklast/Starkwind 17

2.1.1 Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Starkwind 17

2.1.2 Netzreserve erforderlich für den Störfall bei Starklast/Starkwind 18

(1) Geplanter Redispatch und Netzreserve für den Störfall bei Starklast/Starkwind 18

(2) Tatsächlicher maximaler Redispatch und Netzreserve im Winter 2014/15 20

(3) Netzreserve wegen Stromexporten erforderlich 20

(4) Beschränkung des Stromexports nach Österreich vermindert Netzreserve deutlich 21

2.2 Stromdefizit: Starklast/Dunkelflaute 21

2.2.1 Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Dunkelflaute 21

2.2.2 Keine Netzreserve erforderlich für den Störfall bei Starklast/Dunkelflaute 22

2.3 Fazit und Ausblick 22

2.3.1 Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind ist bedarfsdimensionierender Netznutzungsfall 22

2.3.2 Reservekraftwerke erforderlich für Kohlestromexport zeitgleich zu Starkwindeinspeisung 22

2.3.3 Mittelfristig könnte Stromdefizit bei Starkwind/Dunkelflaute netzdimensionierend werden 23

3. Netzentwicklungsplan 2024 ..... **24**

3.1 SuedLink 26

3.1.1 Trassenkorridore für den SuedLink 26

3.1.2 Begründung der Notwendigkeit von SuedLink ist irreführend 27

3.2 SuedostLink 28

3.2.1 Trassenkorridore für den geplanten SuedostLink 28

3.2.2 SuedostLink ist erforderlich für Kohlestromexport zeitgleich zu Starkwindeinspeisung 31

3.3 Weitere Leitungsprojekte im Raum Grafenrheinfeld 33

3.3.1 Geplante Drehstromleitung Raum Grafenrheinfeld – Mecklar/Nordhessen 33

3.3.2 Geplante Drehstromleitung Raum Grafenrheinfeld – Altenfeld/Rennsteig 34

3.4 Der aktuelle 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 hat gravierende Defizite 34

3.4.1 Kosten des Netzausbaus bleiben unberücksichtigt 34

3.4.2 ... woraus überhöhte Strompreise resultieren 35

3.4.3 ... und zudem Reservekraftwerke endgültig unwirtschaftlich gemacht werden 35

3.4.4 Spitzenkappung von konventionellen und erneuerbaren Energien bleibt unberücksichtigt 35

3.4.5 Kostengünstige Möglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Netzneubau werden unzureichend berücksichtigt 36

3.4.6 Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland zur Reduzierung des Netzausbaus bleibt auch im Netzentwicklungsplan 2024 unberücksichtigt 37

4. Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015 ..... **38**

4.1 Beschlüsse zu den in Bayern geplanten Leitungen 38

4.1.1 SuedLink 38

4.1.2 SuedostLink 38
4.1.3 Grafenrheinfeld – Altenfeld und Grafenrheinfeld – Mecklar 39
4.2 Beschlüsse zu Erdkabeln ... 39
4.2.1 Bei HGÜ-Leitungen: Erdkabel sollen Regelfall werden 39
4.2.2 Bei neuen Drehstromleitungen: Erdkabelausführung wird erleichtert 39
4.3 Beschlüsse zu Reservekraftwerken ... 40
4.4 Auswirkungen der Regierungs-Eckpunkte auf die in Bayern geplanten Leitungen ... 40
4.4.1 Aktueller 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 ist obsolet 40
4.4.2 Umsetzung der Regierungs-Eckpunkte bis Ende 2015 40

Teil II : Alternativen ... 42

5. Netzdimensionierende Problemfälle: Stromüberschuss versus Stromdefizit ... 42
5.1 Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind: Stromexport ... 42
5.1.1 Überschussfall 1: Kohlestromexport zeitgleich zu Starkwindeinspeisung 42
5.1.2 Überschussfall 2: Erneuerbarer Stromexport bei Starkwindeinspeisung 43
(1) Immer mehr erneuerbarer Stromüberschuss zu erwarten 43
(2) Neues europaweites Super-Stromnetz für erneuerbaren Stromüberschuss sinnvoll? 43
5.2 Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute ... 44
5.2.1 Defizitfall 1: Zu wenig Übertragungsleistung 44
(1) Ost- und westdeutsche Braunkohlekraftwerke als Ersatz für süddeutsche Kernkraftwerke 44
(2) Neues europaweites Super-Stromnetz für Abdeckung eines Stromdefizits sinnvoll? 44
5.2.2 Defizitfall 2: Zu wenig Reservekraftwerke in Gesamtdeutschland und auch in den benachbarten Ländern 45
(1) Konventionelle Kraftwerke werden stillgelegt 45
(2) Einsatz von norwegischen Wasserkraftwerken zur Sicherstellung der Stromversorgung in Bayern 45
(3) Neue Leitungen können überregionale Kraftwerksknappheit bestenfalls mildern 45

6. Alternativen zum Bau neuer Stromleitungen ... 46
6.1 Alternativen zur Verringerung der benötigten Übertragungsleistung ... 46
6.1.1 Abregelung von Erzeugungsleistung (Spitzenkappung) 46
(1) Netzausbau für seltene Einspeisespitzen ist weder wirtschaftlich noch gesetzlich geboten 46
(2) Durch Abregelung von erneuerbaren Leistungsspitzen kann der Netzausbaubedarf deutlich verringert werden 46
(3) Netzausbau für seltene Einspeisespitzen rechtswidrig? 47
(4) Erneuerbare Einspeisespitzen werden ab Netzentwicklungsplan 2025 abgeregelt 47
(5) Abregelung von konventionellen Kraftwerken nur in einem alternativen CO_2-Begrenzungsszenario des Netzentwicklungsplans 2025 48
6.1.2 Stromspeicher 49
(1) Kurzfristige zentrale Stromspeicherung (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Batterien) 49
(2) Kurzfristige dezentrale Stromspeicherung (z.B. Batterien) 50
(3) Langfristige Energiespeicherung (z.B. Power to Gas) 51
6.1.3 Nachfragemanagement 51
(1) Erhöhung der Stromnachfrage bei Stromüberschuss (z.B. Power to Heat) 51
(2) Verminderung der Stromnachfrage bei Stromdefizit (z.B. durch preisinduzierte Verbrauchsrückgänge) 51
6.1.4 Reservekraftwerke in Süddeutschland 52
(1) Bau von süddeutschen Reservekraftwerken zur Verringerung des Netzausbaubedarfs bleibt im Netzentwicklungsplan 2024 unberücksichtigt 52
(2) Bau von süddeutschen Reservekraftwerken ist ´No Regret´-Maßnahme 52
(3) Beschlüsse zu süddeutschen Reservekraftwerken 53
6.2 Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Leitungsneubau ... 54
6.2.1 Leiterseiltemperaturmonitoring 54
(1) Wie funktioniert Leiterseiltemperaturmonitoring? 54
(2) Leiterseiltemperaturmonitoring ist für Windenergie besonders interessant 55

(3) Reservekraftwerke in Süddeutschland sind Voraussetzung für eine deutliche Verminderung des Netzausbaubedarfs durch Leiterseiltemperaturmonitoring 55
6.2.2 Hochtemperaturleiterseile 56
(1) Gesicherte Erhöhung der Übertragungsleistung durch Hochtemperaturleiterseile 56
(2) Hochtemperaturleiterseile (bis 150°C) sind Stand der Technik 56
6.2.3 Großes Potenzial von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen 56
(1) Höhere Leitungsverluste fallen wenig ins Gewicht 56
(2) Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile sind deutlich kostengünstiger als Leitungsneubau 57
6.3 Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung mittels Leitungsneubau 57
6.3.1 Neubau von Erdkabeln 57
(1) Erdkabel im Höchstspannungsbereich 58
(2) Durchschnittliche Ausfalldauern von Freileitungen und Erdkabeln 58
6.3.2 Neubau von Freileitungen 60
7. Vergleich der Alternativen und erforderliche Maßnahmen 61
7.1 Vergleich der Alternativen....61
7.1.1 Einsatzmöglichkeiten der Alternativen bei Stromüberschuss und bei Stromdefizit 61
7.1.2 Dezentrale Energieversorgung 61
(1) Dezentrale Energieversorgung ist eine Kombination aus vielen Maßnahmen 61
(2) Virtuelles Stromversorgungssystem 62
(3) Auswirkungen auf den Netzausbau 63
7.2 Grundlegende Neuberechnung des Netzentwicklungsplans erforderlich 63
7.2.1 Berücksichtigung der Kosten des Netzausbaus 64
(1) Anpassung des Marktmodells im Netzentwicklungsplan 2025 erforderlich 64
(2) Netzausbaukosten den Verursachern anlasten 64
7.2.2 Berücksichtigung der Vorgaben der Bundesnetzagentur 65
(1) Spitzenkappung von erneuerbaren Energien 65
(2) CO_2-Begrenzungsszenario des Netzentwicklungsplans 2025 zum Basisszenario machen 65
7.2.3 Berücksichtigung der Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015 65
(1) Kosten für Stromverbraucher reduzieren 65
(2) Reservekraftwerke in Süddeutschland zur Verringerung des Netzausbaus einplanen 65
7.2.4 Gesamtwirtschaftliche Optimierung der Netzplanung erforderlich 66
Quellen 67

Liste der Abbildungen

Abb. 2.1: Stromexporte bei Starklast/Starkwind....18
Abb. 2.2: Stromimporte bei Starklast/Dunkelflaute 22
Abb. 3.1 : Leitungsprojekte in Deutschland laut Netzentwicklungsplan 2024....25
Abb. 3.2 : Trassenkorridor für den SuedLink laut Netzentwicklungsplan 2024....26
Abb. 3.3 : Trassenkorridorvorschläge für den SuedLink im Raum Grafenrheinfeld laut Übertragungsnetzbetreiber TenneT 27
Abb. 3.4 : Trassenkorridor für den geplanten SuedostLink laut Netzentwicklungsplan 2023 (geplante HGÜ-Leitung Lauchstädt – Meitingen)...28
Abb. 3.5 : Mögliche Trassenkorridore für den SuedostLink 29
Abb. 3.6 : Trassenkorridor für den laut Netzentwicklungsplan 2024 umgeplanten SuedostLink (HGÜ-Leitung Güstrow/Wollmirstedt – Gundremmingen)....30
Abb. 3.7 : Keine Abregelung der ostdeutschen Kohlekraftwerke bei Starkwindeinspeisung....32
Abb. 3.8 : Leitungsprojekte im Großraum Grafenrheinfeld laut Netzentwicklungsplan 2024 33
Abb. 6.1 : Windhose knickt 14 Höchstspannungsmasten bei Eisleben am 07. Juli 2015 um....60
Abb. 6.2 : Virtuelles Stromversorgungssystem – Schema....62

Liste der Kästen

Kasten 2.1 : Verbundnetz und Regelzone 14
Kasten 2.2 : Verringerung der Übertragungsverluste durch unterschiedliche Spannungsebenen des Netzes 15
Kasten 2.3 : Absicherung von Störfällen, (n-1)-Kriterium 15
Kasten 3.1 : Netzentwicklungsplan – Der Weg vom Szenariorahmen zur Netzberechnung 24

Liste der Tabellen

Tab. 2.1 : Lastfälle 16
Tab. 2.2 : Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Starkwind 17
Tab. 2.3 : Erforderlicher Redispatch und Netzreserve für den Störfall bei Starklast/Starkwind 19
Tab. 2.4 : Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Dunkelflaute 21
Tab. 3.1 : Für den SuedLink geplante HGÜ-Verbindungen laut Netzentwicklungsplan 2024 26
Tab. 3.2 : Für den SuedostLink geplante HGÜ-Verbindungen laut Netzentwicklungsplan 2024 30
Tab. 7.1 : Vergleich der Alternativen und ihrer Einsatzmöglichkeiten bei Stromüberschuss und bei Stromdefizit 61

1. Problemstellung und Untersuchungsauftrag

1.1 Bis 2013 parteienübergreifender Konsens zum Netzausbau

Woher kommt eigentlich der bisherige parteienübergreifende Konsens zur Notwendigkeit eines massiven Netzausbaus, der sich z.B. im Bundestag und Bundesrat beim Energieleitungsausbaugesetz 2009 und beim Bundesbedarfsplangesetz 2013 gezeigt hat? Gibt es etwa eine stillschweigende Vereinbarung zwischen Befürwortern von 100% erneuerbarem Strom bis 2050 (Erneuerbare-Energien-Lobby, Grüne Bundes- und Landespolitiker etc.) und Kohlekraftwerksunterstützern (NRW und Brandenburg SPD, konventionelle Energiewirtschaft etc.) nach dem Motto: Ihr dürft den Ausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben, wenn wir bis auf Weiteres die (Braun)Kohlekraftwerke voll weiterfahren dürfen, wie es z.B. der NRW-Wirtschaftsminister DUIN bei einer Energietagung in Bochum im Jahr 2013 sehr treffend erläutert hat: Weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien nur, sofern dadurch Bau und Betrieb der NRW-Kohlekraftwerke nicht behindert werden.

Die Windmüller haben zu Recht Angst vor der starken Kohlelobby und geben sich mit diesem Kompromiss zufrieden, solange sie ihren Strom zu garantierten EEG-Preisen abgenommen bekommen. Wenn aber auch bei Starkwindlagen die Kohlekraftwerke weitgehend ungemindert weiter betrieben werden dürfen, dann sind bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in der Tat gewaltige neue Höchstspannungsleitungen erforderlich, um diesen Kohlestrom über große Entfernungen ins Ausland exportieren zu können.

Wegen der starken Fluktuationen der Wind- und Sonnenenergie erwarten die Windmüller bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien zu Recht immer häufiger einen momentanen Stromüberschuss. Dieser Stromüberschuss soll nach Meinung mancher Windmüller über ein neues riesiges europaweites Stromnetz über große Entfernungen in ganz andere geografische Regionen übertragen werden. Kurz: Jedweder Netzausbau sei gut für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und damit für die Energiewende.

Medien und Politik bestätigen sich dabei wechselseitig die Notwendigkeit der Leitungen nach dem Motto: Im Norden werden Windkraftwerke zugebaut, im Süden die Kernkraftwerke stillgelegt. Deshalb brauchen wir neue Nord-Süd-Leitungen, wenn in Süddeutschland die Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden soll:

- "Sitzen wir bald im Dunkeln?", fragte WELT-Online bereits am 10. September 2012.
- "Der für die Energiewende unerlässliche Stromnetzausbau stockt", so FAZ-Online am 07. Dezember 2013.
- "SuedLink zu torpedieren ist ein Angriff auf Energiewende und Versorgungssicherheit", so eine "Erklärung der Energieminister der SuedLink-Anrainerländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg zu den Äußerungen des bayerischen Ministerpräsidenten Horst Seehofer zum Energiewendeprojekt SuedLink" vom 08. Oktober 2014.
- "Seehofer ist ein energiepolitischer Irrläufer. Der muss dringend ins Abklingbecken", wird NRW-Wirtschaftsminister DUIN von SPIEGEL-Online am 07. Februar 2015 zitiert. Und der DIHK-Hauptgeschäftsführer WANSLEBEN wird dort zitiert mit "Wir brauchen neue Stromautobahnen".
- "Droht Bayern ein Energie-Engpass?", fragt die Augsburger Allgemeine am 06. März 2015.
- "Neue Trassen sind zentral für die Energiewende. ... Denn klar ist: Neue Trassen werden in Deutschland dringend gebraucht.", so die Süddeutsche-Online am 15. April 2015.
- "Deutschland braucht wegen des stockenden Stromnetzausbaus für den Winter weiter erhebliche Reservekapazitäten bei der Stromerzeugung", so FOCUS-Online am 04. Mai 2015.
- "Der Widerstand der bayerischen Staatsregierung gegen neue Stromtrassen behindert massiv die Energiewende. Ohne neue Leitungen aus dem windreichen Norden zu den Verbrauchszentren im Süden riskieren wir spätestens 2022 einen Versorgungsengpass in Süddeutschland, wenn die letzten AKWs vom Netz gehen, oder aber eine Diskussion über eine erneute Laufzeitverlängerung", so der stv. Fraktionsvors. der GRÜNEN Bundestagsfraktion KRISCHER zusammen mit den GRÜNEN Energieministern HABECK aus Schleswig-Holstein und UNTERSTELLER aus Baden-Württemberg in einem Gastbeitrag im Handelsblatt (S. 15) am 23. Juni 2015.
- "Zu viel Strom im Norden, zu wenig im Süden. Die Sache ist klar: Die Energiewende braucht mehr Netze, um zu gelingen", so das Handelsblatt (S. 13) am 13. Juli 2015.

- "Kommen die Stromtrassen nicht, kann die Energie des windreichen Nordens nicht in den Süden gelangen", behauptet STERNER, Prof. für Energiespeicherung und erneuerbare Energien an der technischen Hochschule Regensburg, in der Juliausgabe 2015 der Zeitschrift Neue Energie.

Und auch die Bundesnetzagentur erweckt – wie gezeigt werden wird im klaren Widerspruch zu ihren eigenen Untersuchungsergebnissen – in einer aktuellen Veröffentlichung den Eindruck, als ob der Netzausbau durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt sei und dass ohne Netzausbau die Versorgungssicherheit bedroht sei: "Fortschreitender Zubau von Windkraftanlagen vornehmlich in Norddeutschland und Photovoltaik in Süddeutschland. Zunehmende Entfernung zwischen Last- und Erzeugungsschwerpunkten sorgen für erhöhte Transportanforderungen an die Übertragungsnetze. Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetze führen kurz- bis mittelfristig zu einer Erhöhung der Risiken für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung."[1]

Und irgendwann glauben das immer mehr Leute: "61% der Deutschen sehen die Energiewende durch den schleppenden Ausbau der „Strom-Autobahnen“ in Gefahr. Gleichzeitig fordert die Mehrheit der privaten Haushalte, die Nutzung von grünem Strom zu forcieren."[2]

1.2 Seit 2014 wachsende Zweifel an der Notwendigkeit des geplanten Netzausbaus

Die bayerische Staatsregierung, die bis 2014 alle politischen Entscheidungen zum Netzausbau aktiv mitgetragen hat, stellte nun in ihrem im Januar 2015 veröffentlichten Fazit ihres Energiedialogs[3] fest, dass die Notwendigkeit neuer Stromleitungen noch belegt werden müsse, in jedem Fall aber neue Reservekraftwerke in Bayern erforderlich seien.

- "Der Bedarf an Strom bei Fortschreibung der derzeitigen Entwicklung wird danach im Jahr 2023 bei 90 TWh liegen, der Bedarf an gesicherter Leistung bei 12,5 GW. Die Erzeugung in Bayern wird nach der Abschaltung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2023 ca. 50 TWh betragen, die gesicherte Leistung 6-8 GW, d.h. es muss geklärt werden, wie ab 2023 eine Deckungslücke von ~40 TWh bzw. eine Kapazitätslücke von ~5 GW gesicherter Leistung ohne Kernkraft gedeckt werden kann."[4]
- "Unter Berücksichtigung der Thüringer Strombrücke (10-15 TWh), für die mittlerweile der Planfeststellungsbeschluss vorliegt, bestehen Zweifel an der Notwendigkeit der vorgesehenen Neubautrassen, um den Bedarf in Bayern zu decken. Der Bund hat den Bedarf zu belegen."[5]

Der hessische Ministerpräsident BOUFFIER, dessen Landesregierung ebenfalls bis 2014 den Netzausbau unterstützt hat, erklärte (laut dpa) im Februar 2015 zur geplanten HGÜ-Leitung SuedLink: "Wir werden es nicht mitmachen, eine ganze Region in Aufruhr zu bringen, solange nicht erwiesen ist, dass man diese Leitung überhaupt braucht."

1.3 Untersuchungsauftrag

Die Landtagsfraktion der FREIE WÄHLER Bayern hat seit Längerem erhebliche Zweifel an der Notwendigkeit der geplanten Leitungen. "Die Entscheidung für die beiden Stromtrassen durch Bayern ist höchst umstritten", so zuletzt ihr stv. Fraktionsvorsitzende GLAUBER am 07. Juli 2015[6].

Zur Klärung von Notwendigkeit und Alternativen insbesondere der beiden in Bayern geplanten HGÜ-Leitungen SuedLink und SuedostLink hat deshalb die Landtagsfraktion der FREIE WÄHLER Bayern ein wissenschaftliches Gutachten in Auftrag gegeben zu HGÜ-Leitungen nach Bayern: Notwendigkeit und Alternativen.

---

1 [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 20].

2 [Energiemonitor 2015].

3 [BayWiMi 2015].

4 [BayWiMi 2015, S. 2-4].

5 [BayWiMi 2015, S. 13].

6 Siehe dazu auch [FW Bayern 2015].

Das hiermit vorgelegte wissenschaftliche Gutachten ist wie folgt aufgebaut:

Teil I : Notwendigkeit der geplanten Leitungen

- In Kap. 2 werden die Berechnungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf 2019/20 für die Bestimmung des bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfalls genutzt und ihre Auswirkungen auf den Netzausbau analysiert.
- In Kap. 3 wird der aktuelle Stand der Netzentwicklungsplanungen anhand des aktuellen 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2024 dargestellt und die dort vorgetragenen Begründungen analysiert und bewertet.
- Kap. 4 erläutert die zentralen Ergebnisse der Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015 und macht deutlich, dass sich daraus wesentliche Änderungen für die beiden geplanten HGÜ-Leitungen SuedLink und SuedostLink ergeben.

Teil II : Alternativen

- Zuerst werden in Kap. 5 die netzdimensionierenden Problemfälle Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind und Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute mit ihren jeweiligen Unterfällen analysiert und bewertet.
- Anschließend werden in Kap. 6 Alternativen zum Bau neuer Stromleitungen dargestellt und bewertet.
- Das abschließende Kap. 7 vergleicht die Alternativen und macht Vorschläge für die erforderlichen Maßnahmen.

Teil I : Notwendigkeit der geplanten Stromleitungen

Die Elektrizitätsversorgung in Europa hat sich im Lauf des 20. Jahrhunderts von einem eher dezentralen System zu einem durch Leitungen auf allen Spannungsebenen engmaschig vernetzten Verbund gewandelt, in das bis zum Beginn der Energiewende v.a. konventionelle Großkraftwerke einspeisten, die nahe der Kohleverfügbarkeiten oder zur Kühlung an den größeren Flüssen entstanden waren.[7]

Das technische Grundprinzip der elektrischen Energieversorgung in entwickelten Ländern ist die Vernetzung: Alle Stromerzeuger sind mit allen Stromverbrauchern über die verschiedenen Spannungsebenen des Leitungsnetzes instantan (d.h. mit maximalen Zeitverzögerungen im Millisekundenbereich) verbunden. Kasten 2.1 zeigt die Prinzipien von Verbundnetz und Regelzone.

Kasten 2.1 : Verbundnetz und Regelzone

Alle Teilnetze innerhalb dieses Verbundes müssen wie bisher auch zukünftig bei stark veränderter regionaler Verteilung und zeitlicher Struktur der einspeisenden, zunehmend mit erneuerbaren Energien betriebenen Kraftwerke mit der Standardfrequenz 50 Hz exakt synchron arbeiten, um einen reibungslosen Austausch elektrischer Energie innerhalb des Gesamtsystems zu gewährleisten.[8]

Das Stromnetz besteht heute fast ausnahmslos aus Drehstromleitungen, meist mit zwei getrennten Systemen mit je drei Phasen und entsprechend je drei Leiterseilen bzw. Leiterseilbündeln.

Dieses Verbundnetz ist in Deutschland noch[9] in vier so genannte Regelzonen untergliedert, entsprechend den vier großen überregionalen Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz (früher Vattenfall), Amprion (früher RWE), TenneT (früher E.ON) und TransnetBW (früher EnBW). Die Regelzonen sind untereinander und mit den benachbarten ausländischen Netzen über Kuppelstellen verbunden. Eine Regelzone des Stromnetzes ist derjenige geografische Bereich, innerhalb dessen jeweils einer der vier in Deutschland tätigen Übertragungsnetzbetreiber für die Versorgungssicherheit aller dort an das Netz angeschlossenen Kunden verantwortlich ist, insbesondere für die Frequenz- und Spannungsstabilität und die schnellstmögliche Behebung von Störungen. Innerhalb jeder Regelzone müssen also die Betriebsmittel (Leitungen, Schalter, Umspannwerke etc.) so gesteuert werden, dass die in dieses Netz eingespeiste Leistung in jedem Augenblick die von den angeschlossenen Stromkunden nachgefragte Leistung genau abdeckt.

Die gesetzlich geregelte sichere Versorgung aller ans Netz angeschlossenen Kunden erfordert also, dass das Angebot an elektrischer Energie der Stromnachfrage im Zeitverlauf genau nachgeführt wird. Differenzen zwischen Stromnachfrage und Stromangebot müssen sofort (instantan) ausgeglichen werden durch geeignete Maßnahmen auf der Erzeugungs- und auf der Verbrauchsseite.

Das Gesamtsystem der in ein Netz einspeisenden Kraftwerke muss also so ausgelegt sein, dass durch entsprechende Regelung der abgegebenen Leistung der verschiedenen Kraftwerke die nachgefragte Gesamtleistung gerade zustande kommt.

Zur Verringerung der Übertragungsverluste werden im Stromnetz unterschiedliche Spannungsebenen verwendet (vgl. Kasten 2.2). Zur in diesem Gutachten v.a. relevanten **Fernübertragung** großer Leistungen werden meist 380-kV-Drehstrom-Freileitungen verwendet, zukünftig sind auch **H**ochspannungs-**G**leichstrom-**Ü**bertragungsleitungen **(HGÜ)** geplant.

---

[7] Zum Folgenden siehe [Jarass/Obermair 2012, Kap. 3.1.4, S. 67-69].

[8] Die elektrische Leistung ergibt sich aus dem Produkt von Stromstärke und elektrischer Spannung und wird in Watt (W) gemessen bzw. einem Vielfachen davon, z.B. kW = 1.000 W, MW = 1 Mio. W oder GW = 1 Mrd. W. Wird eine elektrische Leistung (z.B. 1 kW) für einen bestimmten Zeitraum (z.B. 1 Stunde) genutzt, so ist elektrische Arbeit in Höhe von 1 Kilowattstunde (kWh) geleistet und diese elektrische Energie z.B. in Heizwärme umgewandelt worden. Elektrische Energie wird in Wattstunden (Wh) gemessen bzw. einem Vielfachen davon, z.B. kWh = 1.000 Wh, MW = 1 Mio. Wh oder GW = 1 Mrd. Wh. Umgangssprachlich ausgedrückt: Vom Stromversorgungsunternehmen wurde dem Stromkunden 1 Kilowattstunde Strom geliefert und dort ´verbraucht´.

Zum leichteren Verständnis der folgenden Überlegungen wird auch in diesem wissenschaftlichen Gutachten der Begriff Strom verwendet, dabei aber immer verdeutlicht, ob es sich um elektrische Leistung (kW) oder um elektrische Energie (kWh) handelt. Für dieses Leitungs-Gutachten, das umgangssprachlich den Stromübertragungsbedarf behandelt, ist fast immer die elektrische Leistung und nicht die elektrische Energie relevant.

[9] Eine Zusammenlegung der vier deutschen Regelzonen würde zu einer deutlichen Reduktion der erforderlichen Regel- und Reserveleistung führen, weil dann regionale Übernachfragen und Überangebote sich zumindest teilweise ausgleichen könnten. Seit Mai 2010 gilt ein von der Bundesnetzagentur angeordneter Netzregelverbund, eine Art ´virtuelle´ einheitliche Regelzone, die eine Überkompensierung von Regelaufwand vermeidet.

Kasten 2.2 : Verringerung der Übertragungsverluste durch unterschiedliche Spannungsebenen des Netzes

Die Verwendung sehr hoher Spannung für die Fernübertragung großer Leistung ist notwendig, weil selbst die besten Leitungen mit Leiterseilen, die aus hochreinem Kupfer oder Aluminium gefertigt werden, sich wegen ihres nicht verschwindenden elektrischen Widerstands beim Stromdurchgang erwärmen. Bei gegebenem Leitermaterial (Kupfer ist wesentlich leitfähiger als Aluminium, aber auch wesentlich teurer) und Leiterquerschnitt wächst der Widerstand einer Leitung proportional zu ihrer Länge. Der in der widerstandsbehafteten Leitung durch Umwandlung in Wärme bewirkte Verlust an elektrischer Energie wächst mit dem Quadrat der Stromstärke I an. Deshalb muss und kann die Übertragung größerer Leistungen über größere Entfernungen nur mit Netzen mittlerer oder hoher Spannung erfolgen.

Zudem dürfen normale Leiterseile keinesfalls auf mehr als etwa 80°C erwärmt werden; damit ist bei gegebenem Seilquerschnitt dem zulässigen Strom eine klare technische Schranke gesetzt. Das führt letztlich dazu, dass für einen gegebenen Typ einer Leitung eine thermische Grenzlast der Übertragungsfähigkeit gegeben ist (z.B. für eine typische 380-kV-Drehstrom-Freileitung mit Viererbündel rund 2,4 GW).

Den verschiedenen technischen Aufgaben dienen die verschiedenen Spannungsebenen des Netzes:

- **Niederspannungsnetz** (bis 1 kV) mit 400 V (Drehstrom) oder 230 V (Wechselstrom) zur Versorgung kleinerer Endverbraucher.
- **Mittelspannungsnetz** (1 kV bis unter 110 kV), überwiegend im Bereich von 20 kV zur Verteilung in der Fläche und zur Versorgung größerer Gewerbebetriebe; in Verdichtungsräumen seit Längerem als Erdkabel ausgeführt; deshalb Gesamtverkabelungsgrad ca. 70%.
- **Hochspannungsnetz** (110 kV), meist 110-kV-Drehstrom-Freileitungen, aber immer häufiger auch in Erdkabelausführung, zum Anschluss von großen Verbrauchern und zur Einspeisung von mittelgroßen Kraftwerken.
- **Höchstspannungsnetz** (über 110 kV), meist 380-kV-Drehstrom-Freileitungen, zur **Fernübertragung** großer Leistungen (bis zu rund 2,4 GW thermische Grenzleistung pro 380-kV-Drehstromkreis) über Entfernungen von Hunderten von Kilometern sowie zum Anschluss von Großkraftwerken. Zukünftig verstärkt über **H**ochspannungs-**G**leichstrom-**Ü**bertragung (HGÜ).

Im öffentlichen Netz, das der Stromversorgung dient, gelten zumindest in Deutschland extrem hohe Standards der Versorgungssicherheit: Nicht nur Krankenhäuser und Industriebetriebe, sondern auch private Haushalte können damit rechnen, dass jährlich höchstens wenige Male und nur für durchschnittlich 20 Minuten pro Jahr die Stromversorgung ausfällt, abgesehen von zum Glück bisher äußerst seltenen extremen Wetterereignissen oder Schaltfehlern.

Die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung, die den Stromkunden in Deutschland zur Verfügung steht, wird v.a. dadurch erreicht, dass eine hinreichende Redundanz der technischen Netzeinrichtungen gegeben ist, die jeden Kunden über die Zwischenstufen des Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzes mit dem Höchstspannungsnetz verbindet, in das die Großkraftwerke einspeisen.[10] Für das Maß der Vielfachheit der Betriebsmittel, die eine Gruppe von Verbrauchern mit dem übergeordneten Netz verbinden, wird in der Regel das (n-1)-Kriterium angewendet (vgl. Kasten 2.3).

Kasten 2.3 : Absicherung von Störfällen, (n-1)-Kriterium

Fällt von n-vielen Betriebsmitteln, die im ungestörten Fall zur Verfügung stehen, **eines** durch eine Störung aus, so müssen die verbleibenden (n-1)-vielen Betriebsmittel die Stromnachfrage immer noch uneingeschränkt decken können. Der Ausfall **eines** Transformators oder **eines** Übertragungssystems darf also zu keinen für den Verbraucher spürbaren Versorgungsunterbrechungen führen.

Durch die grundsätzlich geforderte ´(n-1)-Sicherheit´ beim Netzbau und das technische Regelwerk verschiedener einzuhaltender DIN-Normen ist das deutsche Stromnetz im Vergleich zu anderen Ländern relativ sicher ausgelegt.[11]

[10] Zum Folgenden siehe [Jarass/Obermair 2012, S. 67-73].

[11] Zu einer mögichen Modifizierung des (n-1)-Kriteriums bei der Übertragung von erneuerbaren Energien siehe [Jarass/Obermair 2012, Kap. 3.2.2, S. 73].

Der folgende Teil I zur Notwendigkeit der geplanten Leitungen ist wie folgt aufgebaut:

- In Kap. 2 werden die Berechnungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf 2019/20 für die Bestimmung des bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfalls genutzt und ihre Auswirkungen auf den Netzausbau analysiert.
- In Kap. 3 wird der aktuelle Stand der Netzentwicklungsplanungen anhand des aktuellen 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2024 dargestellt und die dort vorgetragenen Begründungen analysiert und bewertet.
- Kap. 4 erläutert die zentralen Ergebnisse der Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015 und macht deutlich, dass sich daraus wesentliche Änderungen für die beiden geplanten HGÜ-Leitungen SuedLink und SuedostLink ergeben.

2. Bedarfsdimensionierender Netznutzungsfall laut Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur führt zur Bestimmung des Reservekraftwerksbedarfs regelmäßig systemtechnische Analysen möglicher kritischer Grenzsituationen der Stromversorgung durch unter Anwendung einer Kombination aus europäischen Last-, Erzeugungs-und Netzzustandsannahmen[12]. Die Bundesnetzagentur schreibt zur dabei angewandten Methodik[13]:

- **Redispatch**: "Um die Netzstabilität auch in den insoweit denkbaren kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber bereits heute im Bedarfsfall gezielt Kraftwerke ein und wirken so Leitungsüberlastungen entgegen. Diese als Redispatch bezeichneten Eingriffe in die marktbasierten Fahrpläne der Kraftwerke können präventiv oder kurativ eingesetzt werden. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen (Leistungsbilanz) haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln bilanziell ausgeglichen werden. Während des Winterhalbjahres ist der Redispatchbedarf erfahrungsgemäß am höchsten."
- **Netzreservekraftwerke**: "Sind gesicherte, marktbasierte Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, so beschafft der Netzbetreiber aus den vorhandenen, aber inaktiven Kraftwerken, die zur Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlichen Kapazitäten. Diese ´Netzreservekraftwerke´[14] werden grundsätzlich ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und somit ausschließlich zum Redispatch eingesetzt."
- **Neubau von Reservekraftwerken**: "Sollte der ermittelte Redispatchbedarf nicht mit vorhandenen Kraftwerken zu decken sein, prüfen die Übertragungsnetzbetreiber den möglichen Kraftwerksneubau."

Kürzlich wurden die Ergebnisse vorgelegt für die Winter 2015/16, 2016/17 und 2019/20, die im Folgenden für den Netzausbau analysiert und bewertet werden.

Tab. 2.1 zeigt 4 typische Kombinationen von Stromnachfrage und erneuerbarer Stromerzeugung.

Tab. 2.1 : Lastfälle

erneuerbare Stromerzeugung	(1) Stromnachfrage hoch: Starklast	(2) Stromnachfrage niedrig: Schwachlast
(1) hoch: Starkwind	Starklast/Starkwind	Schwachlast/Starkwind
(2) niedrig: Dunkelflaute	Starklast/Dunkelflaute	Schwachlast/Dunkelflaute

Hinweise:
Starklast: Sehr hohe Stromnachfrage, nicht nur in Deutschland, sondern auch in den Nachbarländern.
Starkwind: Sehr hohe Windenergieeinspeisung (Schwerpunkt im Norden Deutschlands, belastet Leitungen), nicht nur in Deutschland, sondern auch in einigen Nachbarländern; keine Photovoltaik (Schwerpunkt im Süden Deutschlands, also keine Entlastung der Nord-Süd-Leitungen durch Photovoltaik).
Dunkelflaute: Sehr geringe Einspeisung durch Wind und Sonne; nicht nur in Deutschland, sondern auch in den Nachbarländern.

[12] [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 20].

[13] Zu den folgenden Zitaten siehe [BNetzA 2015, S. 9/10].

[14] Erzeugungsanlagen, die der Betreiber stillzulegen beabsichtigt, müssen auf Anordnung der Bundesnetzagentur gegen Kostenersatz vorläufig in Betriebsbereitschaft gehalten werden, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist (ResKV).

Die im Folgenden dargestellten Berechnungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) zeigen, dass für den Reservekraftwerksbedarf grundsätzlich nur die Fälle Starklast/Starkwind[15] und Starklast/Dunkelflaute von Bedeutung sind.

2.1 Stromüberschuss: Starklast/Starkwind

2.1.1 Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Starkwind

Tab. 2.2 zeigt Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Starkwind:

- Die deutsche Höchstlast wird dabei konstant mit 86 GW angenommen (Tab. 2.2, Z. (1.1)).
- Der Export beträgt rund 12 GW (Tab. 2.2, Z. (1.2)); nur bei einer Beschränkung des Stromhandels zwischen Österreich und Deutschland auf die tatsächlich vorhandenen deutschen Grenzkuppelleitungen[16] liegt er mit rund 8 GW deutlich niedriger (Tab. 2.2, Z. (1.2), Sp. (3b)).
- Die konventionellen Kraftwerke speisen mit sinkender Tendenz ein, die erneuerbaren, insbesondere die Windenergie, mit steigender Tendenz (Tab. 2.2, Z. (2.1), (2.2), (2.2a)).

Tab. 2.2 : Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Starkwind

[GW] Winter	(1) 2015/16	(2) 2016/17	(3a) 2019/20 ohne Engpassbewirtschaftung D→AT	(3b) 2019/20* mit Engpassbewirtschaftung D→AT
(1) Stromnachfrage in Deutschland	98,1	98,8	97,0	94,1
davon				
(1.1) Deutsche Höchstlast	86,0	86,0	86,0	86,0
(1.2) Export (+), Import (-)	12,1	12,8	11,0	8,1
(2) Stromangebot	98,0	98,8	96,9	94,0
davon				
(2.1) Konventionelle Kraftwerke*	55,4	53,1	43,3	40,4
(2.2) Erneuerbare Energien	44,1	47,4	55,3	55,3
(2.2a) davon Windenergie	37,0	40,2	47,9	47,9
(2.3) Übertragungsverluste	-1,5	-1,7	-1,7	-1,7

*marktbasiert

Quelle: zu Sp. (1): [BNetzA 2015, Tab. 15, S. 51]; zu Sp. (2): [BNetzA 2015, Tab. 25, S. 66]; zu Sp. (3a): [BNetzA 2015, Tab. 35, S. 85].

Hinweise:

Sp. (2): Identische Werte ohne und mit Fertigstellung Südwestkuppelleitung Erfurt – Redwitz in 2016/17 (vgl. Tab. 2.3, wo hierfür unterschiedliche Werte resultieren).

Sp. (1), (2), (3a), (3b): Identische Werte ohne und mit Nutzung polnischer Reservekraftwerke (vgl. Tab. 2.3, wo hierfür unterschiedliche Werte resultieren).

"Im Starkwindfall stellt sich dabei ohne Engpass, also bei der Unterstellung eines unbegrenzt möglichen Stromtransports nach Österreich, ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 11 GW ein, wohingegen im Fall ohne Windenergieeinspeisung ein Außenhandelsdefizit von 4,2 GW vorliegt. Das Entstehen eines solchen Handelsdefizits ist dabei noch kein ernstes Anzeichen für eine Gefährdung der Versorgungssicherheit durch fehlende Erzeugungseinheiten zur Lastdeckung in Deutschland. Vielmehr bildet es einen europäischen Kraftwerkseinsatz ab, der nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert ist, sodass verglichen mit dem deutschen Kraftwerkspark günstigere Erzeugung im Ausland zur Deckung der Last beiträgt."[17]

[15] Von BNetzA als Starkwind-Starklast bezeichnet, vgl. etwa [BNetzA 2014, S. 69].

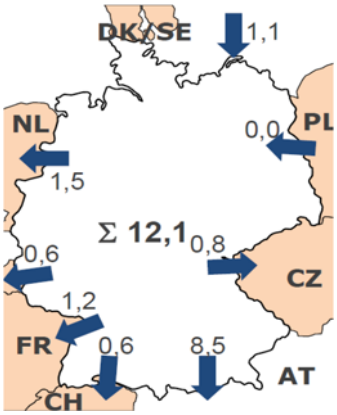
[16] Die im Stromhandel kontrahierte (virtuelle) Stromleistung wird derzeit über Polen und Tschechien übertragen bzw. insbesondere im Störfall mangels ausreichender Exportleitungen von vorneherein durch andere Reservekraftwerke sichergestellt.

[17] [BNetzA 2015, S. 83].

Die Verteilung der Stromexporte auf die Nachbarländer bei Starklast/Starkwind zeigt Abb. 2.1.

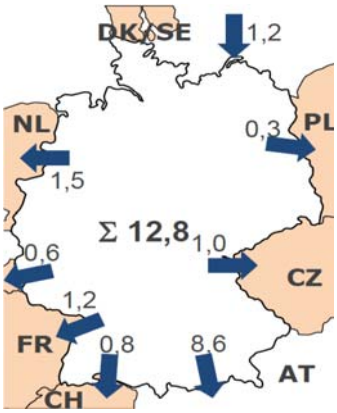
Abb. 2.1: Stromexporte bei Starklast/Starkwind

a) Winter 2015/2016



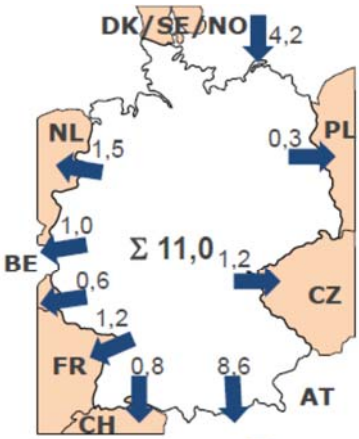
Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 11b, S. 50].

b) Winter 2016/2017



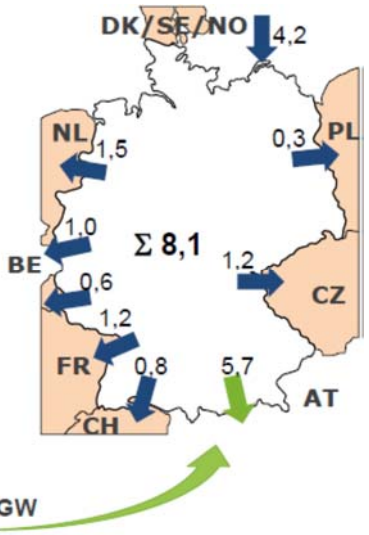
Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 16, S. 65].

c1) Winter 2019/2020, ohne Engpassbewirtschaftung



Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 22a, S. 84].

c2) mit Engpassbewirtschaftung D→AT



Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 22a, S. 84].

2.1.2 Netzreserve erforderlich für den Störfall bei Starklast/Starkwind

(1) Geplanter Redispatch und Netzreserve für den Störfall bei Starklast/Starkwind

Der Bericht der Bundesnetzagentur beschreibt die Gesamtsituation sehr klar[18]:

"Der Starklast-/Starkwindfall ist {im Winter 2019/20} gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 87,7 GW[19]. Ferner kommt es zu sehr hoher Einspeisung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist. Die hohe Windenergieeinspeisung führt zu vergleichsweise niedrigen Preisen im vortägigen Handel, wodurch es zu hohen Exportüberschüssen ins europäische Ausland kommt. Im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone bestünde insgesamt ein deutscher Exportüberschuss in Höhe von 11 GW[20], der mangels Leitungskapazitäten physisch

[18] Die Fußnoten in den folgenden Zitaten sind vom Autor dieses wissenschaftlichen Gutachtens zur Erläuterung eingefügt worden.

[19] Deutsche Höchstlast von 86 GW (Tab. 2.2, Z. (1.1), Sp. (3a)) plus Übertragungsverluste von 1,7 GW (Tab. 2.2, Z. (2.3), Sp. (3a)).

[20] Vgl. Tab. 2.2, Z. (1.2), Sp. (3a).

nur teilweise transportiert werden könnte und durch entsprechenden Redispatch nur ökonomisch realisiert werden würde[21]. Für den Fall einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze kommt es zu einem gesamtdeutschen Exportüberschuss in Höhe von immerhin noch 8,1 GW[22], der grundsätzlich auch physisch transportiert werden könnte.

Der Starklast-Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung:

Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und im südlichen Ausland (Österreich, Schweiz, Frankreich, Italien und weitere) aufgrund zu hoher Grenzkosten nicht marktgetrieben ein. Ebenfalls führen die niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt zu sehr hohen Energieexporten in das europäische Ausland. Durch den hohen Export in das Ausland und die geringe Erzeugung in Süddeutschland stellt sich ein erheblicher Transportbedarf von Energie von Norddeutschland nach Süddeutschland und ins europäische Ausland ein.

Darüber hinaus kommt es wegen des erheblichen Erzeugungsüberschusses in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH bei Starkwind zu sehr hohen Lastflüssen nach Polen. Allerdings fallen die Leistungsflüsse geringer aus als in den anderen Betrachtungsjahren. Ein Grund hierfür ist, dass an der deutsch-polnischen Grenze zu diesem Zeitpunkt bereits Querregeltransformatoren installiert sind, die einen Teil des Leistungsflusses reduzieren. Außerdem führt die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze zu einer Reduzierung der physikalischen Flüsse über die deutsch-polnische Grenze um fast 1.000 MW. Dadurch wird die Grenze entlastet, wodurch weniger Redispatch zur Entlastung der grenzüberschreitenden Leitungen erforderlich ist."[23]

Tab. 2.3 zeigt Redispatch und Netzreserve, die laut Planung der Übertragungsnetzbetreiber für den Störfall bei Starklast/Starkwind erforderlich sind.

Tab. 2.3 : Erforderlicher Redispatch und Netzreserve für den Störfall bei Starklast/Starkwind

[GW] Winter	(1a) 2015/16 ohne 0,5 GW polnische Reservekraftwerke	(1b) 2015/16 mit 0,5 GW polnische Reservekraftwerke	(2a) 2016/17 ohne 0,5 GW polnische Reservekraftwerke	(2b) 2016/17 mit 0,5 GW polnische Reservekraftwerke	(3a) 2019/20 ohne Engpassbewirtschaftung D → AT	(3b) 2019/20 mit Engpassbewirtschaftung D → AT
(1) Negativer Redispatch	-21,3	-20,3	-22,2	-21,1	-25,3	-16,7
davon						
(1.1) Absenkung Windeinspeisung	-11,2	-10,2	-12,8	-12,8	-17,1	?
(1.2) Absenkung konv. Kraftwerke*	-10,1	-10,1	-9,4	-8,3	-8,2	?
(2) Positiver Redispatch	21,3	20,3	22,2	21,1	25,3	16,7
davon						
(2.1) Deutsche Kraftwerke*	13,6	13,6	14,0	14,4	19,2	15,1
(2.2) Deutsche Netzreserve**	3,0	2,8	3,5	3,4	3,7	1,6
(2.3) Ausländische Netzreserve***	4,8	3,9	4,7	3,3	2,4	0,0

*marktbasierte Kraftwerke
**nicht marktbasierte Reservekraftwerke
***kontrahiert gemäß IBV in Österreich/Italien/Polen

Quelle: [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 3]; (Sp. 3b), Z. (1): [BnetzA 2015, S. 89].

Hinweise:

Sp. (2a), (2b): Ohne Fertigstellung Südwestkuppelleitung Erfurt–Redwitz höherer Reservekraftwerksbedarf von 0,1 GW mit bzw. 0,5 GW ohne Nutzung polnischer Reservekraftwerke [BNetzA 2015, Tab. 26, S. 68].

Sp. (3a): Identische Werte ohne und mit Nutzung polnischer Reservekraftwerke [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 3, letzte Spalte].

Für den Redispatch werden Windkraftwerke und konventionelle Kraftwerke v.a. in Nord- und Ostdeutschland zurückgeregelt (Tab. 2.3, Z. (1.1) und (1.2), Sp. (1a) und (1b)), deren Leistung insbesondere bei einer Netzstörung nicht mehr an die Käufer dieser elektrischen Leistung übertragen werden kann.

21 Das heißt: Der Strom wird zwar an der Börse ins Ausland verkauft, aber wegen fehlender Übertragungskapazitäten müssen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber auch ohne Störfall ost- und norddeutsche Kraftwerke abregeln und (zu Lasten des deutschen Stromverbrauchers) entschädigen. Die abgeregelte Leistung müssen sie dann von deutschen und ausländischen Kraftwerken, die nicht durch den Übertragungsengpass betroffen sind, einkaufen (was wiederum zu Lasten des deutschen Stromverbrauchers geht).

22 Vgl. Tab. 2.2, Z. (1.2), Sp. (3b).

23 [BNetzA 2015, S. 87]; ganz ähnlich auch die BNetzA-Darstellung für 2015/16 [BNetzA 2015, S. 53] und für 2016/17 [BNetzA 2015, S. 68/69).

Diese Einspeisereduzierung wird ausgeglichen durch andere deutsche Kraftwerke (Tab. 2.3, Z. (2.1)). Nur im sehr seltenen Notfall werden Kraftwerke aus der deutschen (Tab. 2.3, Z. (2.2)) und ausländischen (Tab. 2.3, Z. (2.3)) Netzreserve eingesetzt, wie im folgenden Abschnitt gezeigt wird.

(2) Tatsächlicher maximaler Redispatch und Netzreserve im Winter 2014/15

So wurden z.B. für den Winter 2014/15[24] insgesamt rund 3,6 GW deutsche und ausländische Netzreserve von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahiert. Diese Netzreserve wurde im Winter 2014/15 nur für wenige Stunden abgerufen, und zwar am 30. März 2015 zwischen 11:00 und 18:00[25], als während des Orkantiefs NIKLAS die maximale Einspeisung aus erneuerbaren Energien zwischen 14:00 und 15:00 mit 47,6 GW ihren neuen Höchstwert erreichte[26].

"Diese Einspeisung führte zur Notwendigkeit erheblicher Gegenmaßnahmen, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Um in der Situation ein ausreichend großes Redispatchpotenzial zur Verfügung zu haben, wurden vom 30. März bis zum 2. April Reserven in erheblichem Umfang zum Redispatch mobilisiert. Neben der Einsenkung konventioneller Erzeugung wurden dabei auch in erheblichem Maße Einspeisemanagementmaßnahmen mit EE-Anlagen durchgeführt. Dabei mussten bis zu 6,4% der Einspeisung aus Windenergieanlagen entschädigungspflichtig abgeregelt werden."[27]

Im Klartext: Diese Windspitzen waren nicht mehr zeitgleich zu erheblichen Kohle- und Kernenergiestromeinspeisungen[28] übertragbar. Deshalb musste die Windenergieeinspeisung für einige Stunden um 6,4% abgesenkt werden, also um gut 2 GW von insgesamt ca. 35 GW[29] Windenergieeinspeisung.

Eine seltene Kappung der Windenergieeinspeisung bei Starkwindeinspeisung, insbesondere aber bei derartigen Extremfällen, ist sinnvoll und wurde für den Netzentwicklungsplan 2025 von der Bundesnetzagentur vorgegeben[30], da sonst das Netz für seltene Windspitzen ausgelegt werden müsste.

Die tatsächlich realisierte maximale Absenkung der Windenergieeinspeisung von 2 GW ist übrigens nur rund 20% der für den Störfall bei Starklast/Starkwind 2015/16 vorgesehenen Absenkung von gut 10 GW (Tab. 2.3, Z. (1.1), Sp. (1a) und (1b)). Man sieht also, dass die Zahlenangaben in Tab. 2.3 sich auf einen extrem seltenen Super-Störfall beziehen.

(3) Netzreserve wegen Stromexporten erforderlich

Bei deutschen Stromüberschüssen, also bei Starklast/Starkwind, resultieren sehr niedrige Börsenstrompreise[31]. Deshalb werden im benachbarten (v.a. südlichen) Ausland konventionelle Kraftwerke zurückgefahren und deutscher Strom in großen Mengen importiert (vgl. Tab. 2.2, Z. (1.2)). Für den Störfall von Leitungen und Kraftwerken muss nun wegen dieser deutschen Stromexporte nach geltender Rechtslage von Deutschland Reserveleistung kontrahiert werden, im Ergebnis nicht nur in Deutschland, sondern auch im (südlichen) Ausland (vgl. Tab. 2.3, Z. (2.3)). Diese Reserveleistung kann dann direkt oder indirekt genau von denjenigen Kraftwerken zur Verfügung gestellt werden, die wegen der billigen deutschen Stromexporte zurückgefahren werden und nur im Störfall gegen gute Entschädigung der deutschen Netzbetreiber (und damit der deutschen Stromverbraucher) vorfristig wieder hochgefahren werden.

Was im Ausland als Reserveleistung eingekauft wird, ist also häufig nur eine Verschiebung der Leistung von deutschen Kohlekraftwerken, die im Extremfall (insbesondere bei Leitungsstörungen) nicht mehr parallel zu Starkwindeinspeisung einspeisen können, und ausländischen Kraftwerken, die laut Planung am Folgetag nicht eingesetzt werden, nicht zuletzt deshalb, weil ihre Leistung laut ursprünglicher Planung eben durch die (kostengünstigeren) deutschen Kohlekraftwerke ersetzt werden sollten.

---

[24] Zu den folgenden Zahlenangaben siehe [BNetzA 2015, S. 10-14].

[25] Am 30. März 2015 zwischen 11:00 und 18:00 [BNetzA 2015, Abb. 2, S. 14].

[26] [BNetzA 2015, S. 12].

[27] [BNetzA 2015, S. 12].

[28] Zur Abschätzung der Größenordnung siehe Tab. 2.2, Z. (2.1).

[29] [BNetzA 2015, Abb. 1, S. 12].

[30] Vgl. Kap. 6.1.1(4).

[31] Vgl. die in Kap. 2.1.2(1) zitierte sehr klare Darstellung der Bundesnetzagentur.

(4) Beschränkung des Stromexports nach Österreich vermindert Netzreserve deutlich

Bei den Käufern der nicht übertragbaren Leistung handelt es sich im Regelfall um ausländische Stromversorger in Frankreich, Schweiz, Österreich, Italien und Südosteuropa. Aus deutscher Sicht sind das Stromexporte, davon werden fast 80% über Süddeutschland[32] v.a. nach Österreich und Schweiz übertragen (vgl. Abb. 2.1). Redispatch und Netzreserve sind also keinesfalls erforderlich, um die Stromnachfrage z.B. in Bayern abzusichern, sondern im Wesentlichen, um insbesondere bei einer Netz- bzw. Kraftwerksstörung die vertraglich vereinbarten Stromexporte zu ermöglichen. Mit Beschränkung der Stromexporte wird der Bedarf an derartiger Reserveleistung deutlich geringer, die Kontrahierung von ausländischen Reservekraftwerken ist dann nicht mehr erforderlich (Tab. 2.3, Z. (2.3), Sp. (3b)).

2.2 Stromdefizit: Starklast/Dunkelflaute

2.2.1 Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Dunkelflaute

Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Dunkelflaute zeigt Tab. 2.4.

Tab. 2.4 : Stromnachfrage und Stromangebot bei Starklast/Dunkelflaute

[GW] Winter	(1) 2015/16	(2) 2016/17	(3) 2019/20
(1) Stromnachfrage in Deutschland	83,9	83,6	81,8
davon			
(1.1) Deutsche Höchstlast	86,0	86,0	86,0
(1.2) Export (+), Import (-)	-2,1	-2,4	-4,2
(2) Stromangebot	83,9	83,6	81,9
davon			
(2.1) Konventionelle Kraftwerke*	77,8	77,7	75,7
(2.2) Erneuerbare Energien	7,1	7,2	7,5
(2.2a) davon Windenergie	0,0	0,0	0,0
(2.3) Übertragungsverluste	-1,0	-1,3	-1,3
*marktbasiert			

Quelle: zu Sp. 2015/16: [BNetzA 2015, Tab. 15, S. 51]; zu Sp. 2016/17: [BNetzA 2015, Tab. 25, S. 66]; zu Sp. 2019/20: [BNetzA 2015, Tab. 35, S. 85].

Hinweise:

Sp. (2): Identische Werte ohne und mit Fertigstellung Südwestkuppelleitung Erfurt – Redwitz in 2016/17 (vgl. Tab. 2.3, wo hierfür unterschiedliche Werte resultieren).

Sp. (1), (2), (3): Identische Werte ohne und mit Nutzung polnischer Reservekraftwerke (vgl. Tab. 2.3, wo hierfür unterschiedliche Werte resultieren).

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass das Entstehen eines Handelsdefizits kein Anzeichen für mangelnde Erzeugungseinheiten zur Lastdeckung in Deutschland ist. "Vielmehr bildet es einen europäischen Kraftwerkseinsatz ab, der nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert ist, sodass die, verglichen mit dem deutschen Kraftwerkspark, günstigere Erzeugung im Ausland zur Deckung der Last beiträgt."[33]

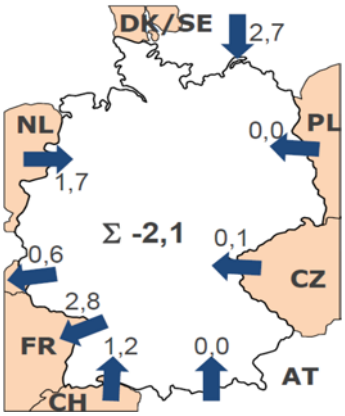
[32] Aufgrund von Leitungsknappheiten wird ein kleiner Teil dieser Exporte über Polen und Tschechien übertragen.

[33] [BNetzA 2015, S. 65/66].

Die Verteilung der Stromimporte auf die Nachbarländer bei Starklast/Dunkelflaute zeigt Abb. 2.2.

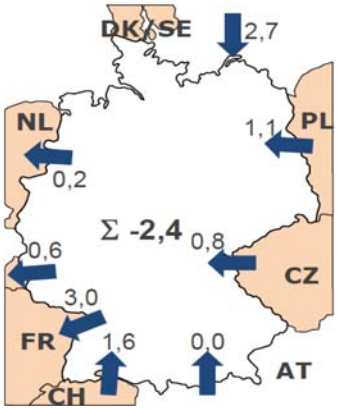
Abb. 2.2: Stromimporte bei Starklast/Dunkelflaute

a) Winter 2015/2016



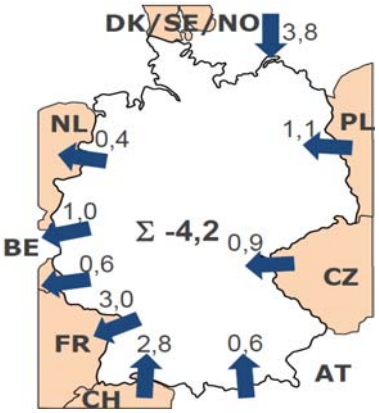
Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 11a, S. 50].

b) Winter 2016/2017



[BNetzA 2014, Abb. 16a, S. 65].

c) Winter 2019/2020



[BNetzA 2014, Abb. 22a, S. 83].

2.2.2 Keine Netzreserve erforderlich für den Störfall bei Starklast/Dunkelflaute

Für alle drei untersuchten Jahre bis inkl. Winter 2019/2020 war zwar Redispatch für den Störfall bei Starklast/Dunkelflaute erforderlich, aber keine Netzreserve, "Schaltmaßnahmen im Netz, sowie Redispatch mit am Markt agierenden Kraftwerken"[34] reichten aus.

2.3 Fazit und Ausblick

Die in Kap. 1.1 zitierten Presseinformationen geben vor, dass die Reservekraftwerke erforderlich sind, um insbesondere in Bayern die Stromnachfrage gesichert abdecken zu können. Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf 2019/20 zeigen aber, dass der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall ein erwarteter Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind ist und die Reservekraftwerke keinesfalls für die Versorgungssicherheit in Bayern erforderlich sind, sondern ausschließlich zur Absicherung des resultierenden Stromexports.

2.3.1 Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind ist bedarfsdimensionierender Netznutzungsfall

Für alle drei untersuchten Jahre bis inkl. Winter 2019/2020 "wurde ... explizit der Starklast-Starkwindfall als der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall herausgearbeitet. Diesem gegenüber ist der Fall der Starklast-Dunkelflaute alleine mittels topologischer Maßnahmen, also Schaltmaßnahmen im Netz, sowie Redispatch mit am Markt agierenden Kraftwerken beherrschbar."[35]

Starklast/Starkwind als bedarfsdimensionierender Netznutzungsfall bedeutet: Der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall tritt bei Stromüberschuss auf.

2.3.2 Reservekraftwerke erforderlich für Kohlestromexport zeitgleich zu Starkwindeinspeisung

Kohlekraftwerke müssen bei Starkwindeinspeisung nicht zurückgeregelt werden, sondern können ihre überschüssige Stromproduktion ins Ausland exportieren. Dies führt, wie gezeigt, zu einer enormen Belastung des bestehenden deutschen Stromübertragungsnetzes von Nord nach Süd und in wachsendem Umfang auch Richtung Polen. Im Fall von Übertragungsengpässen, insbesondere also bei Netzstörungen (oder

[34] 2015/16: [BNetzA 2015, S. 52, Tab. 16, S. 52]; 2016/17: [BNetzA 2015, S. 67, Tab. 26, S. 68]; 2019/20: [BNetzA 2015, S. 86, Tab. 36, S. 86]; zur Höhe des erforderlichen Redispatches werden keine Angaben gemacht.

[35] 2015/16: [BNetzA 2015, S. 52, Tab. 16, S. 52]; 2016/17: [BNetzA 2015, S. 67, Tab. 26, S. 68]; 2019/20: [BNetzA 2015, S. 86, Tab. 36, S. 86].

ungeplanten Kraftwerksausfällen) werden davon betroffene erneuerbare und konventionelle Kraftwerke zurückgeregelt oder ganz vom Netz genommen. Die dadurch entfallende Leistung muss geeignet durch andere Kraftwerke ersetzt werden.

Im Regelfall kann entsprechende Leistung am Kraftwerksmarkt besorgt werden. Damit auch im schweren Störfall die Versorgungsicherheit aufrechterhalten werden kann, werden zudem längerfristig Reservekapazitäten gesichert durch den Aufbau einer deutschen Kraftwerksreserve, deren Kraftwerke nicht am Kraftwerksmarkt teilnehmen dürfen, und, falls das nicht ausreicht, durch den Einkauf von Reservekapazitäten im Ausland.

In diesem Sinne ist die BNetzA-Aussage "Insbesondere an der kritischen Situation vom 30. März bis 2. April 2015 zeigt sich die Notwendigkeit eines raschen Netzausbaus."[36] zu verstehen: Die für den Stromexport benötigten Reservekraftwerke könnten nämlich reduziert werden, wenn das Stromnetz ausgebaut wird und damit insbesondere auch im Störfall die am Strommarkt (Strombörse) gehandelten Strommengen gesichert ins Ausland exportiert werden können.

Deutsche Stromverbraucher bezahlen für Reservekraftwerke, die ganz überwiegend für Kohlestromexport zeitgleich zu Starkwindeinspeisung erforderlich sind.

2.3.3 Mittelfristig könnte Stromdefizit bei Starkwind/Dunkelflaute netzdimensionierend werden

Wegen des Ausbaus der erneuerbaren Energien resultieren immer häufiger sehr niedrige Strompreise, deshalb werden mehr und mehr konventionelle Kraftwerke, v.a. auch die älteren, stillgelegt.

Nach Stilllegung der Kernkraftwerke und vieler älterer Kohlekraftwerke könnte mittelfristig ein Stromdefizit bei Starkwind/Dunkelflaute bedarfsdimensionierend werden. Neue Leitungen können dieses Problem nicht lösen, weil dann wegen der sehr niedrigen erneuerbaren Stromeinspeisungen die noch verbleibenden konventionellen Kraftwerke nicht mehr zur Versorgung Deutschlands ausreichen. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit muss dann schrittweise ein Mix aus Neubau von Reservekraftwerken, Speicherung und Nachfragemanagement umgesetzt werden[37].

[36] [BNetzA 2015, S. 14].

[37] Siehe Kap. 5.2.2 und 6.1.4.

3. Netzentwicklungsplan 2024

Vorbemerkung: Seit 2015 werden von den Übertragungsnetzbetreibern die Netzentwicklungspläne nicht mehr mit dem Jahr der Erarbeitung bezeichnet, sondern mit dem Zieljahr, also z.B. Netzentwicklungsplan 2025 statt Netzentwicklungsplan 2015. In Analogie hierzu werden in diesem Gutachten der Netzentwicklungsplan 2013 (mit Zieljahr 2023) als Netzentwicklungsplan 2023 und der Netzentwicklungsplan 2014 (mit Zieljahr 2024) als Netzentwicklungsplan 2024 bezeichnet.

Kasten 3.1 zeigt die Erläuterung der Bundesnetzagentur zum Vorgehen beim Netzentwicklungsplan: Der Weg vom Szenariorahmen zur Netzberechnung[38].

Kasten 3.1 : Netzentwicklungsplan – Der Weg vom Szenariorahmen zur Netzberechnung

Der Netzentwicklungsplan hat die Aufgabe zu ermitteln, welcher Netzausbaubedarf in den kommenden zehn Jahren erforderlich sein wird. Dies geschieht in verschiedenen Schritten[39]:

- **Szenariorahmen**: "Der Szenariorahmen beschreibt unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade der deutschen Energielandschaft mit Angaben zur Erzeugungsleistung, zur Last, zum Verbrauch und zur Versorgung in zehn Jahren"[40] mit 3 Szenarien (geringer, mittlerer und hoher Anstieg der erneuerbaren Energieträger) sowie zusätzlich in einem mittleren Szenario zur Versorgung in zwanzig Jahren.
- **Regionalisierung**: Abschätzung der Erzeugungsleistung bzw. Verbrauchslast für jeden einzelnen der insgesamt 450 Netzknoten des deutschen Übertragungsnetzes.
- **Marktmodellierung**: Der Netzentwicklungsplan 2024 geht in seinem Marktmodell weiterhin von der Prämisse aus, dass alle konventionellen Kraftwerke unabhängig von ihrem Standort einspeisen können, soweit ihre variablen Kosten niedriger sind als die von anderen konventionellen Kraftwerken in Deutschland und im benachbarten Ausland.[41] Dabei bleiben allerdings die Kosten desjenigen Netzausbaus, der für einen derartigen Kraftwerkseinsatz erforderlich ist, bei der Netzentwicklungsplanung unberücksichtigt: **Ein schwerer Planungsfehler, der die Aussagekraft des gesamten Netzentwicklungsplans insgesamt fragwürdig macht**[42].
- **Netzplanung**: Mittels Lastflussberechnungen wird aus den resultierenden Netzbelastungen der Netzentwicklungsbedarf abgeleitet.

Abb. 3.1 zeigt alle deutschen Leitungsprojekte laut aktuellem Netzentwicklungsplan 2024:

- **SuedLink**: Trassenkorridor C ist die geplante HGÜ-Leitung SuedLink von Raum Hamburg über Grafenrheinfeld nach Raum Stuttgart.
- **SuedostLink**: Trassenkorridor D ist die geplante HGÜ-Leitung SuedostLink von Lauchstädt nach Meitingen.

Die Notwendigkeit wurde für beide Leitungen von der Bundesnetzagentur bestätigt; beide Leitungen sind deshalb im Bundesbedarfsplangesetz als zwingend erforderlich gesetzlich festgelegt.

Die Notwendigkeit einer Reihe von anderen in Abb. 3.1 eingezeichneten Leitungen wurde hingegen bisher von der Bundesnetzagentur (noch?) nicht bestätigt.

38 [BNetzA 2015a, S. 21ff.].

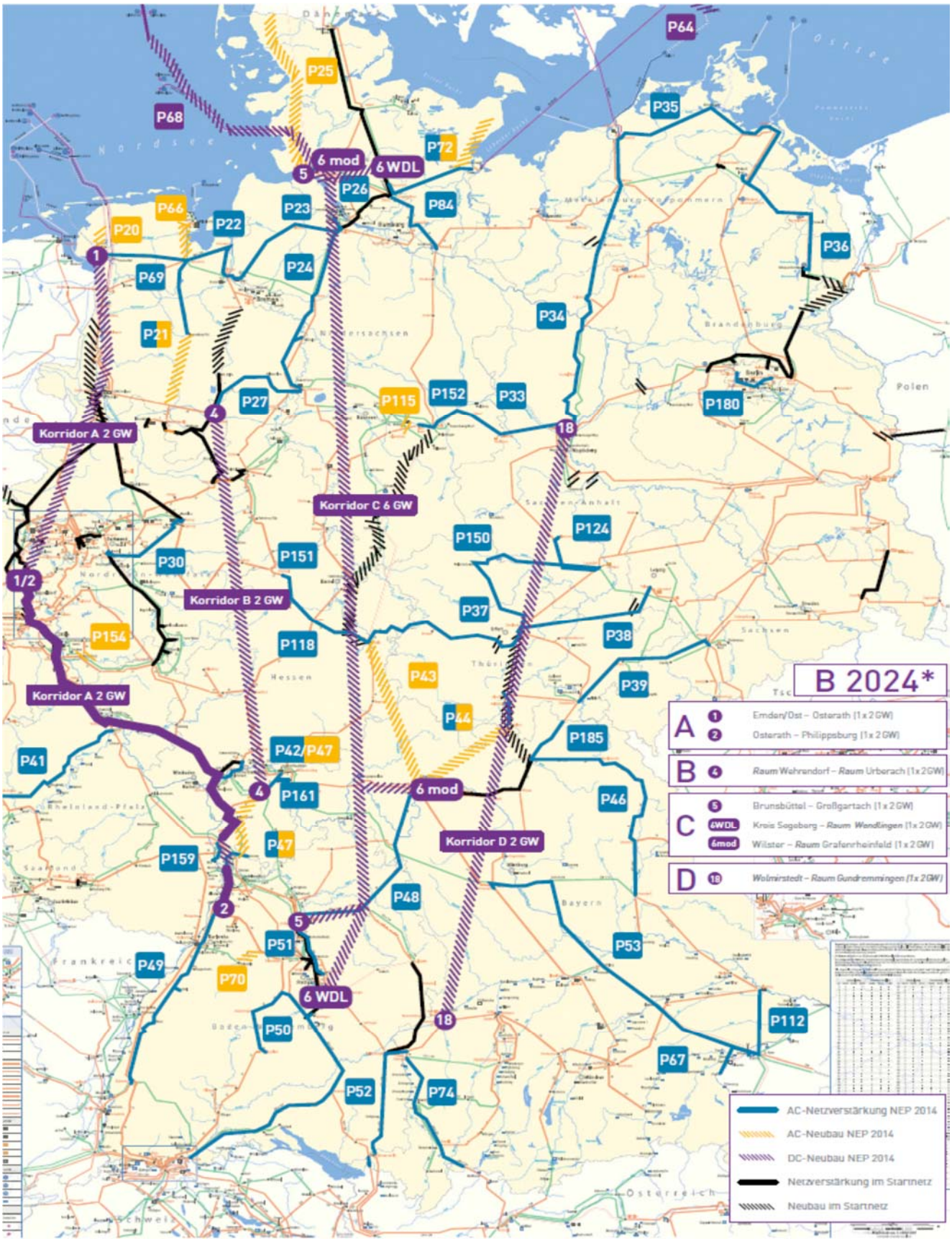
39 Siehe [BNetzA 2015a, S. 21ff.] sowie [NEP 2024, S. 15]. Zukünftig soll der Netzentwicklungsplan nicht mehr jährlich, sondern nur noch alle 2 Jahre erstellt werden [BT 2015].

40 [BNetzA 2015a, S. 21].

41 Die Marktmodellierung erfolgt nach dem "Prinzip eines optimalen ökonomischen Einsatzes der Kraftwerke" [BNetzA 2015a, S. 24]: Diejenigen Kraftwerke produzieren und speisen Strom ins Netz ein, die dies am preiswertesten können. Strom wird ins Ausland exportiert, "wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann" [BNetzA 2015a, S. 24].

42 Vgl. Kap. 3.4.1.

Abb. 3.1 : Leitungsprojekte in Deutschland laut Netzentwicklungsplan 2024



Hinweis: Grafenrheinfeld liegt bei „6“ von „6 mod“.

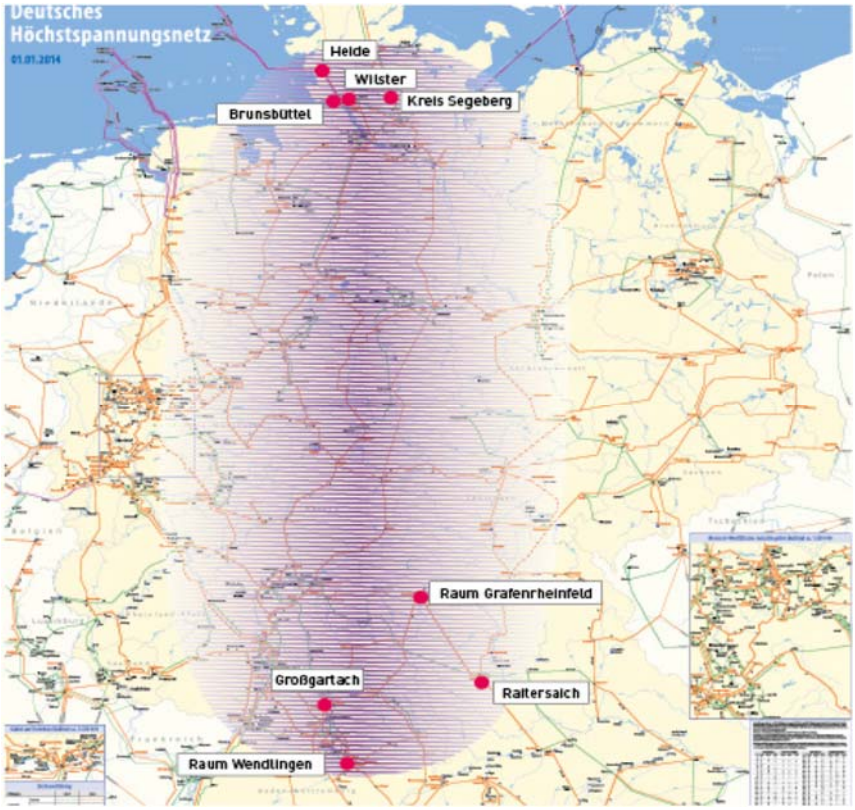
Quelle: [NEP 2024, S. 73, Abb. 27, Szenario B2024].

3.1 SuedLink

3.1.1 Trassenkorridore für den SuedLink

Abb. 3.2 zeigt den Trassenkorridor für den SuedLink (geplante HGÜ-Leitungen von Raum Hamburg über Grafenrheinfeld nach Raum Stuttgart) laut Netzentwicklungsplan 2024.

Abb. 3.2 : Trassenkorridor für den SuedLink laut Netzentwicklungsplan 2024



Quelle: [NEP 2024, Teil 2 (Anhang), S. 257].

Die geplante HGÜ-Leitung Wilster – Grafenrheinfeld ist Teilstück des SuedLink, der eine HGÜ-Verbindung von Raum Hamburg nach Raum Stuttgart vorsieht mit Abzweig nach Grafenhreinfeld.[43]

Tab. 3.1 zeigt die für den SuedLink im Einzelnen geplanten HGÜ-Verbindungen.

Tab. 3.1 : Für den SuedLink geplante HGÜ-Verbindungen laut Netzentwicklungsplan 2024

alle Leitungen als HGÜ-Neubau in neuer Trasse	(1) Bezeich-nung in Abb. 3.1	(2) Übertragungs-leistung [GW]	(3a) neue Trasse [km]	(3b) Bestands-trasse [km]	(4) geplante Inbetrieb-nahme	(5) erforderlich laut BNetzA
(1a) Brunsbüttel – Großgartach I	Korridor C 5	2	190	580	2022	ja
(1b) Brunsbüttel – Großgartach II	Korridor C 5	2	580	190	2023	?
(2) Wilster – Raum Grafenrheinfeld	Korridor C 6mod	2	620		2022	ja
(3) Kreis Segeberg – Raum Wendlingen	Korridor C 6WDL	2	140	700	2023	nein
(4) Heide – Raitersaich	Korridor C	2	140	670	2024	?

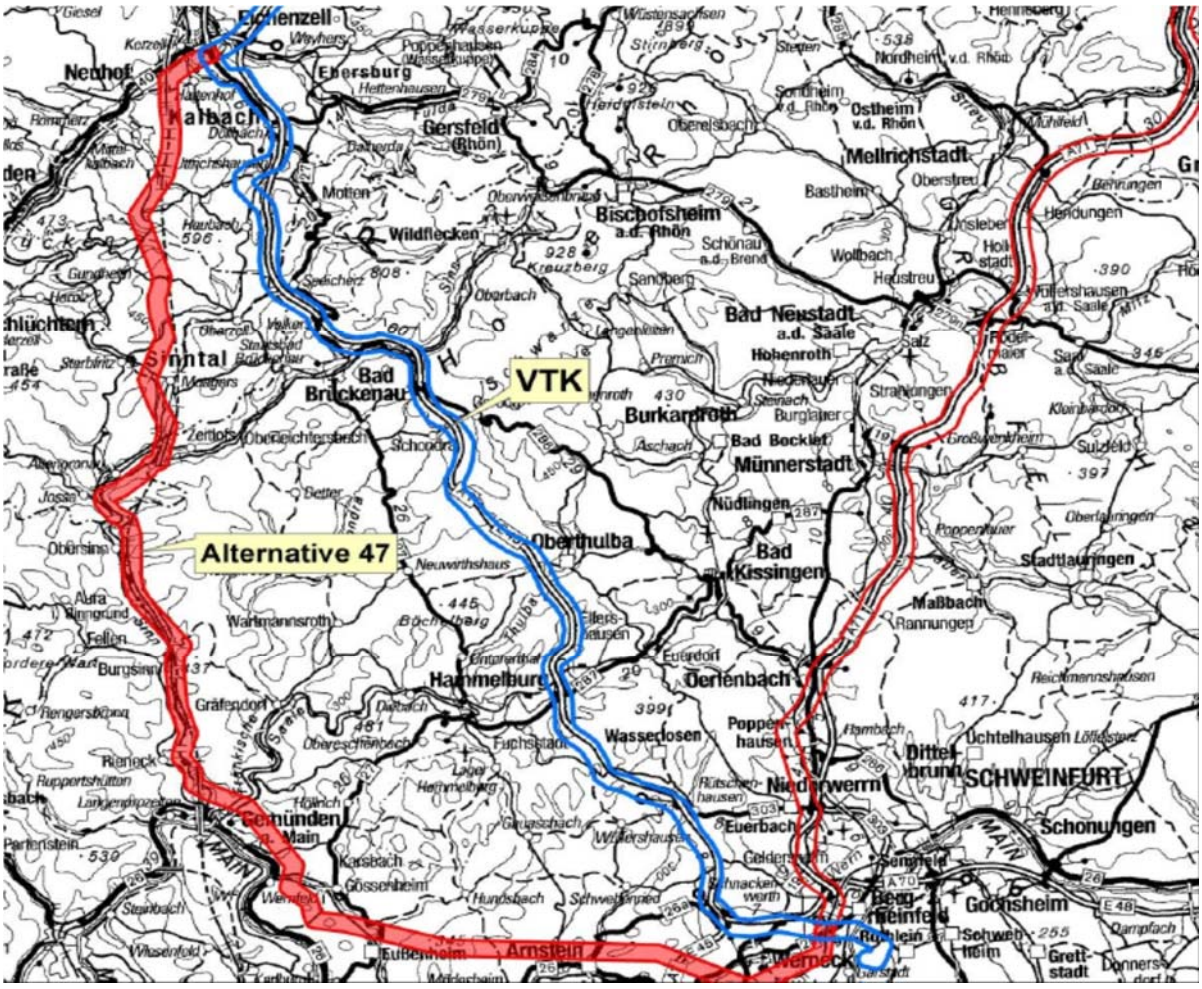
Quellen: [NEP 2024, Teil 2 (Anhang), S. 255]; zu den in den einzelnen Szenarien erforderlichen Leitungen siehe [NEP 2024, Teil 2 (Anhang), S. 256]; zu Sp. (5): [BNetzA 2015a, S. 74ff.].

[43] [TenneT 2015a].

Das Teilstück Raum Hamburg – Raum Grafenrheinfeld (Tab. 3.1, Z. (2)) wird im Netzentwicklungsplan 2024 mit "C 06 modifiziert: Wilster nach Raum Grafenrheinfeld" bezeichnet. Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW in VSC-Technik von Wilster nach Raum Grafenrheinfeld vorgesehen. Diese Maßnahme wurde von der BNetzA in den Netzentwicklungsplänen für 2022 und 2023 bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 4). Geplanter Fertigstellungstermin ist 2022.

Abb. 3.3 zeigt Trassenkorridorvorschläge des für die SuedLink-Verbindung Wilster-Grafenrheinfeld zuständigen Vorhabenbetreibers TenneT, die nun von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Bundesfachplanung näher untersucht werden sollen. Laut TenneT ist der mit "VTK" bezeichnete der Vorzugskorridor, der "aus Sicht von TenneT und TransnetBW die Belange von Mensch und Natur ebenso wie die technischen und sicherheitsrelevanten Kriterien am besten berücksichtigt."[44]

Abb. 3.3 : Trassenkorridorvorschläge für den SuedLink im Raum Grafenrheinfeld laut Übertragungsnetzbetreiber TenneT



Quelle: [TenneT 2015a, S. 20].

3.1.2 Begründung der Notwendigkeit von SuedLink ist irreführend

Die Notwendigkeit dieser HGÜ-Leitung wird von den Netzbetreibern mit dem "massiven Zubau an regenerativen Erzeugungseinheiten an Land in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen und an Offshore-Windleistung in der Nordsee" begründet und mit der Notwendigkeit, Strom nach Süddeutschland zu übertragen: "Baden-Württemberg ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen."[45]

[44] [TenneT 2015].

[45] [BNetzA 2014, S. 255].

Die in Kap. 2 gezeigten Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf zeigen aber, dass – jedenfalls bis auf Weiteres – kritische Versorgungssituationen nicht etwa bei Dunkelflauten[46] auftreten, sondern ausschließlich im Falle eines prognostizierten Überangebots an elektrischer Energie. Dabei führt nicht etwa eine Starkwindeinspeisung zu einer Netzüberlastung, sondern die zusätzliche, zeitgleiche Kohlestromeinspeisung.[47]

Bei einer deutschlandweiten Dunkelflaute, die nach Abschaltung der bestehenden Kernkraftwerke und vieler älterer Kohlekraftwerke mittelfristig netzdimensionierend werden könnte, können zusätzliche Leitungen von Nord nach Süd (wie z.B. SuedLink) wenig zur Versorgungssicherheit beitragen[48].

3.2 SuedostLink

3.2.1 Trassenkorridore für den geplanten SuedostLink

Abb. 3.4 zeigt den Trassenkorridor für den SuedostLink (geplante HGÜ-Leitung von Lauchstädt nach Meitingen bei Augsburg) laut dem früheren Netzentwicklungsplan 2023.

Abb. 3.4 : Trassenkorridor für den geplanten SuedostLink laut Netzentwicklungsplan 2023 (geplante HGÜ-Leitung Lauchstädt – Meitingen)

Quelle: [BNetzA 2013, S. 118].

Abb. 3.5 zeigt mögliche Korridore für den SuedostLink im bayerischen Bereich laut dem Übertragungsnetzbetreiber AMPRION auf der Grundlage des Netzentwicklungsplans 2023:

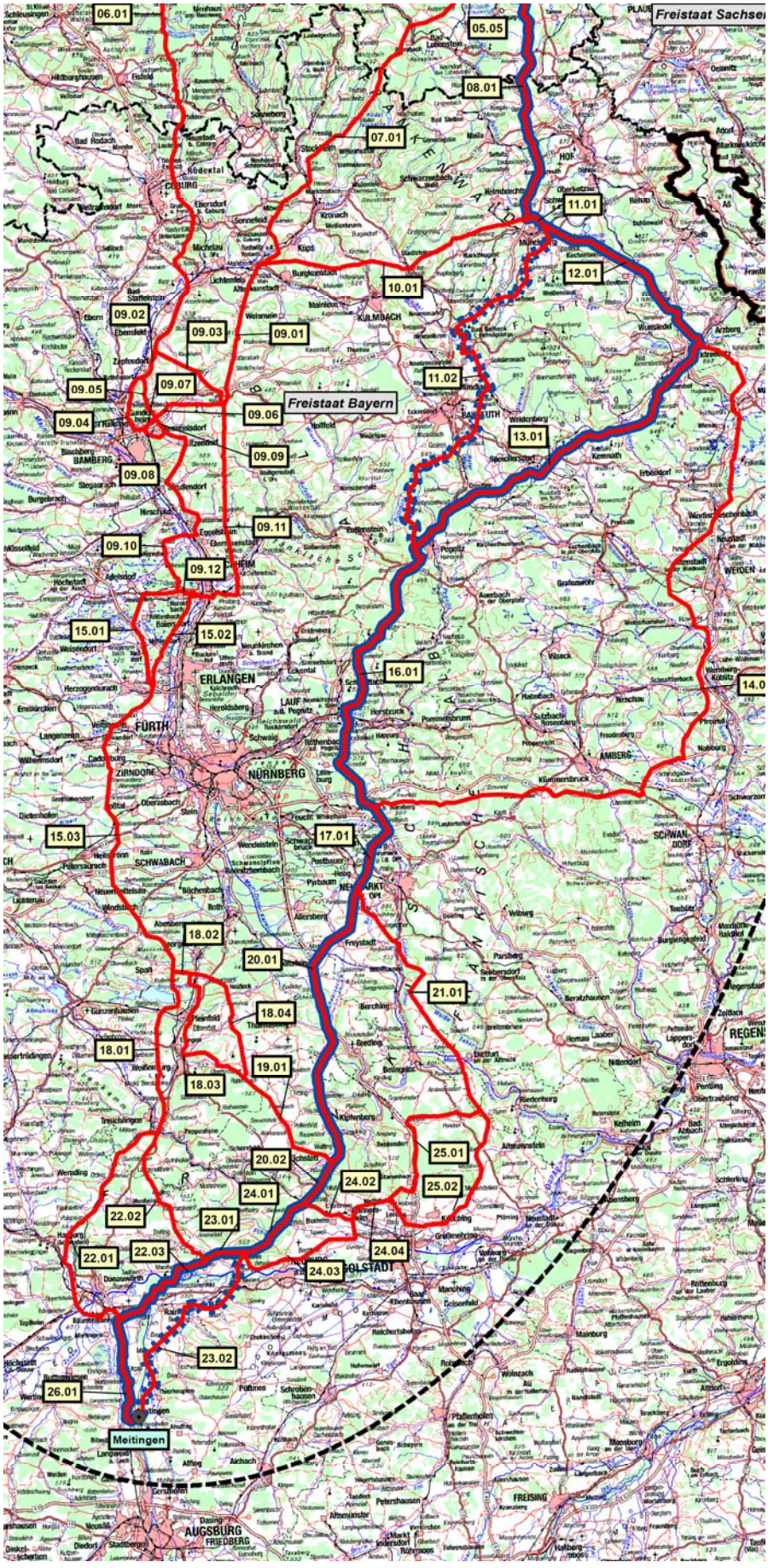
- Der aktuelle Vorzugskorridor ist fett umrandet; er beginnt in Bayern westlich von Hof und läuft dann östlich an Nürnberg vorbei bis nach Meitingen bei Augsburg.
- Weitere Korridorvarianten verlaufen weiter westlich von Coburg über Bamberg und westlich an Nürnberg vorbei nach Meitingen bei Augsburg.

[46] Also durch eine sehr niedrige momentane Erzeugung von erneuerbaren Energien.

[47] Siehe Kap. 2.1.2(3).

[48] Vgl. Kap. 5.2.

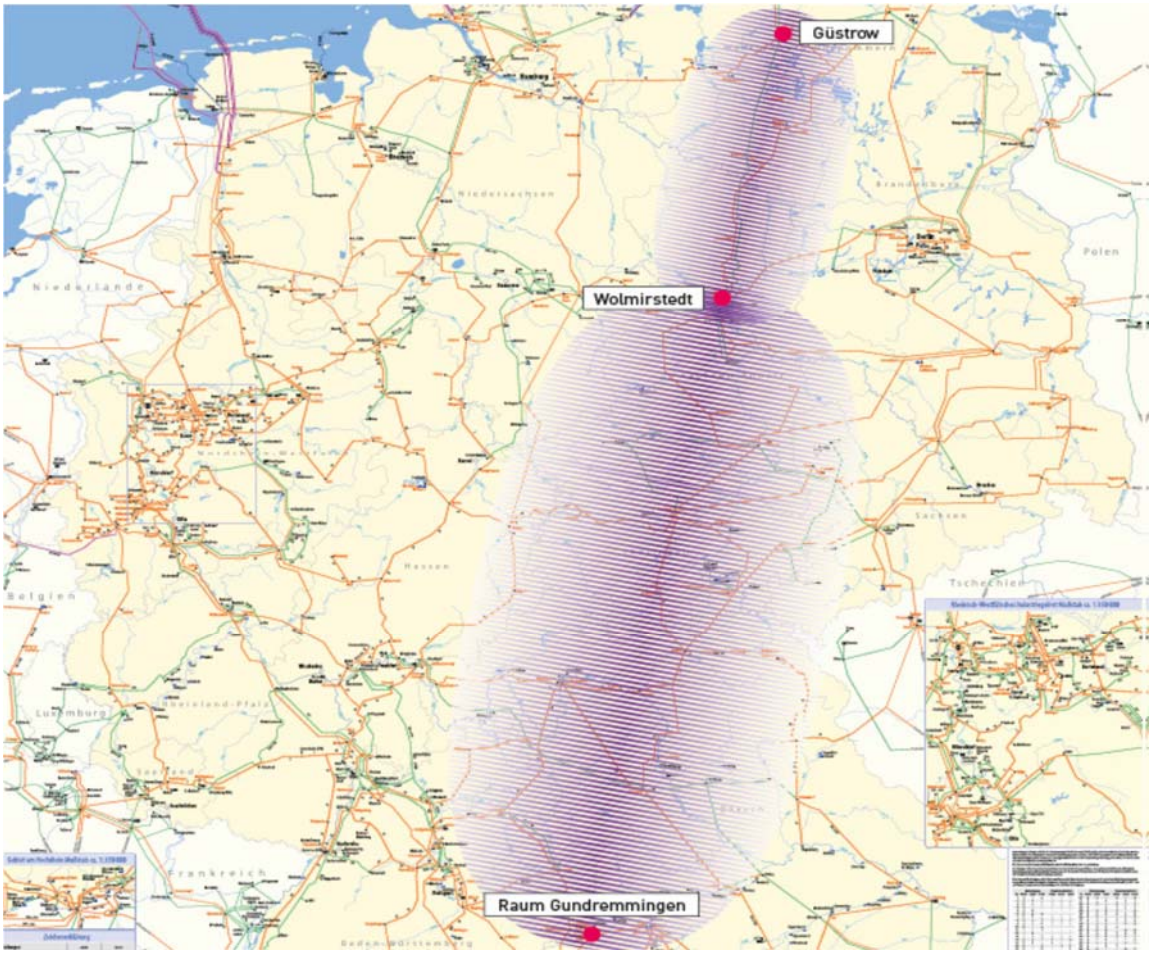
Abb. 3.5 : Mögliche Trassenkorridore für den SuedostLink



Quelle: [Amprion 2014].

In Netzentwicklungsplan 2024 wurde der Leitungsbeginn von Lauchstädt nach Wollmirstedt bei Magedburg nach Norden verschoben[49] (vgl. Abb. 3.6). Als Alternativen werden Wollmirstedt (bei Magdeburg) und Güstrow an der Ostsee genannt.

Abb. 3.6 : Trassenkorridor für den laut Netzentwicklungsplan 2024 umgeplanten SuedostLink (HGÜ-Leitung Güstrow/Wollmirstedt – Gundremmingen)



Quelle: [NEP 2024, Teil 2 (Anhang), S. 262].

Tab. 3.2 zeigt die für den SuedostLink geplanten HGÜ-Verbindungen.

Tab. 3.2 : Für den SuedostLink geplante HGÜ-Verbindungen laut Netzentwicklungsplan 2024

Maßnahme			(1) Bezeichnung in Abb. 3.1	(2) Übertragungsleistung [GW]	(3a) neue Trasse [km]	(3b) Bestandstrasse [km]	(4) geplante Inbetriebnahme	(5) erforderlich laut BNetzA
(1a)	Wolmirstedt – Raum Gundremmingen I	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	18	2	600		2022	ja
(1b)	Wolmirstedt – Raum Gundremmingen II	DC-Netzverstärkung ohne Mastumbau	18	2		600	2024	?
(2a)	Güstrow – Wolmirstedt I	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	Trasse von P34	2	240		2024	?
(2b)	Güstrow – Wolmirstedt II	DC-Netzverstärkung ohne Mastumbau	Trasse von P34	2		240	2034	?

Quelle: [NEP 2024, Teil 2 (Anhang), S. 258]; zu den in den einzelnen Szenarien erforderlichen Leitungen siehe [NEP 2024, Teil 2 (Anhang), S. 261]; zu Sp. (5): [BNetzA 2015a, S. 85].

[49] Vgl. Korridor D in Abb. 3.1.

3.2.2 SuedostLink ist erforderlich für Kohlestromexport zeitgleich zu Starkwindeinspeisung

Die Notwendigkeit dieser HGÜ-Leitung wird von den Netzbetreibern im früheren Netzentwicklungplan 2023 wie folgt begründet: "Die Maßnahme D09 [= geplante HGÜ-Leitung Lauchstädt – Meitingen] sieht eine Neubaumaßnahme zwischen dem Umspannwerk Lauchstädt und dem Umspannwerk Meitingen vor. Die ÜNB sehen hierfür eine 450 km lange neue Trasse und eine Inbetriebnahme im Zeitraum von 2021 – 2022 vor. Es soll eine Ausführung in der HGÜ-Technologie (VSC) mit einer Transportleistung von 2 GW erfolgen. In der Begründung zu der Maßnahme D09 geben die ÜNB an, dass es durch einen massiven Zubau Erneuerbarer Energien in Thüringen und Sachsen-Anhalt zu Engpässen im Transport von Strom nach Bayern kommt."[50]

Die Bundesnetzagentur behauptet (im Gegensatz zu den Netzbetreibern) ausdrücklich nicht, dass die geplante HGÜ-Leitung Lauchstädt – Meitingen wegen des Transports von erneuerbaren Energien erforderlich ist. Vielmehr spricht sie von einem Stromtransport aus Ostdeutschland als Ersatz für die wegfallenden bayerischen Kernkraftwerke: "Die Bundesnetzagentur hat sich hinsichtlich Korridor D09 [= geplante HGÜ-Leitung Lauchstädt – Meitingen] auch deshalb für die erneute Bestätigung der Maßnahme entschieden, weil damit ein Stromtransport gezielt in eine Netzregion erfolgt, die bisher von Strom aus Kernkraftwerken versorgt wird."[51]

Die Übertragungsnetzbetreiber begründen die Notwendigkeit von SuedostLink auch im Netzentwicklungsplan 2024 keineswegs mit der Einspeisung von ostdeutschem Braunkohlestrom zeitgleich zu ostdeutscher Starkwindeinspeisung, sondern – wie schon im Netzentwicklungsplan 2023 – mit der wachsenden Einspeisung von Windstrom: "Die Berechnungen für den zweiten Entwurf des NEP 2014[52] ergeben unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle eine Zunahme des Onshore-Winds in Mecklenburg-Vorpommern (um ca. 1,6 GW) gegenüber den bisherigen Annahmen im Szenariorahmen 2014. Daher nimmt der Exportbedarf aus Nordost aufgrund des zusätzlichen EE-Stroms zu. Dies hat zu einem neuen Konzept für einen östlichen Gleichstromkorridor geführt. ... Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend Netzengpässe in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Thüringen, Sachsen-Anhalt sowie in Bayern und Baden-Württemberg. Dies hätte zur Folge, dass Offshore- bzw. Onshore-Windenergieanlagen und PV-Anlagen in diesen Regionen zum Teil Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. ... Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung würde zudem behindert."[53]

Die Argumentation der Übertragungsnetzbetreiber ist formal nicht falsch: Wenn die Windenergieeinspeisung zunimmt und bei Starkwind die Kohlestromeinspeisung nicht zurückgeregelt wird, werden die bestehenden Leitungen durch den wachsenden Stromexport tendenziell überlastet. Hierfür gibt es zwei Lösungen:

- Der vorgeschlagene Neubau von Stromleitungen (dessen Kosten die deutschen Stromverbraucher tragen müssen), oder
- Zurückregelung von ostdeutschen Kohlekraftwerken (dessen Kosten die Eigentümer der Kohlekraftwerke tragen müssen).

Zudem argumentieren die Übertragungsnetzbetreiber mit der Abschaltung der süddeutschen Kernkraftwerke und einer daraus resultierenden "systematischen Unterdeckung des Versorgungsbedarfes. ..."[54].

Die in Kap. 2 gezeigten Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf zeigen aber, dass – jedenfalls bis auf Weiteres – kritische Versorgungssituationen nicht etwa bei Dunkelflauten[55] auftreten, sondern ausschließlich im Falle eines prognostizierten Überangebots an elektrischer Energie. Dabei führt nicht etwa eine Starkwindeinspeisung zu einer Netzüberlastung, sondern die zusätzliche, zeitgleiche Kohlestromeinspeisung.[56]

Die von uns auf der Basis von Daten der Bundesnetzagentur für das Zieljahr 2023 durchgeführten Untersuchungen geben hierzu ein besonders beredtes Beispiel. Abb. 3.7 zeigt für einen Starkwindzeitraum oben die stark fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung. Die unten gezeigte konventionelle Stromerzeugung

---

[50] [BNetzA 2013, S. 118].

[51] [BNetzA 2013, S. 122].

[52] Zieljahr 2024, in diesem Gutachten deshalb mit NEP 2024 bezeichnet.

[53] [NEP 2024, Teil 2 (Anhang), S. 259/260].

[54] [NEP 2024, Teil 2 (Anhang), S. 259/260].

[55] Also durch eine sehr niedrige momentane Erzeugung von erneuerbaren Energien.

[56] Siehe Kap. 2.1.2(3).

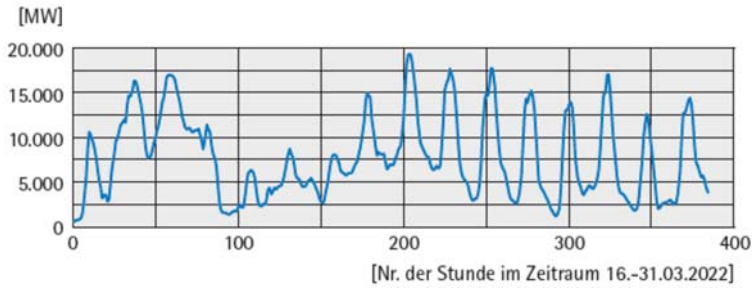
passt sich gemäß dieser Plandaten der Bundesnetzagentur keineswegs in nennenswerterweise an die Stromerzeugung aus Wind und Sonne an, sondern ist, von technisch bedingten Abschaltungen abgesehen, weitgehend konstant.

Würden die konventionellen Kraftwerke ausreichend abgeregelt, wären keine neuen Leitungen erforderlich. Die von Ostdeutschland nach Bayern geplanten Leitungen sind also AUSSCHLIESSLICH für den Weiterbetrieb von ostdeutschen Braunkohlekraftwerken zeitgleich zu ostdeutscher Starkwindeinspeisung erforderlich. Der Öffentlichkeit aber wird erklärt, die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien verursache den erhöhten Netzausbaubedarf.

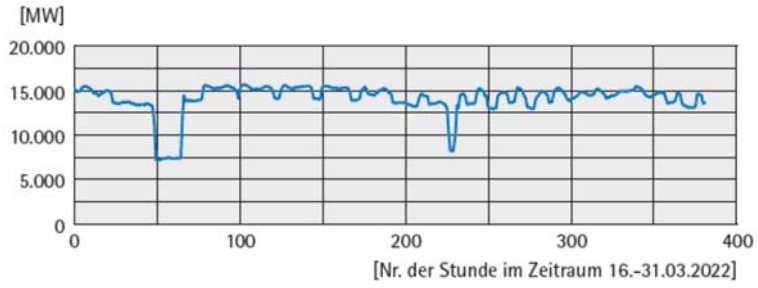
Abb. 3.7 : Keine Abregelung der ostdeutschen Kohlekraftwerke bei Starkwindeinspeisung

Stromerzeugung in der 50-Hertz-Regelzone laut Prognosen der Bundesnetzagentur, Prognosezeitraum 16. bis 31. März 2022.

a) Stromerzeugung durch Wind und Sonne



b) Stromerzeugung durch sonstige Kraftwerke (v.a. Kohle)



Quelle: [Jarass 2015, S. 45].

Die Bundesnetzagentur bestätigt nach vorläufiger Prüfung des Netzentwicklungsplans 2024 "vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse" die Notwendigkeit von SuedostLink (mit Beginn in Wollmirstedt)[57] mit der Begründung: "Das langfristige Ziel des Projekts ist es, die Einbindung der Offshore-Windkraftanlagen und der landseitigen Windkraftanlagen in Nordostdeutschland mit der Deckung des Verbrauchs in Bayern nach Abschaltung der Kernkraftwerke zu verbinden. ... Im Szenario B2024* erfolgt in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen ein Ausbau der Erneuerbaren Energien, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO_2-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden – im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie – von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern entsteht dort trotz des prognostizierten bayerischen EE-Ausbaus nach Berechnungen der Bundesnetzagentur ein Energiedefizit von ca. 30 TWh."[58]

Fazit: Auch die Begründung der Bundesnetzagentur erweckt also den Eindruck, als ob in Süddeutschland ohne Leitungsbau ein Versorgungsengpass drohen würde. Allerdings erwähnt die Bundesnetzagentur ausdrücklich die massive Braunkohleeinspeisung in Ostdeutschland[59], vergisst dabei aber zu erwähnen, dass

[57] Maßnahme D18: HGÜ Wolmirstedt – Gundremmingen [BNetzA 2015a, S. 85].

[58] [BNetzA 2015a, S. 85/86].

[59] Vgl. die Jahresdauerlinie der Braunkohleeinspeisung der 50Hertz-Regelzone in 2024 und 2034, mit einem Rückgang der maximalen Braunkohleeinspeisung von 10 GW auf 7,8 GW [BNetzA 2015a, S. 90].

diese Braunkohleeinspeisung laut ihren eigenen Prognosen (vgl. Abb. 3.7) auch zeitgleich zu Starkwindeinspeisung erfolgt und genau deshalb der geplante massive Netzausbau erforderlich ist.

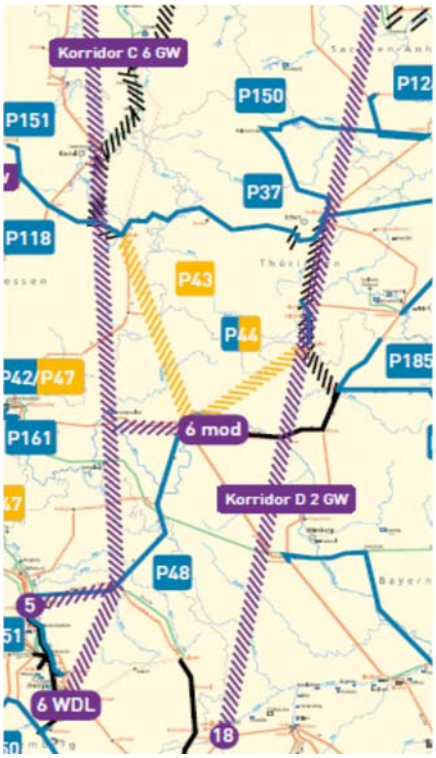
Die beiden Blöcke des KKW Grundremmingen, die Ende 2017 bzw. Ende 2021 stillgelegt werden, werden dann nicht durch erneuerbare Energien in Verbindung mit schnell regelbaren Kraftwerken ersetzt, sondern durch schmutzige und schlecht regelbare ostdeutsche Braunkohlekraftwerke. Der hierfür erforderliche Netzausbau wird aber den Stromverbrauchern, die diesen Netzausbau bezahlen müssen, als erneuerbare Energien bedingt verkauft.

3.3 Weitere Leitungsprojekte im Raum Grafenrheinfeld

Abb. 3.8 zeigt die im Raum Grafenrheinfeld geplanten drei neuen Leitungsprojekte:

- **Korridor C:**
  Geplante HGÜ-Leitung von Raum Hamburg nach Baden-Württemberg mit Abzweig nach Grafenrheinfeld **(6 mod)**.
- **P43:**
  Geplante Drehstromleitung von Mecklar/Nordhessen nach Grafenrheinfeld.
- **P44:**
  Geplante Drehstromleitung von Altenfeld/Südthüringen nach Grafenrheinfeld.

Abb. 3.8 : Leitungsprojekte im Großraum Grafenrheinfeld laut Netzentwicklungsplan 2024



Hinweis: Grafenrheinfeld liegt bei „6“ von „6 mod“.

Quelle: Ausschnittsvergrößerung von Abb. 3.1.

3.3.1 Geplante Drehstromleitung Raum Grafenrheinfeld – Mecklar/Nordhessen

Die geplante Leitung ist eine Fortführung der geplanten Drehstromleitung Wahle/Südostniedersachsen nach Mecklar/Nordhessen (vgl. Abb. 3.1). Die Notwendigkeit dieser Leitung wird von den Netzbetreibern wie

folgt begründet: "Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können."[60] Geplanter Fertigstellungstermin ist 2022.

Die Leitung ist sowohl im Netzentwicklungsplan 2023 als auch im Netzentwicklungsplan 2024 enthalten, ihre Notwendigkeit wurde in beiden Fällen "von der Bundesnetzagentur bestätigt" und "ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 17)."[61]

Gemäß den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015[62] soll die Leitung entfallen: "Die geplanten Wechselstromleitungen ... Grafenrheinfeld – Mecklar fallen weg. Die Netzbetreiber werden diese Leitungen in Bestandstrassen führen und neue Endpunkte vorschlagen."[63]

3.3.2 Geplante Drehstromleitung Raum Grafenrheinfeld – Altenfeld/Rennsteig

Die geplante Leitung besteht aus zwei Abschnitten:

- Raum Grafenrheinfeld – Schalkau/Südthüringen,
- Schalkau/Südthüringen – Altenfeld/Rennsteig.

Die Notwendigkeit dieser Leitung wird von den Netzbetreibern wie folgt begründet: "Aufgrund der zunehmenden Erzeugungsleistung innerhalb der 50Hertz-Regelzone sowie der abnehmenden konventionellen Erzeugungsleistung in Süddeutschland ist der geplante Netzausbau in diesem Bereich nicht mehr ausreichend. Das Netz muss die stetig weiter ansteigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien, aber auch die konventionell erzeugte Energie aufnehmen können. ..."[64]

Die Notwendigkeit wurde von der Bundesnetzagentur in 2012 und 2013 noch nicht bestätigt[65], sondern erst in 2015.[66] Angestrebte Inbetriebnahme ist 2024.[67]

Gemäß Regierungsvereinbarung vom 01. Juli 2015[68] soll jedenfalls der Leitungsabschnitt Grafenrheinfeld – Schalkau/Südthüringen entfallen: "Die geplanten Wechselstromleitungen Grafenrheinfeld – Altenfeld ... fallen weg. Die Netzbetreiber werden diese Leitungen in Bestandstrassen führen und neue Endpunkte vorschlagen."[69]

3.4 Der aktuelle 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 hat gravierende Defizite

3.4.1 Kosten des Netzausbaus bleiben unberücksichtigt

Der Netzentwicklungsplan 2024 geht in seinem Marktmodell weiterhin von der Prämisse aus, dass alle konventionellen Kraftwerke unabhängig von ihrem Standort einspeisen können, soweit ihre variablen Kosten niedriger sind als die von anderen konventionellen Kraftwerken in Deutschland und im benachbarten Ausland: "Die Planung des Kraftwerkseinsatzes durch die Betreiber/Händler erfolgt daher nur auf Basis der Minimierung der Erzeugungskosten."[70] Die Marktmodellierung erfolgt also nach dem "Prinzip eines optimalen ökonomischen Einsatzes der Kraftwerke"[71]: Diejenigen Kraftwerke produzieren und speisen Strom ins Netz ein, die dies am preiswertesten können. Strom wird ins Ausland exportiert, "wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was

60 [BNetzA 2014, S. 302].

61 [BNetzA 2014, S. 302].

62 Vgl. Kap. 4.4.1.

63 [BayWiMi 2015a, S. 1].

64 [BNetzA 2014, S. 304/305].

65 [BNetzA 2014, S. 305].

66 "Maßnahme M28a (Altenfeld – Schalkau) wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig eingestuft." [BNetzA 2015a, S. 180]; "Maßnahme M28b (Schalkau – Grafenrheinfeld) wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig eingestuft." [BNetzA 2015a, S. 180].

67 [BNetzA 2015a, S. 183].

68 Vgl. Kap. 4.4.1.

69 [BayWiMi 2015a, S. 1].

70 [NEP 2024, S. 41]. Aus Kraftwerkssicht spielt die Übertragungslänge innerhalb Deutschlands keine Rolle, weil jede ins Übertragungsnetz eingespeiste und übertragene Leistung unabhängig von der Übertragungsentfernung gleich viel kostet (ähnlich wie ein Brief, der innerhalb Deutschlands auch gleich viel kostet unabhängig von der Entfernung zwischen Absender und Empfänger).

71 [BNetzA 2015a, S. 24].

typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann."[72]

Bei einer derartigen Netzentwicklungsplanung bleiben allerdings die Kosten desjenigen Netzausbaus unberücksichtigt, der für einen optimierten Kraftwerkseinsatz erforderlich ist. Ein Beispiel: Zusätzliche Stromnachfrage in Süddeutschland wird deshalb gemäß Netzentwicklungsplan grundsätzlich zuerst durch Kohlekraftwerke abgedeckt, auch wenn sie in Norddeutschland stehen und in Süddeutschland Gaskraftwerke verfügbar wären. Bei einem dadurch resultierenden Übertragungsengpass, z.B. von Hamburg nach Stuttgart, wird in den Netzentwicklungsplan eine neue Leitung eingestellt, ohne die dadurch bedingten Netzausbaukosten dem angeblich kostengünstigeren Kohlekraftwerk zuzurechnen.

Die Bundesnetzagentur schreibt hierzu: "Auch im Jahre 2024 werden aller Voraussicht nach diejenigen Kraftwerke Strom produzieren und ins Netz einspeisen, die dies am preiswertesten können. ... Derzeit fehlen jegliche Anhaltspunkte, dass der Gesetzgeber eine Abkehr von marktwirtschaftlichen Prinzipien auch nur in Erwägung ziehen könnte."[73]

Marktwirtschaft heißt also, dass derjenige einspeisen darf, der für den Stromverbraucher Strom zu geringsten Kosten anbieten kann. Um einen kostenoptimalen Netzausbau zu gewährleisten, muss in einer Marktwirtschaft der Kostenverursacher die Kosten tragen (optimale Allokation der Ressourcen). Indem im Netzentwicklungsplan 2024 nur die Stromherstellkosten berücksichtigt werden, aber die dadurch ggf. verursachten zusätzlichen Stromübertragungskosten außer Acht gelassen werden, werden genau diese marktwirtschaftlichen Prinzipien verletzt und die Stromverbraucher ggf. mit unnötigen Kosten belastet.

Dies ist ein schwerer methodischer Fehler, der die gesamte Bedarfsanalyse des Netzentwicklungsplans fragwürdig macht.

3.4.2 ... woraus überhöhte Strompreise resultieren

Zusätzliche Stromnachfrage in Süddeutschland wird gemäß dem Marktmodell des Netzentwicklungsplans grundsätzlich zuerst durch Kohlekraftwerke mit ihren gegenüber Gaskraftwerken niedrigeren variablen Erzeugungskosten abgedeckt, auch wenn sie in Norddeutschland stehen und in Süddeutschland Gaskraftwerke verfügbar wären. Bei einem dadurch resultierenden Übertragungsengpass werden die dadurch bedingten Netzausbaukosten nicht dem Kostenverursacher, nämlich dem Kohlekraftwerk, zugerechnet. Durch diese Kostenzurechnung würde das norddeutsche Kohlekraftwerk gegenüber einem süddeutschen Gaskraftwerk in vielen Fällen seine Konkurrenzfähigkeit verlieren, eine neue Leitung wäre dann nicht erforderlich.

Im Netzentwicklungsplan hingegen wird, wegen der fehlerhaften Kostenzurechnung, für das Kohlekraftwerk eine neue Leitung eingeplant, was die Gesamtkosten der Stromversorgung unnötig erhöht.

Die Kosten für diesen ggf. unnötigen Netzausbau bezahlt der deutsche Stromverbraucher, der schon die Mehrkosten für die EEG-Vergütung trägt. Der Öffentlichkeit aber wird erklärt, der erhöhte Netzausbaubedarf werde durch die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien verursacht.

3.4.3 ... und zudem Reservekraftwerke endgültig unwirtschaftlich gemacht werden

Ein derartiger Stromnetzausbau führt zu sehr niedrigen Benutzungsdauern für diese Reservekraftwerke und macht sie betriebswirtschaftlich endgültig unrentabel. Die für Regel- und Reserveleistung dringend benötigten Gaskraftwerke werden deshalb nur gebaut nach Zusicherung hoher Kapazitätsprämien, die wiederum der ohnehin schon gebeutelte Stromverbraucher bezahlen muss.

3.4.4 Spitzenkappung von konventionellen und erneuerbaren Energien bleibt unberücksichtigt

Nach wie vor wird weder bei konventionellen noch bei erneuerbaren Kraftwerken schon bei der Netzplanung eine Spitzenkappung berücksichtigt. Die von der Bundesnetzagentur vorgegebene Zielsetzung, "den

[72] [BNetzA 2015a, S. 24].

[73] [BNetzA 2015a, S. 24].

erzeugten Strom zu 100% aufzunehmen und nachfragegerecht zum Verbraucher zu transportieren"[74], widerspricht dem Grundprinzip einer Marktwirtschaft, wonach immer die kostengünstigsten Lösungen zum Zug kommen sollen. Deshalb muss schon bei der Netzplanung geprüft werden, ob durch die Einspeisung des Stroms mit geringeren variablen Kosten tatsächlich auch die kostengünstigere Versorgung der Stromverbraucher erreicht wird.[75] Dies ist nur dann zwingend der Fall, wenn durch diese Stromeinspeisung kein Netzausbaubedarf verursacht wird. Insoweit führt die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur, "auf der Stufe der Netzplanung keinen Redispatch von Kraftwerken ... zur Vermeidung von Netzausbaubedarf"[76] zu berücksichtigen, zu einem unnötigen Leitungsausbau und zu unnötigen Kosten für den Stromverbraucher.

Ende 2014 wurde von der Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan 2025 eine quantifizierte Berücksichtigung der Spitzenkappung von erneuerbaren Energien verbindlich vorgeschrieben: "Um den Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien verpflichtet ... für die Ermittlung des Transportbedarfs eine reduzierte Einspeisung aller Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen (Bestands- und Neuanlagen) zu Grunde zu legen", und zwar maximal je Anlage "um 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge".[77]

Mit einem Unterton des Bedauerns schreibt hierzu die Bundesnetzagentur: "Auch eine politisch geforderte und volkswirtschaftliche sinnvolle Erzeugungsspitzenkappung ... führt zwangsläufig dazu, dass das Netz später eben nicht mehr zu jedem Zeitpunkt für die gesamte Erzeugung (sowohl konventionelle als auch Erneuerbare) engpassfrei ist."[78]

3.4.5 Kostengünstige Möglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Netzneubau werden unzureichend berücksichtigt

Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen nach ihren Angaben das "NOVA-Prinzip: Das NOVA-Prinzip bedeutet Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. ... Ein Leitungsneubau wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden. Das Freileitungsmonitoring wurde beispielsweise bei der Netzberechnung auf sämtlichen Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird aufgrund der Kühlung der Leiterseile durch den Wind bei Mittel- oder Starkwindszenarien für jede dieser Stunden eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Stromkreisen zugelassen."[79]

Das klingt gut, aber die offiziellen Netzentwicklungsplanungen verstehen unter Netzoptimierung und Netzverstärkung i.W. nur Optimierung von Stromflüssen, Auflegung von zusätzlichen Leiterseilen auf bisher nicht voll genutzte Masten und Ersatz von bestehenden 220-kV-Freileitungen durch den Neubau von 380-kV-Freileitungen:

- Eine Netzoptimierung mittels **Leiterseiltemperaturmonitoring**[80] wird bei keiner Einzelmaßnahme auch nur erwähnt, vielmehr werden nur nicht näher spezifizierte pauschale Erhöhungen der zulässigen Übertragungsleistung "bei Mittel- oder Starkwindszenarien"[81] für die Netzentwicklungsplanung berücksichtigt, und zwar für nicht näher spezifizierte Leitungen.
- Der Einsatz von **Hochtemperaturleiterseilen**[82] wird im Netzentwicklungsplan 2024 zwar bei deutlich mehr Leitungsplanungen vorgesehen als in den früheren Netzentwicklungsplänen, eine erfreuliche Entwicklung. Allerdings wird nach wie vor eine Konzentration auf besonders gefährdete Leitungsabschnitte nicht erwähnt und damit eine besonders kostengünstige Lösung der Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Leitungsneubau wohl auch nicht berücksichtigt.

---

74 [BNetzA 2015, S. 27].

75 Vgl. Kap. 3.4.1.

76 [BNetzA 2015, S. 27].

77 [BNetzA 2014a, S. III]; vgl. Kap. 6.1.1(4).

78 [BNetzA 2015, S. 27].

79 [NEP 2014, S. 18].

80 Vgl. Kap. 6.2.1.

81 [NEP 2014, S. 18].

82 Vgl. Kap. 6.2.2; Hochtemperaturleiterseile werden von der Bundesnetzagentur als "Hochstrombeseilung" [BnetzA 2015a, S. 137] bezeichnet.

3.4.6 Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland zur Reduzierung des Netzausbaus bleibt auch im Netzentwicklungsplan 2024 unberücksichtigt

Die in Kap. 2 gezeigten Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf für 2019/20 zeigen, dass kritische Versorgungssituationen bis auf Weiteres ausschließlich im Falle eines prognostizierten Überangebots an elektrischer Energie auftreten. Dabei führt nicht etwa eine Starkwindeinspeisung zu einer Netzüberlastung, sondern die zusätzliche, zeitgleiche Kohlestromeinspeisung.

Wegen des Ausbaus der erneuerbaren Energien resultieren immer häufiger sehr niedrige Strompreise, weshalb mehr und mehr konventionelle Kraftwerke, v.a. auch die älteren, stillgelegt werden. Zudem wurde in den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 beschlossen, schrittweise 2,7 GW Braunkohle bis 2020 in die deutsche Netzreserve zu überführen und bis 2024 endgültig stillzulegen.[83]

Inwieweit zukünftig wegen fehlender Kraftwerksleistung bei Dunkelflauten kritische Versorgungssituationen resultieren, und v.a. wann dies voraussichtlich eintreten könnte, wurde bisher nicht untersucht. Sobald nicht mehr Starklast/Starkwind[84] relevant ist, sondern Starklast/Dunkelflaute relevant wird, reichen bei Dunkelflauten die konventionellen Reservekraftwerke nicht mehr aus. Spätestens dann ist wohl zusätzliche Reserveleistung insbesondere in Süddeutschland erforderlich.[85]

Nach Einplanung von zusätzlichen süddeutschen Reservekraftwerken könnte man die bestehenden Nord-Süd-Leitungen durch Leiterseiltemperaturmonitoring fast immer deutlich stärker auslasten (mehr als Verdoppelung)[86], in den sehr seltenen Stunden einer nicht möglichen Erhöhung (z.B. bei sehr hoher Lufttemperatur und wenig Wind in Süddeutschland) könnte man dann die Windenergieeinspeisung in Nord- und Ostdeutschland reduzieren und zum Ausgleich würden die süddeutschen Reservekraftwerke zur Verfügung stehen. Der Netzausbaubedarf würde so qualitativ verändert und deutlich verringert, was die bisherige Netzentwicklungsplanung obsolet machen würde[87].

83 [Eckpunkte 2015, S. 7].

84 Von BNetzA als Starkwind-Starklast bezeichnet, vgl. etwa [BNetzA 2014, S. 69].

85 Vgl. Kap. 2.3.3.

86 [Jarass/Obermair 2012, Kap. 4.1.1(1), S. 96/97].

87 Vgl. Kap. 6.2.1.

4. Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015

Am 01. Juli 2015 haben die Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende beschlossen (´Regierungs-Eckpunkte´). Im Folgenden werden die Auswirkungen für die in Bayern geplanten Leitungen erläutert.

4.1 Beschlüsse zu den in Bayern geplanten Leitungen

4.1.1 SuedLink

Die geplante HGÜ-Leitung SuedLink soll ganz neu geplant werden. Die Leitung soll direkt vom Raum Hamburg in den Raum Stuttgart geführt werden, ggf. mit einem Abzweig zum "stark belasteten Netzknotenpunkt Grafenrheinfeld":

"Im Bundesbedarfsplangesetz ist der Transportbedarf von Brunsbüttel nach Großgartach und Wilster nach Grafenrheinfeld festgelegt (SuedLink). Damit ist keine Festlegung des Trassenverlaufs verbunden. Dies erfolgt erst im zweiten Schritt im Rahmen der Bundesfachplanung und des anschließenden Planfeststellungsverfahrens.

Die Koalition verfolgt beim SuedLink die folgenden Ziele:

- Gemeinsame Stammstrecke über eine noch festzustellende Länge.
- Leitungen von Brunsbüttel nach Großgartach zumindest teilweise mit der Leitung von Wilster nach Grafenrheinfeld gebündelt.
- Wir erwarten von den Netzbetreibern, dass sie verschiedene Trassenvarianten als Alternativen vorlegen, von denen zumindest eine eine Abzweigung nach Westen vorsieht, die es ermöglicht, den stark belasteten Netzknotenpunkt Grafenrheinfeld zu entlasten, die Inanspruchnahme besonders schützenswerter Bereiche vermeidet und im Ergebnis keine Stammstreckenführung nach Großgartach über Grafenrheinfeld beinhaltet."[88]

Die HGÜ-Leitung soll grundsätzlich auf ganzer Länge als Erdkabel realisiert werden: "Dabei wird der zukünftige Vorrang von Erdverkabelung und – wo dies nicht möglich oder sinnvoll ist – auch die Nutzung vorhandener Trassen und Infrastrukturen helfen, eine verträgliche Gesamtlösung bei SuedLink zu erreichen."[89]

4.1.2 SuedostLink

Die geplante HGÜ-Leitung SuedostLink soll ebenfalls ganz neu geplant werden. Der Endpunkt der geplanten HGÜ-Leitung SuedostLink wird vom KKW Gundremmingen zum KKW Isar verlegt, der nördliche Anfangspunkt bleibt wohl Wollmirstedt (bei Magedeburg) oder Güstrow (bei Rostock)[90].

"Bei der Gleichstromleitung Südost verfolgt die Koalition die folgenden politischen Ziele:

- Bei der zur Erfüllung des Transportbedarfs im Korridor D zwischen Sachsen-Anhalt und Bayern geplanten Gleichstromleitung soll der Netzknoten Isar bei Landshut sein. Die Bundesnetzagentur wird daher im laufenden Verfahren zum Netzentwicklungsplan 2024 prüfen, ob der Netzknoten Isar bei Landshut als südlicher Endpunkt grundsätzlich geeignet ist, einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten.
- Das Ergebnis dieser Prüfung fließt in den Abwägungsprozess der BNetzA zur Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2024 ein.
- Der dort festgelegte südliche Endpunkt ebenso wie der nördliche Anfangspunkt werden im Bundesbedarfsplangesetz festgeschrieben."[91]

Auch diese HGÜ-Leitung soll grundsätzlich auf ganzer Länge als Erdkabel realisiert werden: "Der zukünftige Vorrang von Erdverkabelung und – wo dies nicht möglich oder sinnvoll ist – auch die Nutzung vorhandener Trassen und Infrastrukturen wird auch bei diesem Vorhaben helfen, eine verträgliche Lösung für die Leitungsführung zu finden."[92]

---

88 [Eckpunkte 2015, S. 10].

89 [Eckpunkte 2015, S. 10].

90 Zur noch im Netzentwicklungsplan 2024 vorgesehenen Trasse siehe Abb. 3.6.

91 [Eckpunkte 2015, S. 10/11].

92 [Eckpunkte 2015, S. 11].

4.1.3 Grafenrheinfeld – Altenfeld und Grafenrheinfeld – Mecklar

Laut den Regierungs-Eckpunkten sollen "noch stärker als bisher ... bestehende Trassen genutzt und neue soweit wie möglich vermieden werden".[93] Entsprechend entfallen die beiden geplanten Drehstromleitungen Grafenrheinfeld – Mecklar und Grafenrheinfeld – Schalkau – Altenfeld[94]:

- "Um eine Entlastung der Region um Grafenrheinfeld zu erreichen, wird die Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan 2024 die Übertragungsnetzbetreiber auffordern, Alternativen zu entwickeln, damit die beiden als Neubau geplanten Drehstrommaßnahmen Mecklar – Grafenrheinfeld und Altenfeld – Grafenrheinfeld entfallen können und stattdessen in Bestandstrassen mitgeführt und neue Endpunkte möglich werden."[95]
- "Die geplanten Wechselstromleitungen Grafenrheinfeld – Altenfeld und Grafenrheinfeld – Mecklar fallen weg. Die Netzbetreiber werden diese Leitungen in Bestandstrassen führen und neue Endpunkte vorschlagen."[96]

4.2 Beschlüsse zu Erdkabeln

4.2.1 Bei HGÜ-Leitungen: Erdkabel sollen Regelfall werden

Die Bundesregierung will, jedenfalls bei den geplanten HGÜ-Leitungen, Erdkabel zum Regelfall machen: "Erdkabel werden bei neuen Gleichstromtrassen in der Bundesfachplanung Vorrang erhalten. Bisher hatten Freileitungen den Vorrang und Erdkabel waren die Ausnahme. Die Mehrkosten sind gerechtfertigt, da die Maßnahme zu mehr Akzeptanz und zu einem schnelleren Ausbau führt."[97]

4.2.2 Bei neuen Drehstromleitungen: Erdkabelausführung wird erleichtert

Bei Drehstromleitungen sollen zwar weiterhin nur Pilotprojekte zulässig sein: "Aus technischen Gründen ist der Einsatz von Erdkabeln bei Wechselstrom erheblich schwieriger und teurer. Mit zusätzlichen Pilotprojekten wollen wir Erfahrungen sammeln und die technische Entwicklung vorantreiben."[98]

Eine Verkabelung soll aber grundsätzlich erleichtert werden[99]:

- Zu den bisher vorgesehenen vier Pilotstrecken für eine teilweise Erdverkabelung kommen weitere hinzu.
- Diese Vorhaben können mit einer Länge von zehn bis zwanzig Kilometern auch länger sein als die bisher geplanten Projekte, die nur eine Länge von drei bis fünf Kilometern aufweisen durften.
- Erdkabel können künftig verlegt werden, wenn eine Freileitung gegen bestimmte Belange des Naturschutzes verstoßen würde oder wenn große Bundeswasserstraßen wie Rhein oder Elbe zu queren sind.

---

93 [Eckpunkte 2015, S. 9].

94 Leitungsabschnitt Grafenrheinfeld – Schalkau/Südthüringen entfällt, Leitungsabschnitt Schalkau – Altenfeld wird ggf. mit der planfestgestellten Trasse Redwitz – Altenfeld mitgeführt, vgl. Kap. 3.3.2.

95 [Eckpunkte 2015, S. 11].

96 [BayWiMi 2015a, S. 1].

97 [Eckpunkte 2015, S. 9].

98 [Eckpunkte 2015, S. 9].

99 [BT 2015].

4.3 Beschlüsse zu Reservekraftwerken

Gemäß den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 sollen die bestehenden Reservekraftwerke in Bayern gesichert und der Bau neuer Reservekraftwerke vorangetrieben werden:

- "Wir werden die Reservekraftwerks-Verordnung anpassen. ... Damit wird auch der Fortbetrieb eines modernen Gaskraftwerkes wie Irsching erreicht. ...
- Darüber hinaus wird ab 2021 als Teil einer Reservelösung für Süddeutschland ein Segment von bis zu 2 GW für neue, schnell startfähige Kraftwerke vorgesehen, die schwarzstartfähig (d.h. ohne Unterstützung durch das Stromnetz hochfahrbar) und hoch flexibel regelbar sind."[100]

4.4 Auswirkungen der Regierungs-Eckpunkte auf die in Bayern geplanten Leitungen

4.4.1 Aktueller 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 ist obsolet

Für die in Bayern geplanten neuen Wechsel- und Gleichstromleitungen gibt es durch die Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015 für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2025 gegenüber 2024 wesentliche Änderungen:

- **HGÜ-SüdostLink** soll von Ostdeutschland nicht mehr zum KKW Gundremmingen (östlich von Ulm) führen, sondern zum KKW Isar (nördlich von München).
- **HGÜ-SüdLink** soll grundsätzlich direkt von Raum Hamburg in den Raum Stuttgart geführt werden, möglicherweise mit einer Abzweigung nach Grafenrheinfeld.
- Bei HGÜ-Leitungen wird ein Vorrang von Erdkabelung eingeführt. Dies erfordert laut Übertragungsnetzbetreiber eine komplette Neutrassierung der geplanten HGÜ-Leitungen[101].
- Die beiden geplanten Drehstromleitungen von KKW Grafenrheinfeld nach Altenfeld (südlich Erfurt) und von KKW Grafenrheinfeld nach Mecklar (bei Fulda) sollen als eigenständige Leitungen entfallen.

Die Regierungs-Eckpunkte machen also den aktuellen 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 obsolet, jedenfalls was die in Bayern geplanten Leitungen betrifft: "Die jüngsten Verhandlungsergebnisse werden den Übertragungsnetzbetreibern von der Bundesnetzagentur zur Auflage gemacht. Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Ergebnisse bei der Überarbeitung des nächsten Netzentwicklungsplans 2025 zu berücksichtigen."[102]

4.4.2 Umsetzung der Regierungs-Eckpunkte bis Ende 2015

Die Umsetzung der Regierungs-Eckpunkte bis Ende 2015 wird dem Bundeswirtschaftsministerium und der Bundesregierung übertragen:

- "Der Bundesminister für Wirtschaft und Energie wird die o.g. Maßnahmen in einem Weißbuch näher beschreiben und öffentlich konsultieren.
- Die Bundesregierung wird noch in diesem Jahr den Entwurf für ein Strommarktgesetz und eine Novelle der Reservekraftwerksverordnung vorlegen."[103]

Für die Umsetzung der Regierungs-Eckpunkte sind dabei folgende Maßnahmen vorgesehen:

- "Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2024 durch Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Koalitionsausschusses.
- Verabschiedung eines neuen Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) auf Grundlage des bestätigten Netzentwicklungsplans 2024 durch den Bundesgesetzgeber (darin enthalten sind lediglich die Anfangs- und Endpunkte neuer Leitungsmaßnahmen, keine Leitungsverläufe, keine Festlegung auf Erdkabel oder Freileitung).

---

100 [Eckpunkte 2015, S. 4], ganz ähnlich [BMWi 2015, S. 84].

101 So erklärte z.B. der für SuedLink zuständige Übertragungsnetzbetreiber TenneT: "Für SuedLink bedeutet der Erdkabel-Vorrang, dass die Planung möglicher Trassenkorridore neu aufgesetzt werden muss." [TenneT 2015b].

102 [BayWiMi 2015a, S. 2/3].

103 [Eckpunkte 2015, S. 5].

- Novelle Energie-Leitungs-Ausbaugesetz: Rechtliche Verankerung des Vorrangs der Erdverkabelung bei HGÜ-Projekten durch Bundesgesetzgeber."[104]

Im Einzelnen sind folgende Schritte vorgesehen:

- "Die jüngsten Verhandlungsergebnisse werden den Übertragungsnetzbetreibern von der Bundesnetzagentur zur Auflage gemacht.
- Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Ergebnisse bei der Überarbeitung des nächsten Netzentwicklungsplans 2025 zu berücksichtigen.
- Der überarbeitete Netzentwicklungsplan wird wiederum von der Bundesnetzagentur überprüft, ggf. überarbeitet und abschließend bestätigt.
- Diese Bestätigung bildet die Grundlage für die Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes durch den Bundestag. Erst im Zuge dieser Gesetzesänderung werden die bislang noch festgeschriebenen Trassenendpunkte Lauchstädt und Meitingen des Korridors D abgeändert.
- Parallel zu den vorgenannten Schritten ist die gesetzliche Verankerung des Vorrangs der Erdverkabelung bei HGÜ-Projekten vorgesehen.
- Sobald der Vorrang der Erdverkabelung sowie die neuen Trassenendpunkte im Gesetz festgelegt sind, werden die Übertragungsnetzbetreiber beginnen, einen Vorschlag für den tatsächlichen Leitungsverlauf zu erarbeiten.
- Die Übertragungsnetzbetreiber beantragen anschließend bei der Bundesnetzagentur das Bundesfachplanungsverfahren (früher Raumordnungsverfahren) für die jeweiligen Leitungsprojekte.
- Im Rahmen der sogenannten Antragskonferenzen, die entlang des vorgeschlagenen Leitungsverlaufs durchgeführt werden, ist die Beteiligung der Öffentlichkeit vorgesehen.
- Die Bundesnetzagentur prüft in einem weiteren Schritt den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Leitungsverlauf und verlangt ggf. weitere Änderungen.
- Am Ende dieses Verfahrens steht ein 1 Kilometer breiter Leitungskorridor fest.
- Auf das beschriebene Bundesfachplanungsverfahren folgt nun das Planfeststellungsverfahren, in dem weitere Details der Leitungsführung sowie betroffene Grundstücke, Immissionsschutz, Auflagen für den Bau etc. geprüft bzw. bestimmt werden.
- Das Planfeststellungsverfahren wird mit einem Planfeststellungsbeschluss abgeschlossen.
- Über etwaige Klagen von Betroffenen gegen den Planfeststellungsbeschluss entscheidet das Bundesverwaltungsgericht.

Wenn der Planfeststellungsbeschluss rechtskräftig ist, kann mit den Bauarbeiten begonnen werden."[105]

[104] [BayWiMi 2015b].

[105] [BayWiMi 2015a, S. 2-4].

Teil II : Alternativen

Bei jeder Begründung für eine erforderliche Erhöhung der Übertragungsleistung muss geprüft werden, ob der Netzausbau mit einem Stromüberschuss (´sonst müssten Kraftwerke abgeregelt werden´) oder mit einem erwarteten Stromdefizit (´dann gehen die Lichter aus´) begründet wird. In Abhängigkeit davon resultieren unterschiedliche Alternativen zur Problemlösung:

- Zuerst werden in Kap. 5 die netzdimensionierenden Problemfälle Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind und Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute mit ihren jeweiligen Unterfällen analysiert und bewertet.
- Anschließend werden in Kap. 6 Alternativen zum Bau neuer Stromleitungen dargestellt und bewertet.
- Das abschließende Kap. 7 vergleicht die Alternativen und macht Vorschläge für die erforderlichen Maßnahmen.

5. Netzdimensionierende Problemfälle: Stromüberschuss versus Stromdefizit

In diesem Kapitel werden die beiden Problemfälle Stromüberschuss und Stromdefizit näher erläutert:

- Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind,
- Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute.

Wie in Kap. 2 und 3 gezeigt, ist derzeit und auf absehbare Zeit der kritische, netzdimensionierende Fall nicht etwa ein erwartetes Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute, sondern ein erwarteter Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind. Beim Stromüberschuss übersteigt die erwartete momentane Stromproduktion die erwartete momentane Stromnachfrage in Deutschland, der erwartete Stromüberschuss wird dann ins Ausland verkauft.

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2023 und einer Reduzierung der am Markt befindlichen Kohle- und Gaskraftwerke wird dann irgendwann in der Zukunft der kritische, netzdimensionierende Fall nicht mehr, wie derzeit, ein erwarteter Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind sein, sondern ein erwartetes Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute.

5.1 Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind: Stromexport

Hier muss zwischen zwei Fällen unterschieden werden:

- Export von konventionellem, insbesondere Kohlestrom zeitgleich zu Starkwindeinspeisung (Kap. 5.1.1),
- Export von erneuerbarem Strom bei Starkwindeinspeisung trotz maximaler[106] Zurückregelung der konventionellen Kraftwerke (Kap. 5.1.2).

In der Praxis wird es zwischen den beiden Fällen Graubereiche geben, so dass jeweils auf den ganz überwiegenden Grund für den Stromüberschuss abgestellt werden sollte.

5.1.1 Überschussfall 1: Kohlestromexport zeitgleich zu Starkwindeinspeisung

Derzeit und auf absehbare Zeit ist der kritische, netzdimensionierende Fall nicht etwa ein erwartetes Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute, sondern ein erwarteter Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind. Beim Stromüberschuss übersteigt die erwartete momentane Stromproduktion die erwartete momentane Stromnachfrage in Deutschland, der erwartete Überschuss wird dann ins Ausland verkauft:

Dies belegen zum einen die in Kap. 2.1.2 dargestellten Ergebnisse der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf 2019/2020 in Verbindung mit ihrem dort schon zitierten Hinweis: "Durch den hohen Export in das Ausland und die geringe Erzeugung in Süddeutschland stellt sich ein erheblicher Transportbedarf von Energie von Norddeutschland nach Süddeutschland und ins europäische Ausland ein."[107]

---

[106] Im Stundenbereich ist die Zurückregelung durch die technische Regelungsfähigkeit der konventionellen Kraftwerke beschränkt, hingegen hängt im Tagesbereich der Kraftwerkseinsatz davon ab, ob Kraftwerke auch bei Netzenpässen ihren Strom am Markt anbieten dürfen.

[107] [BNetzA 2015, S. 87]; ganz ähnlich auch die BNetzA-Darstellung für 2015/16 [BNetzA 2015, S. 53] und für 2016/17 [BNetzA 2015, S. 68/69].

Die im Winter 2019/20 erwartete maximale Einspeisung an erneuerbaren Energien von 55,3 GW[108] liegt deutlich unter der deutschen Höchstlast von 86 GW[109]. Die geplante erhebliche Abregelung von Kraftwerken[110] ist deshalb ganz überwiegend bedingt durch die Einspeisung von konventionellem Strom zeitgleich zu Starkwindeinspeisung.

Die Versorgungssicherheit in Süddeutschland wird also laut Bundesnetzagentur dadurch bedroht, dass derzeit die Leitungen für diesen Kohlestromexport jedenfalls im Leitungsstörfall nicht ausreichen und deshalb für den Kohlestromexport für einen Ausfall von deutschen Nord-Süd-Leitungen in Süddeutschland und in Österreich/Italien Reservekraftwerke kontrahiert werden müssen (zukünftig auch in Polen). Diese Reservekraftwerke sind auch laut Bundesnetzagentur mitnichten zur Aufrechterhaltung der regionalen Stromversorgung in Süddeutschland erforderlich, sondern zur Absicherung der kontrahierten Kohlestromexporte. Durch SuedLink[111] und SuedostLink[112] wird der Umfang der für den Stromexport benötigten Reservekraftwerke verringert[113].

5.1.2 Überschussfall 2: Erneuerbarer Stromexport bei Starkwindeinspeisung

(1) Immer mehr erneuerbarer Stromüberschuss zu erwarten

Wegen der starken Fluktuation der Wind- und Sonnenenergie erwarten die Windmüller bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien zu Recht immer häufiger enorme Mengen an erneuerbarem Stromüberschuss. Dieser Stromüberschuss müsse nach Meinung mancher Windmüller über ein neues riesiges europaweites Stromnetz über große Entfernungen in ganz andere geografische Regionen übertragen werden. Kurz: Jedweder Netzausbau sei gut für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und für die Energiewende.

Bei weiterem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien könnte es durchaus sein, dass auch bei angemessener Zurückregelung konventioneller Kraftwerke die momentane erneuerbare Stromerzeugung die verbleibende deutsche Stromnachfrage immer häufiger übersteigt und deshalb immer häufiger ein enormer momentaner Stromüberschuss anfällt. Dies ist der tieferliegende Grund dafür, dass z.B. die GRÜNEN Energieminister[114] jedweden Netzausbau als unabdingbar für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und für die Energiewende erachten[115].

(2) Neues europaweites Super-Stromnetz für erneuerbaren Stromüberschuss sinnvoll?

Mittelfristig wäre dann ein neues europaweites Super-Stromnetz erforderlich, mit dem der erneuerbare Stromüberschuss über große Entfernungen in ganz andere geografische Regionen übertragen werden könnte. Inwieweit für die Integration eines erneuerbaren Stromüberschusses ein massiver deutscher und später europaweiter Netzausbau eine sinnvolle und kostengünstige Lösung ist, wurde bisher nicht untersucht[116]. In jedem Fall müssten die daraus resultierenden einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten in Bezug gesetzt werden zu den Alternativen, die in Kap. 6 erläutert werden.

---

108 Tab. 2.2, Z. (2.2), Sp. (3a) und (3b).

109 Tab. 2.2, Z. (1.1), Sp. (3a) und (3b).

110 Tab. 2.3, Z. (1), Sp. (3a) und (3b).

111 Siehe Kap. 3.1.

112 Siehe Kap. 3.2; Kap. 3.2.2 zeigt auf der Basis von Daten der Bundesnetzagentur für das Zieljahr 2023, dass der SuedostLink ausschließlich zum Transport von Kohlestrom erforderlich ist.

113 Vgl. Kap. 2.1.2(1).

114 Vgl. Kap. 1.1.

115 "Der Netzausbau ist die mit Abstand günstigste Option zur Integration von Erneuerbaren in großem Stil. Das belegen zahlreiche Studien", behauptet STERNER, Prof. für Energiespeicherung und erneuerbare Energien, Technische Hochschule Regensburg, in der Juliausgabe 2015 der Zeitschrift Neue Energie, ohne allerdings auch nur eine dieser "zahlreichen Studien" zu bennen. Und er fährt unter Bezug auf SuedostLink fort: "Die ... Ziele der Energiewende ... werden nicht erreicht, wenn wir in einem Bundesland irrsinnig viel Strom abregeln und in einem anderen Bundesland die fehlenden Mengen durch Strom aus ... Gaskraftwerken auffüllen", ohne zur Kenntnis zu nehmen, dass SuedostLink ausschließlich zum Export von Braunkohlestrom zeitgleich zu Starkwindeinspsiung erforderlich ist, vgl. Kap. 3.2.2.

116 Bisher gibt es nur Planungen bei unbeschränkter zeitgleicher Einspeisung von konventionellen Kraftwerken [ENTSO-E 2014, S. 10/11]. Für Europa werden dort bis 2030 in Fig. 0-3 rund 27.000 km neue Freileitungen, knapp 2.000 km Erdkabel an Land und gut 19.000 km Seekabel vorgeschlagen bei Gesamtkosten

5.2 Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute

Wie schon erläutert, ist derzeit und auf absehbare Zeit der kritische, netzdimensionierende Fall ein erwarteter Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind[117]. Nach schrittweiser Verringerung der installierten konventionellen Kraftwerksleistung kann zukünftig der kritische, netzdimensionierende Fall ein erwartetes Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute werden.

5.2.1 Defizitfall 1: Zu wenig Übertragungsleistung

(1) Ost- und westdeutsche Braunkohlekraftwerke als Ersatz für süddeutsche Kernkraftwerke

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2023 kann in Süddeutschland ein Stromdefizit durch zu geringe Übertragungsleistung von den Reservekraftwerken in Ost- und Westdeutschland (Norddeutschland und Offshore sind irrelevant, da Dunkelflaute) nach Süddeutschland verursacht werden.

Laut Netzentwicklungsplan 2024 sollen ost- und westdeutsche Braunkohlekraftwerke als Ersatz für süddeutsche Kernkraftwerke dienen. Dafür sind starke neue Übertragungsleitungen zu den süddeutschen Kernkraftwerksstandorten geplant. Das ist eine technisch einfache und sichere Lösung, die aber viele kommunale und private Energiewende-Investitionen und die Energiewende insgesamt konterkariert. Auch deshalb haben sich z.B. alle betroffenen bayerischen Landkreise strikt gegen die geplanten neuen Leitungen von Ostdeutschland nach Bayern ausgesprochen.

(2) Neues europaweites Super-Stromnetz für Abdeckung eines Stromdefizits sinnvoll?

Der Ausgleich würde sicher erleichtert, wenn Strom aus solar-thermischen Kraftwerken, dessen Erzeugung über Wärmespeicher zeitlich verlagert und verstetigt werden kann, in größerem Umfang importiert werden könnte. Für einen europaweiten Ausgleich und den Import von Solarstrom aus Nordafrika wäre in 2030 eine zusätzliche HGÜ-Übertragungsleistung zwischen Deutschland und den Nachbarländern von 13,8 GW erforderlich, mehr als eine Verdoppelung gegenüber den in 2012 in Drehstromtechnologie existierenden 11,7 GW: Hierfür müssten alleine in Deutschland 10 neue HGÜ-Leitungen gebaut werden. In ganz Europa wäre gemäß diesen Berechnungen eine zusätzliche HGÜ-Übertragungsleistung von 54,3 GW erforderlich, davon 11,2 GW bis nach Nordwestafrika. Bis 2050 wären weitere 188 GW HGÜ-Übertragungsleistung erforderlich, davon 68 GW bis nach Nordwestafrika.[118] Ein derartiger Leitungsneubau erscheint weder umsetzbar noch wirtschaftlich zumutbar.

Auch bei einer Verknüpfung von ganz Nordwesteuropa durch ein neues Supernetz würden z.B. die nordwesteuropäischen Offshore-Windkraftwerke pro Jahr insgesamt rund 4 Wochen lang weniger als 2% ihrer insgesamt installierten Leistungen erzeugen[119]. Zur Abdeckung von längeren Dunkelflauten müssten also in jedem Fall die neuen Leitungen weit über Nordwesteuropa hinausgreifen, um ganz unterschiedliche Wetterzonen miteinander zu verknüpfen. Dies ist mit enormen Kosten verbunden, wie DESERTEC[120] gezeigt hat, und es sind geringe Auslastungen zu erwarten, da diese Netze nicht zur Versorgung einzelner Länderregionen genutzt werden, sondern nur zum Ausgleich von stark fluktuierenden Überschüssen.

In jedem Fall müssen auch hier die daraus resultierenden einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten in Bezug gesetzt werden zu den Alternativen, die in Kap. 6 erläutert werden.

von rund 150 Mrd. €. Es wäre außerst hilfreich für die Leitungsdiskussionen, wenn z.B. die GRÜNEN Energieminister eine derartige Studie in Auftrag gäben, z.B. an den Autor dieses wissenschaftlichen Gutachtens.

117 Siehe Kap. 5.1.

118 [Leitstudie 2011, S. 165].

119 [Greenpeace 2008, S. 27].

120 [Desertec 2014]; am 14. Oktober 2014 wurde DESERTEC aufgelöst.

5.2.2 Defizitfall 2: Zu wenig Reservekraftwerke in Gesamtdeutschland und auch in den benachbarten Ländern

(1) Konventionelle Kraftwerke werden stillgelegt

Wegen des Ausbaus der erneuerbaren Energien resultieren immer häufiger sehr niedrige Strompreise, weshalb mehr und mehr konventionelle Kraftwerke, v.a. auch die älteren, stillgelegt werden und der Neubau von konventionellen Kraftwerken unwirtschaftlich wird. So sind nach BDEW-Angaben[121] derzeit in Deutschland insgesamt 74 konventionelle Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 33 GW geplant, genehmigt oder im Bau, aber mittlerweile stünden davon 39 Projekte auf der Kippe, während 2014 erst 32 Projekte gefährdet waren und 2013 gar nur 22. Zudem seien 50 bestehende Kraftwerke bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldet.

In den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 wurde zur CO_2-Einsparung beschlossen, schrittweise 2,7 GW Braunkohle bis 2020 in die deutsche Netzreserve zu überführen und bis 2024 endgültig stillzulegen.[122]

(2) Einsatz von norwegischen Wasserkraftwerken zur Sicherstellung der Stromversorgung in Bayern

Anhänger der Energiewende schlagen einen stärkeren Einsatz von norwegischen Wasserkraftwerken zur Sicherstellung der Stromversorgung in Bayern vor und begründen damit die Notwendigkeit von neuen Leitungen, so etwa der frühere GRÜNE MdB FELL: "Lediglich der über neue Netze wie SuedLink u.a. nach Bayern transportierte Strom aus Wind- und norwegischer Wasserkraft kann helfen, dass in den nächsten Jahren auch in Bayern alle Atomkraftwerke abgeschaltet werden können."[123]

Hierfür sind in jedem Fall neue HGÜ-Leitungen von Norwegen nach Norddeutschland erforderlich; derzeit wird nur das Projekt NordLink mit 1,4 GW Übertragungsleistung weiterverfolgt[124]. Für die Weiterleitung nach Süden steht bei Dunkelflaute das bestehende Stromübertragungsnetz zur Verfügung, da dann nur sehr wenig erneuerbarer Strom ins Netz eingespeist wird.

Leider gibt es bisher keinerlei Untersuchungen, ab welcher Größenordnung einer norwegischen Reserveleistung neue Leitungen in Deutschland erforderlich wären. In jedem Fall müssten auch hier die daraus resultierenden einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten in Bezug gesetzt werden zu den Alternativen, die in Kap. 6 erläutert werden.

(3) Neue Leitungen können überregionale Kraftwerksknappheit bestenfalls mildern

Inwieweit zukünftig wegen fehlender Kraftwerksleistung bei Dunkelflauten kritische Versorgungssituationen resultieren, und v.a. wann dies voraussichtlich eintreten könnte, wurde bisher nicht untersucht. Sobald aber nicht mehr Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind[125] netzdimensionierend ist, sondern Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute, steht bei Dunkelflauten ein wachsender Engpass an konventioneller Reservekraftwerksleistung zu befürchten.

In keinem Fall können dann zusätzliche Übertragungsleitungen diese durch Leistungsdefizit verursachten kritischen Versorgungssituationen beheben, da in diesem Fall überregional Reservekapazität fehlt. Spätestens dann ist also der Bau zusätzlicher Reservekraftwerke insbesondere in Süddeutschland erforderlich.[126]

---

121 [BDEW 2015].

122 [Eckpunkte 2015, S. 7].

123 [Fell 2015].

124 Vgl. Kap. 6.1.2(1).

125 Von BNetzA als Starkwind-Starklast bezeichnet, vgl. etwa [BNetzA 2014, S. 69].

126 Vgl. Kap. 3.4.6 und 6.1.4.

6. Alternativen zum Bau neuer Stromleitungen

Die Alternativen zum Bau neuer Stromleitungen werden in drei Gruppen eingeteilt:

- Alternativen zur Verringerung der benötigten Übertragungsleistung,
- Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Leitungsneubau,
- Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung mittels Leitungsneubau.

6.1 Alternativen zur Verringerung der benötigten Übertragungsleistung

6.1.1 Abregelung von Erzeugungsleistung (Spitzenkappung)

(1) Netzausbau für seltene Einspeisespitzen ist weder wirtschaftlich noch gesetzlich geboten

Netze sollten nicht für seltene Einspeisespitzen ausgebaut werden, wie die Bundesnetzagentur bereits 2012 in einem Grundsatzpapier feststellte: "Der Netzausbau muss sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich effizient sein. Dies bedeutet, dass die Netze in der Energiezukunft nicht zur Aufnahme von jeder beliebig angebotenen Strommenge ausgebaut werden sollten"[127].

Die gesetzliche Anweisung zu einer gewissen Beschränkung des Netzausbaus[128] drückt eigentlich nur die wirtschaftliche Selbstverständlichkeit aus, dass für seltene kurze Spitzen der **Leistung** der möglichen Erzeugung, die selbst in ihrer Summe nur äußerst wenig **Energie** (= Leistung mal Zeit) und damit wenig Brennstoffkostenersparnis erbringen, keine zusätzliche Übertragungskapazität geschaffen werden sollte.

Der Netzausbau ist dann optimal, wenn seine Grenzkosten gleich sind seinem Grenznutzen. Ein Beispiel[129]: Wenn für die Abdeckung einer zusätzlichen Stromnachfrage in Süddeutschland ein norddeutsches Kohlekraftwerk und ein süddeutsches Gaskraftwerk zur Verfügung stehen, muss geprüft werden, ob der Vorteil der (gegenüber einem Gaskraftwerk) niedrigeren variablen Kosten eines norddeutschen Kohlekraftwerks die Nachteile eines ggf. erforderlichen Netzausbaus überwiegt, ob also die eingesparten Brennstoffkosten (= Grenznutzen) größer sind als die dadurch ggf. verursachten Netzausbaukosten (= Grenzkosten).

(2) Durch Abregelung von erneuerbaren Leistungsspitzen kann der Netzausbaubedarf deutlich verringert werden

Für Leitungen, deren Notwendigkeit mit der Fernübertragung von erneuerbarem Strom, insbesondere aus Windenergieanlagen, begründet wird, wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt[130]. Demnach ist der Netzausbau dann optimal, wenn über die Leitungen etwa 60% bis 70% der regional insgesamt installierten Windenergie-Generatorleistung gesichert in weiter entfernte Nachfrageschwerpunkte übertragen werden kann, nicht aber die Jahresspitze von 90% und mehr, wie in den Netzentwicklungsplänen vorgesehen.

Wichtig: Die Begrenzung bedeutet nicht, dass jedes einzelne Windkraftwerk auf 65% seiner jeweils installierten Leistung reduziert wird. Nur bei momentan sehr hohem simultanen Windenergieangebot in größeren Gebieten der Regelzone, was im Mittel sehr selten und nur für kurze Zeitabschnitte vorkommt, kann die Summe der regionalen Windkraftwerksleistungen die Grenzlast des Netzes von z.B. 65% der installierten Gesamtleistung der Windkraftwerke überschreiten. Nur während dieser seltenen und meist kurzen Perioden müssen die Windkraftwerke insgesamt soweit heruntergeregelt werden, dass die momentan zulässige Belastbarkeit des Netzes nicht überschritten wird.[131]

---

127 [BNetzA 2012, S. 21]; siehe zu erneuerbaren Energien [Jarass/Obermair 2012, Kap. 6, S. 140ff.].

128 § 11 Abs. 1 EnWG: "... Energieversorgungsnetz bedarfsgerecht ... auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist"; § 12 Abs. 3 EEG: "Netzbetreiber muss sein Netz nicht ... ausbauen, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist".

129 In Weiterführung des Beispiels aus Kap. 3.4.1.

130 [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.3]; [Jarass/Obermair 2012, Kap. 6.3].

131 [Jarass 2013, S. 579].

Der Netzentwicklungsplan 2023 bestätigte das große Potenzial der Abregelung der erneuerbaren Erzeugungsspitzen für eine Verminderung des erforderlichen Netzausbaus: "Das Abschneiden der regenerativen Erzeugungsspitzen, die nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten, kann den Netzausbau reduzieren. Die Höhe der abgeschnittenen Leistung und der daraus resultierenden nicht übertragbaren Energiemengen ist eine entscheidende Einflussgröße für den Netzausbaubedarf."[132]

(3) Netzausbau für seltene Einspeisespitzen rechtswidrig?

Trotzdem wurden im Netzentwicklungsplan 2023 (wie auch 2024) die Möglichkeiten des Abschneidens systematisch unberücksichtigt gelassen: "Auf Basis der aktuell gültigen gesetzlichen Regelungen ist der EEG-Strom jedoch vollständig aufzunehmen und zu übertragen. Deshalb wird diese Möglichkeit des Abschneidens von Erzeugungsspitzen im Netzentwicklungsplan nicht systematisch betrachtet."[133]

Dabei wird allerdings im Netzentwicklungsplan nicht berücksichtigt, dass der Gesetzgeber insbesondere auch den Netzausbau unter den Vorbehalt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit gestellt hat.[134] Die Verpflichtung zur Integration erneuerbarer Energien beinhaltet keineswegs, wie im Netzentwicklungsplan angenommen, dass der Netzbetreiber sicherstellen muss, dass jede in seinem Einzugsgebiet erzeugbare Kilowattstunde erneuerbare Energie auch jederzeit gesichert übertragen werden kann. Nach einer derartigen Gesetzesauslegung müssten das Übertragungsnetz auch für die maximale Windspitze[135] ausgebaut werden. Es müssten für die gesicherte Einspeisung auch der sehr seltenen und sehr kurzen simultanen Spitzen der Erzeugung erneuerbarer Energien und die dafür erforderliche Erhöhung der Übertragungsleistung mittels Neubau von Nord-Süd-Leitungen viele Millionen Euro investiert werden, um einen Mehrertrag an erneuerbaren Energien im Wert von einigen Tausend Euro zu erzielen[136]. Der resultierende Netzausbau steht damit offensichtlich nicht nur im Widerspruch zum gesunden Menschenverstand, sondern auch zu der gesetzlich gebotenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus[137].

(4) Erneuerbare Einspeisespitzen werden ab Netzentwicklungsplan 2025 abgeregelt

Die Übertragungsnetzbetreiber haben mittlerweile das Potenzial einer Kappung von Windenergiespitzen für einen verminderten Netzausbau bestätigt und fordern eine "Berücksichtigung der zeitgleichen Auslastung des Übertragungsnetzes als Parameter für die Kappung anstelle einer bloßen Ausrichtung an der Höhe (Leistung) der Windenergieeinspeisung"[138].

Die Bundesnetzagentur hat nun Ende 2014 für den Netzentwicklungsplan 2025 eine quantifizierte Berücksichtigung der Spitzenkappung von erneuerbaren Energien verbindlich vorgeschrieben[139]: "Um den Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien verpflichtet ... für die Ermittlung des Transportbedarfs eine reduzierte Einspeisung aller Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen (Bestands- und Neuanlagen) zu Grunde zu legen", und zwar maximal je Anlage "um 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge"[140].

Der Bayerische Energiedialog forderte im Januar 2015 eine stärkere Spitzenkappung und forderte zudem die Bundesregierung auf, für die Spitzenkappung "die rechtlichen Regelungen zur Netzentwicklungsplanung" anzupassen[141], wodurch die Vorgaben der Bundesnetzagentur rechtlich abgesichert würden.

Durch Spitzenkappung kann der Netzausbaubedarf deutlich vermindert werden, allerdings nur, wenn die gekappte Einspeisung nicht – wie derzeit? – durch andere Kraftwerke ersetzt wird, für deren Einspeisung ggf. zusätzliche Leitungen erforderlich sind. Im Extremfall würde dann ein Windpark zurückgeregelt wer-

132 [NEP 2023/1, S. 25].

133 [NEP 2023/1, S. 25].

134 Siehe Kap. 6.1.1(1); siehe hierzu auch [Jarass 2013a, S. 324].

135 Die höchstens für einige Stunden im Jahr auftritt, vgl. [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Tab. 10.2].

136 Siehe hierzu auch [Jarass/Obermair 2012, Kap. 6.1.2]; [Obermair/Jarass 2013, Teil 2].

137 § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG; § 9 Abs. 3 EEG.

138 [BNetzA 2013, S. 16].

139 Damit wurde eine vom Autor seit vielen Jahren (erstmalig wohl in [Jarass/Obermair 2005]) erhobene Forderung endlich umgesetzt.

140 [BNetzA 2014a, S. 3].

141 [BayWiMi 2015, S. 13].

den, und die dadurch entfallende Einspeiseleistung würde durch das Hochfahren eines benachbarten Kohlekraftwerks ausgeglichen werden. Der Effekt einer Spitzenkappung auf den benötigten Leitungsausbau wäre dann sehr gering.[142]

(5) Abregelung von konventionellen Kraftwerken nur in einem alternativen CO_2-Begrenzungsszenario des Netzentwicklungsplans 2025

Nach dem derzeit im Netzentwicklungsplan angewandten Marktmodell wird der Kraftwerkseinsatz von einzelnen Erzeugungsanlagen basierend auf ihren jeweiligen variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt[143]: Eine gegebene Stromnachfrage im In- und Ausland wird durch die im In- und Ausland einsatzbereiten Kraftwerke mit den niedrigsten variablen Kosten der Stromerzeugung gedeckt. Entsprechend werden in Deutschland auch bei ausreichender erneuerbarer Stromerzeugung, z.B. bei Starkwindeinspeisung, Kohlekraftwerke für den Kohlestromexport betrieben, und zwar ausschließlich deshalb, weil die variablen Kosten der deutschen Kohlekraftwerke niedriger sind als die variablen Kosten der damit konkurrierenden ausländischen Kraftwerke. Wie die in Kap. 2 erläuterten Berechnungen der Bunesnetzagentur zeigen, müssen v.a. deshalb neue Leitungen gebaut werden.

Kritische Versorgungssituationen sind, wie in Kap. 2 und 3 gezeigt, NICHT durch erneuerbare Energien bedingt, sondern durch den wachsenden Export von Kohlestrom. Der Öffentlichkeit aber wird erklärt, die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien verursache den erhöhten Netzausbaubedarf.

Haben konventionelle Kraftwerke tatsächlich auch dann einen Rechtsanspruch auf gesicherte Einspeisung und Übertragung, wenn sie zur Deckung der momentanen Stromnachfrage in Deutschland nicht erforderlich sind[144], etwa unter Verweis auf den "internationalen Stromhandel"[145] oder ein generelles Recht der "Befriedigung der Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität"[146]?

Der Netzentwicklungsplan 2023 erläutert: "Die freie Standortwahl von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen und ihr freier Einsatz im deutschen und europäischen Markt sind ebenso wie die vorrangige Einspeisung Erneuerbarer Energien, des KWK-Stroms und die vollständige Integration der erzeugten Energie in Deutschland gesetzlich geregelt."[147]

Ein unnötiger Betrieb von Kohlekraftwerken[148] ist konträr zu den gesetzlichen Zielsetzungen der Energiewende, wie sie in § 1 Abs. 1 EEG klar definiert sind:

- Klima- und Umweltschutz,
- nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung,
- Einbeziehung auch der langfristigen externen Effekte bei der angestrebten Verringerung der sozialen Kosten der Energieversorgung,
- Schonung fossiler Energieressourcen.

Vor diesem Hintergrund ist die Frage von Bedeutung, wie diese Zielsetzungen, die auch in den entsprechenden EU-Regularien niedergelegt sind, erreicht werden können unter Beachtung des Zusammenspiels von EU-Verordnungen und EU-Richtlinien mit der deutschen Gesetzeslage laut Energiewirtschaftsgesetz, Erneuerbare-Energien-Gesetz und den dazu erlassenen Verordnungen.

---

142 Resultiert auch daraus die relativ kleine Verringerung des Netzausbausbedarfs in den Sensitivitätsuntersuchungen der Bundesnetzagentur zur Spitzenkappung [BNetzA 2013]?

143 [NEP 2014, Kap. 3.1, S. 37-40]; vgl. Kap. 3.4.1.

144 Zzgl. zur Netzstabilisierung unabdingbar erforderlicher konventioneller Kraftwerke, vgl. [Jarass 2013, S. 576/577].

145 [EU 2006]; [EU 2009]; [EU 2009a].

146 Z. B. gemäß § 11 Abs. 1, § 12 Abs. 3, § 17 Abs. 1, § 20 Abs. 1 EnWG, vgl. [Jarass 2013, S. 577].

147 [NEP 2023, S. 37].

148 Etwa für eine konventionelle Stromproduktion für den Stromexport bei ausreichender Einspeisung erneuerbarer Energien; dabei müssen die zur Netzstabilisierung unabdingbar erforderlichen konventionellen Kraftwerke sowie Heizkraftwerke ohne Wärmespeicher angemessen berücksichtigt werden.

Die Abregelung von konventionellen Kraftwerken als Mittel zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs wird im Netzentwicklungsplan 2024 ausdrücklich als Möglichkeit erwähnt:

- Eine Abregelung durch "Kapazitätseinschränkung an lastflussrelevanten Grenzen"[149], insbesondere durch die ab 2019/20 vorgesehene "Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der Grenze DE – AT"[150], führt bei Berücksichtigung des Einspeisevorrangs von erneuerbaren Energien ganz überwiegend zu einer Verringerung der Einspeisemöglichkeiten von Kohlestrom zeitgleich zu Starkwindeinspeisung und damit zu einer Verringerung des Netzausbaubedarfs.
- Letztlich führt eine derartige Kapazitätseinschränkung zu einem "Vermarktungsverbot für konventionelle Erzeugung"[151] bei drohender Netzüberlastung, also insbesondere bei Kohlestromeinspeisung zeitgleich zu Starkwindeinspeisung.

Bei der Netzentwicklungsplanung[152] bleibt die Möglichkeit einer Abregelung von konventionellen Kraftwerken unberücksichtigt. Nur bei der konkreten tageweisen Planung der einzelnen Bilanzkreise werden von den Übertragungsnetzbetreibern im Notfall (§ 13 EnWG), z.B. bei einem Leitungsengpass, konventionelle Kraftwerke gegen Entschädigung abgeregelt.

Für den Netzentwicklungsplan 2025 schreibt die Bundesnetzagentur die Untersuchung eines zusätzlichen Szenarien mit geringeren CO_2-Emmissionen vor, und zwar bei konstanter installierter Leistung der konventionellen Kraftwerke: Für die "... Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation" wird als Nebenbedingung vorgegeben, "... dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2025 maximal 187 Mio. t CO_2 emittiert ..., im Jahr 2035 maximal 134 Mio. t CO_2 ..."[153].

Zukünftig wird also in einem CO_2-Begrenzungsszenario des Netzentwicklungsplans 2025 eine CO_2-bedingte Abregelung von konventionellen Kraftwerken berücksichtigt. Dies führt gegenüber dem bisher verwendeten Marktmodell zu einem geringeren Einsatz von konventionellen Kraftwerken (v.a. von Braunkohlekraftwerken) gegenüber dem bisher verwendeten Marktmodell.

6.1.2 Stromspeicher

Ein verlustarmer und sehr kostengünstiger Speicher für elektrische Energie wäre ideal für den Ausgleich der stark fluktuierenden Energien: Bei hohem Windenergieangebot und niedriger Stromnachfrage könnte dann z.B. der Windstrom in einen Speicher übertragen werden und bei niedrigem Windenergieangebot und hoher Stromnachfrage die gespeicherte elektrische Energie wieder ins Netz eingespeist werden.

Die Realität sieht leider anders aus:

- Speicher für elektrische Energie sind teuer und deshalb nur bei hohen Benutzungsdauern wirtschaftlich.
- Zudem gehen zwischen 20% und 50% der eingespeicherten elektrischen Energie durch physikalisch bedingte Umwandlungsverluste verloren.[154]

(1) Kurzfristige zentrale Stromspeicherung (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Batterien)

Stromspeicher (wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke und Batterien) können sowohl bei Stromüberschuss als auch bei Stromdefizit das Stromangebot vergleichmäßigen und dadurch grundsätzlich den benötigten Leitungsausbau verringern.[155]

Stromspeicher können seit dem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht mehr so profitabel eingesetzt werden: Früher kauften die Pumpspeicherkraftwerke nachts und am Wochenende billig Strom ein (v.a. aus Kern- und Braunkohlekraftwerken, die beide nur schwer regelbar sind) und verkauften ihn teurer um die Mittags- und

149 [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 8].

150 [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 8]; vgl. hierzu auch Tab. 2.3, Sp. (3a) und (3b).

151 [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 8].

152 So auch im aktuellen 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 [NEP 2024]; siehe auch [BNetzA 2014a].

153 [BNetzA 2014a, S. 3].

154 Vgl. hierzu [Jarass/Obermair 2012, Tab. 1.7, S. 35, Kap. 3.4.4, S. 90-93].

155 Vgl. hierzu [Jarass/Obermair 2012, Kap. 7.3.1, S. 182-184].

früher Abendzeit. Von der Preisdifferenz wurden die Investitions- und Betriebskosten der Pumpspeicherkraftwerke gedeckt. Inwieweit Pumpspeicherkraftwerke bei den derzeitigen Marktbedingungen rentabel betrieben werden können, ist strittig: Photovoltaik nimmt häufig die profitable Mittagsspitze weg, und bei Starkwind entfällt zudem die profitable Abendspitze. Deshalb und wegen des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien sind die Differenzen zwischen Starklast und Schwachlast kleiner und sehr viel unregelmäßiger geworden. Viele geplante Pumpspeicherprojekte sind deshalb in Deutschland zurückgestellt worden.

Die Nutzung der norwegischen Stromspeicher erfordert riesige neue HGÜ-Leitungen durch die Nordsee. Von den beiden geplanten HGÜ-Verbindungen zu den Wasserspeichern nach Norwegen wird momentan nur NordLink mit 1,4 GW Übertragungsleistung von Wilster im Raum Hamburg nach Tonstadt in Südnorwegen weiterverfolgt[156]. NorGerLink mit 1,4 GW von Elsfleth an der Unterweser nach Kristiansand in Südnorwegen wurde u.a. wegen der Gefahr fehlender Wirtschaftlichkeit auf später verschoben.

Eigentlich sollten die Pumpspeicherkraftwerke dazu dienen, Überschussenergie zu speichern und bei Defiziten wieder auszuspeichern. So einfach ist das aber nicht: Die Pumpspeicherkraftwerke werden derzeit nicht von den Übertragungsnetzbetreibern betrieben (was sinnvoll wäre), sondern von Dritten nach deren Bedürfnissen (in Ostdeutschland vom Braunkohlebetreiber Vattenfall). Zudem erzeugen Pumpspeicherkraftwerke auch (bei entsprechenden Preisen) sehr kurzfristige Regelenergie, die die Leitungen gerade in Hochlastphasen zusätzlich belasten können. So beklagt z.B. der Übertragungsnetzbetrieber 50Hertz in einer Stellungnahme das "kontraproduktive Verhalten des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal in Hochlastphasen auf die Auslastung der 380 kV Leitung Remptendorf – Redwitz, das zu Überlastsituationen führt".[157]

Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen eine kurzfristige Glättung im Minuten- und Stundenbereich von Stromangebot und Stromnachfrage und vermindern dadurch grundsätzlich den Netzausbau. Allerdings müssen die Speicher an das überregionale Netz angebunden werden, was insbesondere in einer Region mit einer sehr hohen Pumpspeicherdichte, z.B. in der Region Südthüringen, den Leitungsbedarf erhöhen kann, wie der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz betont: "Ja wir wissen, dass in Thüringen die Pumpspeicherdichte sehr groß ist. Das ist natürlich ein Thema. Der Betrieb von Pumpspeichern führt in bestimmten Zeitfenstern zu einer erhöhten Netzbelastung."[158]

Derartige Anbindungsleitungen sollten zur Verringerung von zusätzlichen Landschaftsbelastungen zwingend per Erdkabel realisiert werden.[159]

(2) Kurzfristige dezentrale Stromspeicherung (z.B. Batterien)

Vielleicht werden in einigen Jahren lokale Speicher in der Nähe von Windparks gebaut, um trotz der stark fluktuierenden Stromerzeugung im Tagesverlauf Strom bedarfsgerecht anbieten zu können: Bei Stromüberschuss wird Strom dezentral nahe der Erzeugung eingespeichert, bei Stromdefizit kann dann gesichert, also unabhängig von der momentanen Windstromerzeugung, Strom ins Netz eingespeist werden.

So wurde 2014 in Schwerin Europas erster kommerzieller Batteriespeicher mit einer Leistung von 5 MW und einer Speicherkapzität von 5 MWh in Betrieb genommen[160], ein Quantensprung gegenüber den bisher verfügbaren Batteriespeichern im Bereich von 0,1 MW. Zudem garantiert der Zellhersteller Samsung SDI die Leistung der verwendeten Lithium-Ionen-Zellen 20 Jahre lang.

Hinweis: Elektromobilität ist in großem Umfang nur sinnvoll zum Zeitpunkt von Überschuss an erneuerbarem Strom. Zur Vermeidung neuer Reservekraftwerke für Dunkelflauten sind hybride Autos erforderlich, dessen Benzinmotor eine Art Reservekraftwerk bildet. Die Autobatterien können bei Dunkelflauten zur Rückeinspeisung ins Stromnetz verwendet werden.

---

156 Planfeststellungsbeschluss für die deutsche 12-Seemeilenzone und den Landabschnitt in Schleswig-Holstein erfolgte für NordLink am 30. Juni 2014.

157 So WIRTH in einer Email vom 13. Juli 2015 an den Verfasser.

158 Öffentliche Anhörung am 01. Juli 2015 zum Projekt P44 (380 kV Schalkau – Grafenrheinfeld); laut WIRTH in einer Email vom 13. Juli 2015 an den Verfasser.

159 Vgl. Kap. 6.3.1.

160 [Younicos 2014].

(3) Langfristige Energiespeicherung (z.B. Power to Gas)

Bei Stromüberschuss wird erneuerbares Gas erzeugt und in das Gasversorgungssystem eingespeist. Dabei können die bestehenden Gasspeicher genutzt werden. Bei einem späteren Stromdefizit kann dann erneuerbares Gas in Gaskraftwerken für die Stromproduktion verwendet werden.

6.1.3 Nachfragemanagement

Durch Nachfragemanagement wird die momentane Stromnachfrage an das momentane Stromangebot angepasst.[161] Hierfür ist zwingend eine Steuerung des Energieverbrauchs (z.B. durch Smart Grid[162]) zwischen Stromverbraucher und Stromversorger erforderlich. Durch Nachfragemanagement werden Nachfragespitzen gekappt, und bei einem erwarteten Stromdefizit wird die Nachfrage verringert. Dadurch kann der Netzausbau deutlich reduziert werden.

Es ist unklar, ob Nachfragemanagement im Netzentwicklungsplan 2024 nennenswert berücksichtigt wurde: "Dabei können die Modelle auch einen so genannten Demand Side Response berücksichtigen, d. h. eine Verminderung der Stromnachfrage in Zeiten hoher Preise und ein Nachholen des Energiebezugs in Zeiten niedriger Preise."[163]

In jedem Fall müssen die Möglichkeiten des Nachfragemanagements im Netzentwicklungsplan 2025 nachvollziehbar berücksichtigt werden.

(1) Erhöhung der Stromnachfrage bei Stromüberschuss (z.B. Power to Heat)

Bei einem erwarteten Stromüberschuss werden Verbraucher animiert, momentan mehr Strom zu verbrauchen. Dabei wird der Stromverbrauch entweder zeitlich verlagert oder andere Energieträger werden durch Strom ersetzt:

- Bei einer zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs wird ein später geplanter Stromverbrauch zeitlich vorgezogen: Z.B. kühlen Kühlhäuser bei einem Stromüberschuss und entsprechend niedrigeren Strompreisen stärker als üblich.
- Bei einer Substitution anderer Energieträger durch Strom wird z.B. vorübergehend warmes Wasser durch elektrische Heizstäbe in Heizkesseln erzeugt statt durch Verbrennung von Erdgas oder Heizöl (Power to Heat).

(2) Verminderung der Stromnachfrage bei Stromdefizit (z.B. durch preisinduzierte Verbrauchsrückgänge)

Bei einem erwarteten Stromdefizit werden Stromverbraucher animiert, ihren Stromverbrauch zu reduzieren. Dabei wird wiederum der Stromverbrauch entweder zeitlich verlagert oder Strom wird durch andere Energieträger ersetzt:

- Bei einer zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs wird ein momentan geplanter Stromverbrauch zeitlich verschoben: Z.B. kühlen Kühlhäuser bei einem Stromdefizit und entsprechend höheren Strompreisen momentan weniger stark als üblich.
- Bei einer Substitution von Strom durch andere Energieträger wird z.B. bei hybriden Elektroautos der Benzinmotor statt des Elektromotors genutzt.

---

161 Vgl. [Jarass/Obermair 2012, Kap. 3.4.3, S. 86-89].

162 [Smart Grid 2015].

163 [BNetzA 2015a, S. 24/25].

6.1.4 Reservekraftwerke in Süddeutschland

(1) Bau von süddeutschen Reservekraftwerken zur Verringerung des Netzausbaubedarfs bleibt im Netzentwicklungsplan 2024 unberücksichtigt

Die in Kap. 2 gezeigten Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf für 2019/20 zeigen, dass kritische Versorgungssituationen bis auf Weiteres ausschließlich im Falle eines prognostizierten Überangebots an elektrischer Energie auftreten. Der Bau von zusätzlichen Reservekraftwerken in Süddeutschland blieb (vielleicht auch deshalb?) bisher bei den Netzentwicklungsplänen gänzlich unberücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur weist z.B. bei der Begründung von SuedostLink ausdrücklich darauf hin, dass der Netzausbaubedarf wesentlich durch eine drohende "(n-1)-Überlastung auf der Leitung Redwitz-Remptendorf" verursacht wird: "Hier ergibt sich in der Stunde 8632 eine (n-1)-Überlastung auf der Leitung Redwitz-Remptendorf bei einer Übertragungsleistung von 10,3 GW. Mit diesen 10,3 GW Übertragungskapazität, die durch die Realisierung aller BBP[164]-Maßnahmen in der Region ermöglicht würden, liegen trotz Spitzenkappung immer noch an nahezu 500 Stunden des Jahres 2024 Netzengpässe vor."[165] Die Bundesnetzagentur vergisst dabei zu erwähnen, dass die dadurch bedingten erheblichen Leitungsausbaukosten und die Möglichkeit des Baus von zusätzlichen Reservekraftwerken bei der Optimierung unberücksichtigt bleiben.

Gleichzeitig behauptet die Bundesnetzagentur, dass der "Ausbau von Gaskraftwerken in Bayern den Transportbedarf nicht signifikant" verringern würde, "da diese neuen Kraftwerke auf Grund ihrer hohen Brennstoffpreise am Markt nicht wirtschaftlich agieren können und so nur an wenigen Stunden im Jahr einspeisen würden. Dies gilt insbesondere für Reservekraftwerke, die nur dann einspeisen sollen, wenn in dem grenzüberschreitenden Strommarkt zu wenig Erzeugungskapazität vorhanden ist, um Lastspitzen bei zeitgleich minimaler Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sicher abzudecken."[166]

Dabei bleibt unberücksichtigt, dass eben durch eine Kombination aus Reservekraftwerken in Süddeutschland und Leiterseiltemperaturmonitoring in erheblichem Umfang[167] die Übertragungskapazität der bestehenden Leitungen erhöht werden kann.[168] Hier liegt einer der zentralen Fehler der derzeitigen Netzentwicklungsplanung: Statt die gesamten Kosten der Stromversorgung zu minimieren, werden nur die Stromerzeugungskosten frei Kraftwerk minimiert[169].

(2) Bau von süddeutschen Reservekraftwerken ist ´No Regret´-Maßnahme

Wegen des Ausbaus der erneuerbaren Energien resultieren immer häufiger sehr niedrige Strompreise, weshalb mehr und mehr konventionelle Kraftwerke, v.a. auch die älteren, stillgelegt werden und der Neubau von konventionellen Kraftwerken unwirtschaftlich wird.[170] So sind nach BDEW-Angaben[171] derzeit in Deutschland insgesamt 74 konventionelle Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 33 GW geplant, genehmigt oder im Bau, aber mittlerweile stünden davon 39 Projekte auf der Kippe, während 2014 erst 32 Projekte gefährdet waren und 2013 gar nur 22. Zudem seien 50 bestehende Kraftwerke bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldet.

In den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 wurde zur CO_2-Einsparung beschlossen, schrittweise 2,7 GW Braunkohle bis 2020 in die deutsche Netzreserve zu überführen und bis 2024 endgültig stillzulegen.[172] Zudem soll für einen extremen Versorgungsnotfall eine Kapazitätsreserve aus Kraftwerken aufgestellt werden, "die nicht am Strommarkt teilnehmen"[173], überwiegend wohl aus zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerken.

---

164 Bundesbedarfsplangesetz.

165 [BNetzA 2015a, S. 89].

166 [BNetzA 2015a, S. 89].

167 Von ganz seltenen Wetterbedingungen abgesehen.

168 Vgl. Kap. 6.2.1(3).

169 Vgl. Kap. 3.4.1.

170 Vgl. Kap. 5.2.2.

171 [BDEW 2015].

172 [Eckpunkte 2015, S. 7].

173 [Eckpunkte 2015, S. 4].

Es bleibt dabei unklar, wo die entsprechenden Kraftwerke angesiedelt sind; falls im Norden, werden hierfür Übertragungsleitungen nach Süden blockiert.

Von dieser Kapazitätsreserve für den äußersten Notfall zu unterscheiden ist der Bau neuer Reservekraftwerke in Bayern, die am Markt teilnehmen. Im Bayerischen Energiedialog gab es zu vielen Punkten sehr unterschiedliche Meinungen, aber in einem Punkt waren sich alle Teilnehmer einig: Der Bau neuer Reservekraftwerke in Bayern ist bei allen Szenarien eine sinnvolle Maßnahme, also eine sogenannte ´No Regret´-Maßnahme´.

Nach Einplanung von zusätzlichen süddeutschen Reservekraftwerken könnte man die bestehenden Nord-Süd-Leitungen durch Leiterseiltemperaturmonitoring fast immer deutlich stärker auslasten (mehr als Verdoppelung)[174], in den sehr seltenen Stunden einer nicht möglichen Erhöhung (z.B. bei sehr hoher Lufttemperatur und wenig Wind in Süddeutschland) könnte man dann die Windenergieeinspeisung in Nord- und Ostdeutschland reduzieren, und zum Ausgleich würden die süddeutschen Reservekraftwerke zur Verfügung stehen. Der Netzausbaubedarf würde so qualitativ verändert und deutlich verringert, was auch den aktuellen Netzentwicklungsplan 2024 obsolet machen würde[175].

(3) Beschlüsse zu süddeutschen Reservekraftwerken

Inwieweit zukünftig wegen fehlender Kraftwerksleistung bei Dunkelflauten kritische Versorgungssituationen resultieren, und v.a. wann dies voraussichtlich eintreten könnte, wurde bisher nicht untersucht. Sobald aber nicht mehr Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind[176] netzdimensionierend ist, sondern Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute, steht bei Dunkelflauten ein wachsender Engpass an konventioneller Reservekraftwerksleistung zu befürchten.

In keinem Fall können dann zusätzliche Übertragungsleitungen diese durch Leistungsdefizit verursachten kritischen Versorgungssituationen beheben, da in diesem Fall überregional Reservekapazität fehlt. Spätestens dann ist also der Bau zusätzlicher schnell regelbarer Reservekraftwerke insbesondere in Süddeutschland erforderlich.[177]

Wegen ihrer geringen Benutzungsdauern sind diese Reservekraftwerke aus Sicht eines einzelnen Privatinvestors wohl betriebswirtschaftlich unrentabel:

- Die relativ hohen Brennstoffkosten der Reservekraftwerke sind wegen ihrer sehr niedrigen Benutzungsdauern von maximal einigen hundert Stunden pro Jahr weniger ein Problem.
- Aber eben wegen dieser sehr niedrigen Benutzungsdauern können diese Reservekraftwerke keine ausreichenden Deckungsbeiträge für die Finanzierung der Investitionskosten erwirtschaften und benötigen deshalb einen entsprechenden Zuschuss.

Aber wie soll dieser Zuschuss finanziert werden? In jedem Fall wird durch diese mittelfristig ohnehin zwingend erforderlichen neuen Reservekraftwerke in Süddeutschland der erforderliche Leitungsneubau deutlich verringert[178]. Die dadurch eingesparten Leitungsausbaukosten können für Anreizprogramme für den Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland verwendet werden.

Die gesetzliche Grundlage für diese Anreizprogramme könnte die bestehende Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 sein, die in § 1 Abs. 1 ausdrücklich Kraftwerksreserven "in begründeten Ausnahmefällen aus neu zu errichtenden Anlagen" ermöglicht. Damit wären neue Gesetze und Verodnungen nicht zwingend erforderlich, und die Reservekraftwerke würden aus dem gleichen Topf wie neue Leitungen finanziert.

Energiewende erfordert weniger Kohle und mehr erneuerbare Energien: Wachsende erneuerbare Energien können in Kombination mit schnell regelbaren Reservekraftwerken[179] sowie Nachfragemanagement die

---

174 [Jarass/Obermair 2012, Kap. 4.1.1(1), S. 96/97].

175 Vgl. Kap. 6.2.1(3).

176 Von BNetzA als Starkwind-Starklast bezeichnet, vgl. etwa [BNetzA 2014, S. 69].

177 Vgl. Kap. 3.4.6.

178 Möglicherweise ganz vermieden; der genaue Umfang müsste noch im Einzelnen untersucht werden.

179 Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD), stromgeführte Kraft-Wärem-Koppelung (KWK), Stromspeicher.

süddeutschen Kernkraftwerke ersetzen. Damit würde der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien flankiert und die für die Energiewende zwingend erforderliche mittelfristige Abschaltung der Braunkohlekraftwerke abgesichert[180].

Auch deshalb ist die Vereinbarung in den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 sehr zu begrüßen, die bestehenden Reservervekraftwerke in Bayern zu sichern und den Bau neuer Reservekraftwerke voranzutreiben:

- "Wir werden die Reservekraftwerks-Verordnung anpassen. ... Damit wird auch der Fortbetrieb eines modernen Gaskraftwerkes wie Irsching erreicht."
- "Darüber hinaus wird ab 2021 als Teil einer Reservelösung für Süddeutschland ein Segment von bis zu 2 GW für neue, schnell startfähige Kraftwerke vorgesehen, die schwarzstartfähig (d.h. ohne Unterstützung durch das Stromnetz hochfahrbar) und hoch flexibel regelbar sind."[181]

6.2 Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Leitungsneubau

Netzoptimierung wird seit Längerem in Deutschland praktiziert, z.B. durch

- Behebung von Engpässen im Umspannwerk-Bereich,
- besseres Abstimmen vorhandener Leitungssysteme,
- Regelung des Lastflusses mittels Querregler.

Die übliche Auslegung für Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen sieht Betriebstemperaturen von etwa 80°C im Normalbetrieb und bis zu 100°C für kürzere Spitzenlasten vor. Bei Überschreiten dieser Temperaturen werden die zulässigen Durchhänge überschritten und damit der minimale Bodenabstand nicht sicher eingehalten, v.a. aber altern die Seile, der permanente Durchhang nimmt zu, die Reißfestigkeit nimmt ab.

6.2.1 Leiterseiltemperaturmonitoring

(1) Wie funktioniert Leiterseiltemperaturmonitoring?

Die Leiterseiltemperatur darf 80°C nicht übersteigen, da sonst die Leiterseile nachhaltig beschädigt werden können und ggf. auch der zulässige Leiterseildurchhang überschritten wird.

Die Leiterseiltemperatur wird aber bis heute beim allergrößten Teil der Leitungen nicht kontinuierlich gemessen, wahrscheinlich, weil früher der dafür erforderliche technische Aufwand zu groß war. Vielmehr wird die maximale Übertragungsleistung während des ganzen Jahres so stark begrenzt, dass auch bei extremen hochsommerlichen Wetterkonstellationen die Leiterseiltemperatur mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit 80°C nicht übersteigt.

Dies wird geregelt durch die DIN EN 50182, die die maximale Übertragungsleistung[182] unabhängig von der momentanen Wetterkonstellation so begrenzt, dass auch bei extremen Wetterkonstellationen, nämlich

- hochsommerliche Temperaturen von 35°C,
- 100% Sonneneinstrahlung und
- sehr geringer Kühlung durch Wind[183]

die zulässige Leiterseiltemperatur von 80°C nicht überschritten wird.

---

180 [Jarass/Obermair 2013].

181 [Eckpunkte 2015, S. 4].

182 Genau genommen die maximale Stromdichte [A/mm²] für einen gegebenen Seiltyp [Jarass/Obermair 2012, Kap. 4.1, S. 96].

183 Maximal 0,6 m/s senkrecht zur Leitungsrichtung.

Derartige extreme Wetterkonstellationen sind sehr selten, kommen aber gerade im Hochsommer bei windarmen Hochdrucklagen durchaus vor[184]. Ohne Leiterseiltemperaturmonitoring ist die Berücksichtigung derartiger extremer Wetterkonstellationen und die resultierende starke Begrenzung der Übertragungsleistung also durchaus gerechtfertigt. Die starke Begrenzung der Übertragungsleistung gilt auch, wenn die momentane Wetterkonstellation eine sehr viel höhere Stromübertragung ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit zulassen würde.

Durch Leiterseiltemperaturmonitoring wird die tatsächliche Leiterseiltemperatur in jedem Leitungsabschnitt kontinuierlich gemessen und die Übertragungsleistung nur dann beschränkt, wenn die Leiterseiltemperatur 80°C zu überschreiten droht. Dadurch wird, von wenigen extremen Wettersituationen abgesehen, eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerade in windstarken Zeiten auf mindestens das Doppelte ermöglicht[185].

Dem Netzbetreiber entstehen – bei geringen Mehrkosten – durch Leiterseiltemperaturmonitoring zusätzlich zur erhöhten Übertragungsleistung weitere sicherheitstechnische und wirtschaftliche Vorteile[186]:

- erhöhte Betriebssicherheit, weil kritische Situationen rechtzeitig erkannt werden;
- sofortige Erkennung von Eislast am Seil;
- sichere Kontrolle des Seildurchhangs etwa bei Kreuzungen mit Straßen und Wasserwegen;
- Änderung der Lastverteilung seltener erforderlich, dadurch verminderter Einsatz von Regelenergie.

Durch Leiterseiltemperaturmonitoring können über bestehende Stromleitungen fast immer sehr viel höhere Leistungen übertragen werden, und zwar ohne jede Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit.

(2) Leiterseiltemperaturmonitoring ist für Windenergie besonders interessant

Wenn an der Küste Starkwind bei niedrigen Temperaturen herrscht bei entsprechend hoher Windenergieeinspeisung, kann es im Einzelfall im deutschen Mittelgebirge durchaus windstill und sehr warm sein, so dass in diesem Fall durch Leiterseiltemperaturmonitoring keine nennenswerte Erhöhung der Fernübertragungsleistung ermöglicht werden kann. Mittlerweile liegen detaillierte Untersuchungen zu dieser wichtigen Frage vor: "... die Strombelastbarkeit liegt im Mittel erheblich über dem Normwert, wenn eine hohe Windenergieeinspeisung vorliegt. ... Die kritischen Abschnitte der Freileitungen (´hot spots´), bei denen lokale Effekte die Strombelastbarkeit stark mindern können, stellen einen Engpass dar, wenn die Strombelastbarkeit der gesamten Leitung erhöht werden soll. ... [Bei] sehr ungünstigen Bedingungen, z.B. lange Waldschneisen mit hohem und dichtem Baumbestand, ist auch der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen zu prüfen, die dauerhaft mit einer höheren Temperatur als die von der Norm vorgesehenen 80°C betrieben werden können."[187]

Leiterseiltemperaturmonitoring sollte also am besten zusammen mit der anschließend beschriebenen Erhöhung der Übertragungsleistung durch Hochtemperaturleiterseile in den ´hot spots´ erfolgen.

(3) Reservekraftwerke in Süddeutschland sind Voraussetzung für eine deutliche Verminderung des Netzausbaubedarfs durch Leiterseiltemperaturmonitoring

Wie erläutert, können durch Leiterseiltemperaturmonitoring über bestehende Stromleitungen sehr viel höhere Leistungen übertragen werden, und zwar ohne jede Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit, aber eben nicht immer. Bei sehr seltenen klimatischen Kontellationen, nämlich sehr große Hitze und wenig Wind im betreffenden Leitungsabschnitt, meldet das Leiterseiltemperaturmonitoring: Zusätzliche Übertragungsleistung leider derzeit nicht möglich.

In diesem Fall muss die Stromeinspeisung in Nord- und Ostdeutschland reduziert werden, um das Risiko einer Leitungsüberlastung im Leitungsstörfall zu vermeiden. Für die dann in Süddeutschland entfallende Stromleistung müssen in Süddeutschland schnell regelbare Kraftwerke als Ersatz zur Verfügung stehen.

184 [Jarass/Obermair 2012, Kap. 4.1.1(1), S. 97].

185 [Jarass/Obermair 2012, Kap. 4.3.1, S. 104f.].

186 [Jarass/Obermair 2012, Kap. 4.1, S. 97].

187 [Lange/Focken 2008, S. 6].

6.2.2 Hochtemperaturleiterseile

(1) Gesicherte Erhöhung der Übertragungsleistung durch Hochtemperaturleiterseile

Hochtemperaturleiterseile sind Freileitungsleiterseile, die eine höhere Leiterseiltemperatur ohne Schaden verkraften[188].

Heute bieten die großen Hersteller Leiterseile an, die durch Materialwahl, Aufbau und Vorbehandlung die zulässigen Temperaturen auf deutlich über 120°C im Dauerbetrieb und auf über 200°C für kürzere Spitzenlast steigern lassen, ohne dass die Mindestabstände zum Erdboden unterschritten werden, v.a. aber ohne die Langzeitstabilität der Seile zu beeinträchtigen[189].

Hochtemperaturleiterseile werden mittlerweile auch in Deutschland verstärkt eingesetzt[190]. Bei einem Betrieb bei 150°C kann schon mit den preisgünstigeren der verfügbaren Hochtemperaturleiterseile die Grenzlast eines 380-kV-Systems von den heute zulässigen 1,8 GW pro System auf fast 3 GW (also auf das gut Eineinhalbfache) gesteigert werden, beim Einsatz hochfester Stähle auch mehr.

(2) Hochtemperaturleiterseile (bis 150°C) sind Stand der Technik

Hochtemperaturleiterseile sind nicht nur weltweit erprobte Technologie, sondern auch in Deutschland Stand der Technik, wie bereits die Dena-Netzstudie-II ausführt: "Konventionelle Hochtemperaturleiter (bis 150°C) sind Stand der Technik und werden bei deutschen Übertragungsnetzbetreibern je nach Bedarf eingesetzt."[191]

Durch das Gesetzgebungsverfahren zum EEG wurde bestätigt, dass Hochtemperaturleiterseile bis 150°C Stand der Technik sind: "Stand der Technik sind derzeit insbesondere:

- die Anwendung der saisonalen Fahrweise auf allen Netzebenen,
- der Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel,
- der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bis 150°C ... ."[192]

Aus Kostengründen sollten Hochtemperaturleiterseile nicht auf ganzer Strecke, sondern nur in besonders gefährdeten Abschnitten der Leitung eingesetzt werden. Derartige Abschnitte kann man mittels durchgängigem Leiterseiltemperaturmonitoring gesichert herausfinden.

6.2.3 Großes Potenzial von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen

Eine Erhöhung der Übertragungsleistungen ist kostengünstig **ohne** Leitungsneubau möglich durch Netzoptimierung und Netzverstärkung. Wie gezeigt, können allein durch Hochtemperaturleiterseile die mittlere Belastbarkeit einer Leitung um mindestens 50% und durch zusätzliches Leiterseiltemperaturmonitoring die gerade bei Windenergie besonders wichtige kurzzeitige Übertragungsleistung in vielen Fällen um über 100% gesteigert werden. Es existieren Hochtemperaturleiterseile, deren Gewicht, Umfang und Durchhang nahezu identisch mit herkömmlichen Leiterseilen sind, so dass keine Änderungen bei den Masten erforderlich sind. Diese Umbauten können in wenigen windarmen Monaten mit einem Bruchteil der Kosten eines Leitungsneubaus durchgeführt werden.

(1) Höhere Leitungsverluste fallen wenig ins Gewicht

Die genaue Höhe des zusätzlichen Verlusts durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile und ihr monetärer Wert kann nur für jeden Einzelfall auf der Basis der voraussichtlichen Lastdauerlinie der Leitung und der daraus resultierenden Vollverluststunden bestimmt werden.

Die Verluste betragen bei 380-kV-Höchstspannungsleitungen rund 1% pro 100 km Leitungslänge. Die Leitungsverluste steigen grundsätzlich mit dem Quadrat der Stromstärke. Wegen der stark schwankenden

188 Hochtemperaturleiterseile werden von der Bundesnetzagentur als "Hochstrombeseilung" [BNetzA 2015a, S. 137] bezeichnet.

189 Zum Folgenden siehe [Jarass/Obermair 2015, Kap. 4.2, S. 100ff.].

190 [Dena 2010, S. 127/128].

191 [Dena 2010, S. 127/128].

192 [EEG-Umweltausschuss 2008, S. 34].

Einspeisung von erneuerbaren Energien wird die Auslegungsleistung der Leitung allerdings nur selten erreicht. Die höheren Leitungsverluste pro übertragene Kilowattstunde, die bei den durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen häufig ermöglichten hohen zulässigen Strombelastungen auftreten, fallen also wenig ins Gewicht, falls die erhöhten Übertragungserfordernisse durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt sind.[193]

(2) Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile sind deutlich kostengünstiger als Leitungsneubau

Durch Netzoptimierung mittels Leiterseiltemperaturmonitoring und Netzverstärkung mittels Hochtemperaturleiterseilen kann sehr kostengünstig eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerade in windstarken Zeiten auf mindestens das Doppelte ermöglicht werden. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber geben eine Erhöhung der Übertragungsleistung durch Temperaturmonitoring von 20% bis 35% an und für Hochtemperaturleiterseile zusätzlich von 50%[194], insgesamt also eine Erhöhung auf fast das Doppelte der herkömmlichen Übertragungsleistung.

Genaue Kostenangaben liegen für deutsche Installationen nicht vor. Eine erste Abschätzung für die Obergrenze der Kosten ergibt: Für Echtzeit-Leiterseiltemperaturmonitoring fallen höchstens 10% der Freileitungsneubaukosten an[195], für Hochtemperaturleiterseile nur an kritischen Stellen ebenfalls höchstens 10%[196]. Alles in allem resultieren höchstens 20% Mehrinvestitionen für eine Erhöhung der Übertragungskapazität um bis zu 100% und häufig mehr.

Hochtemperaturleiterseile sind zwischen Bayern und Ostdeutschland seit Ende 2012 durch Umrüstung der 380-kV-Leitung im Bereich Remptendorf – Redwitz installiert. Auf der derzeit im Bau befindlichen Drehstromleitung Erfurt – Altenfeld – Redwitz sind allerdings nur normale Leiterseile vorgesehen.

Wie erläutert, werden Hochtemperaturleiterseile bei Fernübertragungsleitungen nicht flächendeckend, sondern nur an kritischen Abschnitten eingesetzt. Kostenschätzungen, die einen flächendeckenden Ersatz normaler Seile durch Hochtemperaturleiterseile annehmen, kommen deshalb zu wirklichkeitsfremden, weit überhöhten Kostenschätzungen.

6.3 Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung mittels Leitungsneubau

Erhöhung der Übertragungsleistung mittels Leitungsneubau ist nur relevant für Stromüberschuss und für Leitungsknappheit bei Stromdefizit. Bei dem mittelfristig netzdimensionierenden Stromdefizit bei Starklast/Dunkelflaute und Kraftwerksknappheit kann ein Leitungsneubau im Regelfall nicht viel zur Problemlösung beitragen, weil dann die Nachbarregionen innerhalb Deutschlands und auch die Nachbarländer außerhalb Deutschlands auch Leistungsknappheit haben und eine deshalb nur relative geringe Reserveliefe-rungsmöglichkeit im Regelfall über das bestehende Leitungsnetz genutzt werden kann.

Einen ersten Eindruck vermittelt etwa die frühere Abb. 2.2c: Strom**im**porte von 4,2 GW bei Starklast/Dunkelflaute im Winter 2019/20 versus den laut Bundesnetzagentur bedarfsdimensionierenden Fall in Abb. 2.1c2: Strom**ex**porte von 11,0 GW bei Starklast/Starkwind im Winter 2019/20.

6.3.1 Neubau von Erdkabeln

Das Nieder- und Mittelspannungsnetz bis 110 kV wird heute v.a. als Erdkabel ausgeführt.[197] Für die darüber liegenden Spannungsebenen war es früher üblich, Freileitungen zu bauen, abgesehen von dicht besiedelten Regionen. Durch die Entwicklung von kostengünstigen und umweltfreundlichen VPE-Erdkabeln wurde es schon seit Längerem technisch möglich, neue Leitungen des Mittelspannungsnetzes zu verkabeln, aber auch – zur Erhöhung der Versorgungssicherheit – bestehende Leitungen durch Erdkabel zu ersetzen.

---

193 [Jarass/Obermair 2012, Kap. 4.3.1(3), S. 106].

194 [ENTSO-E 2010, S. 145].

195 [Jarass/Obermair 2012, Kap. 4.3.2, S. 107].

196 [Jarass/Obermair/Voigt 2009, S. 75].

197 Vgl. zum Folgenden [Jarass/Obermair 2012, Kap. 5.1, S. 117ff.].

Auch im Hochspannungsbereich drängen die betroffenen Städte und Gemeinden seit Jahren immer stärker darauf, dass jedenfalls im Neubau zwingend Erdkabel eingesetzt werden. Mittlerweile sind Erdkabel vielfach nur mehr unwesentlich teurer als Freileitungen, v.a. auch aufgrund ihrer geringeren Übertragungsverluste. Seit August 2011 sind in Deutschland Erdkabel bei 110-kV-Leitungsneubau im Regelfall gesetzlich vorgeschrieben[198].

Die Betreiber von Windenergieanlagen bauen üblicherweise nur ein Einfach-System, meist Erdkabel, zum Anschluss an den nächsten Netzknotenpunkt des öffentlichen Netzes mit einer Übertragungsleistung in Höhe der installierten Generatorleistung. Fällt diese ´Entsorgungsleitung´ aus, wird der Windpark bis zum Abschluss der Leitungsreparatur abgeschaltet. Bei Leitungen an Land sind nämlich die Ausfallwahrscheinlichkeiten so niedrig und die typischen Reparaturdauern so kurz, dass im Durchschnitt nur für wenige Stunden im Jahr die Erzeugung abgeschaltet werden muss, und die Betreiber der Windenergieanlagen deshalb aus Kostengründen windparkintern und zum Anschluss der Windparks an den nächstgelegenen Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz ausnahmslos nur Einfachleitungen bauen.

Aus demselben Grund könnten auch neue 110-kV-Leitungen, die für den Anschluss von Windparks an das Höchstspannungsnetz erforderlich werden, grundsätzlich als Einfach-System ohne (n-1)-Absicherung gebaut werden. Gerade bei Erdkabeln würde die Ausführung als Einfach-System erhebliche Kosten einsparen, da bei Erdkabeln ein Doppel-System fast doppelt so viel wie ein Einfach-System kostet. Dies steht im Gegensatz zu Freileitungen, wo Doppel-System typischerweise nur ein Drittel mehr kostet wie ein Einfach-System.

(1) Erdkabel im Höchstspannungsbereich

Als reale Alternative für den Leitungsneubau im Höchstspannungsnetz verbleiben häufig nur Drehstrom-Teilverkabelung oder **Gleich**strom-Teil- oder -Vollverkabelung (HGÜ: Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung). Dies muss bei allen technischen und wirtschaftlichen Vergleichen berücksichtigt werden. Für Gleichstromleitungen wurde in den Eckpunkten der Bundesregierung vom 01. Juli 2015 eine Verkabelung als Regelfall festgelegt[199]. Aber auch für zukünftige Drehstrom-Höchstspannungsleitungen scheidet im Regelfall eine reine Freileitungsvariante aus, v.a. wegen der massiven Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. So ist z.B. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde bei Annäherung an Siedlungen von mehr als 400 m und bei besonders schützenswerten Landschaften bei einigen Pilotvorhaben eine Teilverkabelung vorzusehen[200].

Im Höchstspannungsbereich wurde seit 2000 eine Verzehnfachung der Übertragungsleistung von VPE-Erdkabeln auf 1.100 MW pro System erreicht, bis zu 1.700 MW pro System werden in den nächsten Jahren erwartet.

(2) Durchschnittliche Ausfalldauern von Freileitungen und Erdkabeln

Bei der Bestimmung der durchschnittlichen Ausfalldauern von Freileitungen und Erdkabeln muss zwischen Einzel- und Doppelsystemen unterschieden werden.

(2a) Einzelsystem

Die durchschnittliche Ausfalldauer ergibt sich als Produkt von Ausfallhäufigkeit und typischer Dauer eines Ausfalls[201]:

- Die Ausfallhäufigkeit ist bei einem Erdkabel-Einzelsystem mit rund 0,15 Fehlern pro 100 km und Jahr[202] knapp halb so hoch wie bei einem mit rund 0,35 Fehlern pro 100 km und Jahr.

198 § 43h EnWG.

199 [Eckpunkte 2015, S. 9], vgl. Kap. 4.2.1.

200 § 2 EnLAG.

201 Zum Folgenden siehe [Jarass/Obermair 2012, Kap. 5.2.2, S. 127ff.].

202 Siehe CIGRE-Statistiken, dargestellt in [Jarass/Obermair 2012, Tab. 5.2, S. 126]. Für Gleichstrom-Erdkabel (HGÜ) macht CIGRE keine separaten Angaben.

- Die durchschnittliche Dauer eines Ausfalls pro Fehler ist hingegen bei einem Erdkabel-Einzelsystem mit rund 600 h etwa doppelt so hoch als bei einem Freileitung-Einzelsystem mit rund 300 h[203].

Ergebnis für ein Einzelsystem:

- Bei einem Erdkabel-**Einzel**system **ohne** Reserveader ist die durchschnittliche Ausfalldauer deutlich höher als bei einem Freileitungs-Einzelsystem.
- Bei einem Erdkabel-**Einzel**system **mit** Reserveader hingegen ist die durchschnitliche Ausfalldauer niedriger als bei einem Freileitungs-Einzelsystem.

(2b) Doppelsystem

Entsprechend dem (n-1)-Kriterium werden üblicherweise zur Erreichung einer ausreichenden Versorgungssicherheit Verbindungen in Netzen als Doppelleitungen gebaut, um bei Ausfall einer Leitung trotzdem die Versorgung gesichert aufrechterhalten zu können. Die Versorgung ist nur gefährdet, wenn beide Systeme gleichzeitig ausfallen. Deshalb ist für die Versorgungssicherheit die durchschnittliche Ausfalldauer eines Doppelsystems relevant.

(2b1) Doppelsystem ohne Berücksichtigung von extremen Wetterbedingungen

Aufgrund der sehr geringen Gesamtanzahl an Ausfällen ist die Zahl der Doppelausfälle von Freileitungen statistisch nur mit einer sehr großen Ungenauigkeit zu bestimmen. In größerem Umfang passierten Doppelausfälle eigentlich nur bei Freileitungen während sehr massiver äußerer Einwirkungen, z.B. durch Orkane und Windhosen. In diesen Fällen betreffen Ausfälle von Freileitungssystemen allerdings im Regelfall beide Systeme, was die durchschnittliche Ausfalldauer eines Freileitungs-Doppelsystems deutlich erhöht.

Im Gegensatz dazu kann man bei Erdkabeln (zumindest im Außenbereich) wohl tendenziell davon ausgehen, dass der Ausfall eines Leitungssystems unabhängig vom Ausfall des anderen Leitungssystems ist, da Erdkabel nicht, wie Freileitungen, durch massive äußere Einwirkungen gefährdet sind, sondern Kabelfehler im Regelfall aus Fertigungs- und Montagefehlern sowie aus Materialermüdung resultieren.

Ergebnis für ein Doppelsystem ohne Berücksichtigung von extremen Wetterbedingungen

Bei einer durchschnittlichen Ausfalldauer von nur 8 h pro Fehler bei Freileitungen und von 600 h pro Fehler bei Erdkabel ohne Reserveader und von 6 h pro Fehler bei Erdkabel mit Reserveader ergaben die Berechnungen:

- Die durchschnittliche Ausfalldauer ist bei einem Erdkabel-Doppelsystem **ohne** Reserveader deutlich höher als bei einem Freileitungs-Doppelsystems.[204]
- Die durchschnittliche Ausfalldauer ist hingegen bei einem Erdkabel-Doppelsystem **mit** Reserveader etwas niedriger als bei einem Freileitungs-Doppelsystem.

(2b2) Doppelsystem mit Berücksichtigung von extremen Wetterbedingungen

Es hat den Anschein, dass extreme Wetterbedingungen nicht mehr der ganz seltene Ausnahmefall sind, sondern immer häufiger auftreten. Abb. 6.1 gibt einen Eindruck der Verwüstungen durch eine Windhose bei Eisleben am 07. Juli 2015:

"Eine Windhose hat am Abend des 7. Juli 2015 bei Eisleben (Sachsen-Anhalt) 14 Höchstspannungsmasten der von 50Hertz betriebenen 380-kV-Leitung zwischen Lauchstädt/Klostermansfeld und Wolmirstedt umgeknickt und drei weitere Masten beschädigt. Die Standorte der betroffenen Masten befinden sich bei den Orten Erdeborn (Landkreis Mansfeld-Südharz) und Alberstedt (Saalekreis)."[205]

---

[203] [Jarass/Obermair 2012, S. 127]; die offizielle deutsche Störungsstatistik berücksichtigt Ausfälle durch extreme Wetterbedingungen nicht und kommt deshalb für Freileitungen zu einer durchschnittlichen Ausfalldauer von nur rund 3 h pro Fehler.

[204] Bei Freileitungen Berechnung mit einer durchschnittlichen Ausfalldauer von nur 8 h pro Fehler, bei Erdkabel von 600 h pro Fehler ohne Reserveader und von 6 h pro Fehler mit Reserveader.

[205] [50Hertz 2015].

Abb. 6.1 : Windhose knickt 14 Höchstspannungsmasten bei Eisleben am 07. Juli 2015 um

Quelle: [50Hertz 2015].

Der Wiederaufbau der Masten und die Wiederinbetriebnahme der Leitung dauert sicher Monate; in diesem Fall beträgt die Ausfalldauer des Doppelsystems also mehr oder weniger deutlich über 1.000 h.

Ergebnis für ein Doppelsystem mit Berücksichtigung von extremen Wetterbedingungen

Bei einer (wegen der Berücksichtigung von extremen Wetterbedingungen erhöhten) durchschnittlichen Ausfalldauer von 100 h pro Fehler bei Freileitungen und von unverändert 600 h pro Fehler bei Erdkabel ohne Reserveader und von 6 h pro Fehler bei Erdkabel mit Reserveader ergaben die Berechnungen:

- Die durchschnittliche Ausfalldauer eines Erdkabel-Doppelsystems mit Reserveader ist deutlich geringer als die eines Freileitungs-Doppelsystems, wenn für Freileitungen extreme Wetterbedingungen berücksichtigt werden.

6.3.2 Neubau von Freileitungen

Ein Neubau von Freileitungen ist heute in Deutschland, wie erläutert, nur noch bei Drehstrom-Höchstspannungsleitungen gesetzlich zulässig, soweit nicht auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde bei Annäherung an Siedlungen von mehr als 400 m und bei besonders schützenswerten Landschaften bei Pilotvorhaben eine Teilverkabelung vorzusehen ist[206].

Gleichstrom-Höchstspannungsleitungen[207] sowie alle Hochspannungsleitungen (110 kV)[208] müssen im Regelfall als Erdkabel ausgeführt werden.

206 § 2 Abs. 2 EnLAG.

207 [Eckpunkte 2015, S. 9], vgl. Kap. 4.2.1.

208 § 43h EnWG.

7. Vergleich der Alternativen und erforderliche Maßnahmen

7.1 Vergleich der Alternativen

7.1.1 Einsatzmöglichkeiten der Alternativen bei Stromüberschuss und bei Stromdefizit

Tab. 7.1 zeigt einen Vergleich der Alternativen und ihrer Einsatzmöglichkeiten bei den beiden potenziell netzdimensionierenden Problemfällen Stromüberschuss und Stromdefizit.

Tab. 7.1 : Vergleich der Alternativen und ihrer Einsatzmöglichkeiten bei Stromüberschuss und bei Stromdefizit

Alternativen	Berücksichtigung im NEP 2024	(1a) Stromüberschuss (Stromexport) bei Starkwindeinspeisung: Export Kohlestrom	(1b) Stromüberschuss (Stromexport) bei Starkwindeinspeisung: Export erneuerbarer Strom	(2a) Stromdefizit (Dunkelflaute) wegen zu wenig: Übertragungsleistung	(2b) Stromdefizit (Dunkelflaute) wegen zu wenig: Reserveleistung
A. Verringerung der benötigten Übertragungsleistung					
(1a) Abregelung von erneuerb. Einspeisespitzen	2025	x	xx		
(1b) Abregelung von konvent. Einspeisespitzen	(2025)	xx	x		
(2a) Stromspeicher (z.B. Pumpspeicher, Batterie)	ja	x	x	x	x
(2b) Power to Gas	nein		x	(x)	(x)
(3a) Nachfragemanagement	nein	x	x	x	x
(3b) Power to Heat	nein	x	xx	x	
(4) Reservekraftwerke in Süddeutschland	nein	(x)	(x)	x	x
(B) Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Leitungsneubau					
(5) Leiterseiltemperaturmonitoring	(nein)	x	x	x	
(6) Hochtemperaturleiterseile	(ja)	x	x	x	
(C) Erhöhung der Übertragungsleistung mit Leitungsneubau					
(7a) Erdkabel	ja	x	x	x	
(7b) Freileitung	ja	x	x	x	

Hinweise zu Tab. 7.1:
zu Z. (1b), Sp. (Berücksichtigung im NEP 2024): Im NEP 2025 soll in einem Sonderszenario eine CO_2-bedingte Limitierung des konvontionellen Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt werden, vgl. Kap. 6.1.1(5).
zu Z. (2b), Sp. (2a) und (2b): Erneuerbares Gas kann in Reservekraftwerken genutzt werden.
zu Z. (3a), Sp. (Berücksichtigung im NEP 2024): Es bleibt unklar, ob Nachfragemanagement im Netzentwicklungsplan 2024 nennenswert berücksichtigt wird.
zu Z. (4), Sp. (1a) und (1b): Der derzeit im Ausland gedeckte Reservekraftwerksbedarf (vgl. Tab. 2.3) könnte dann durch diese Reservekraftwerke abgedeckt werden.

7.1.2 Dezentrale Energieversorgung

(1) Dezentrale Energieversorgung ist eine Kombination aus vielen Maßnahmen

Bei der dezentralen Energieversorgung[209] soll ein möglichst großer Teil des Energieverbrauchs lokal erzeugt werden durch Kombination einer Reihe von Maßnahmen[210], z.B. die in Tab. 7.1 aufgeführten Alternativen Stromspeicher (Z. (2a)), Nachfragemanagement (Z. (3a)) und Reservekraftwerke (Z. (4)), mittelfristig auch Power to Gas (Z. (2b)) und Power to Heat (Z. 3b)). Weitere Maßnahmen sind insbesondere:

- Erhöhung der Energieffizienz, also Verminderung des Energieeinsatzes pro Energiedienstleistung (warmes und helles Haus, Kraft und Wärme in Industrieanlagen, Mobilität);
- kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom (Kraft-Wärme-Koppelung) vor Ort, insbesondere für größere Wohngebäude, öffentliche Einrichtungen und Gewerbebetriebe;

[209] Die dezentrale Energieversorgung ist von einer lokalen Energieautarkie zu unterscheiden, wo einzelne Verbraucher oder gar Gemeinden keinen Anschluss an ein überregionales Stromverbundnetz haben.

[210] Wie sie z.B. von der Partei Freie Wähler Bayern gefordert wird.

- Nutzung von erneuerbaren Energien vor Ort wie Biomasse, Sonne, Wasser und Wind.

Die momentane Stromnachfrage wird dabei z.B. durch geeignete Preissignale soweit als möglich an das Angebot angepasst. Verbleibende Stromdefizite, etwa bei Windflaute an einem dunklen Wintertag (Dunkelflaute), werden über ein bescheiden dimensioniertes Verbundnetz bezogen. Stromüberschüsse werden, soweit sie nicht lokal zwischengespeichert werden, in dieses Verbundnetz eingespeist.

Weder der Netzentwicklungsplan noch die Bundesnetzagentur berücksichtigen eine explizite Strategie zur Umsetzung einer dezentralen Erzeugung: "Auch dezentrale, lastnahe Erzeugung ist in der Marktmodellierung abgebildet. Die Berücksichtigung erfolgt nicht im Wege einer Aufnahme politisch planerischer Wunschvorstellungen, sondern über den real zu erwartenden Zubau erneuerbarer Energien und deren Standortprognose im Rahmen der Regionalisierung."[211]

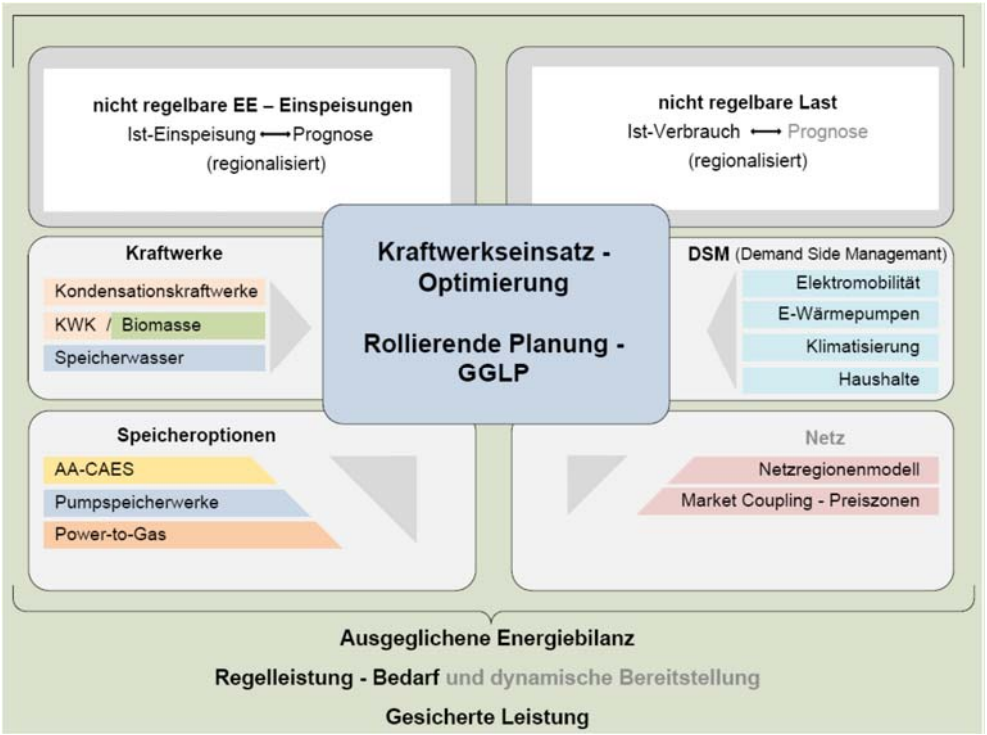
(2) Virtuelles Stromversorgungssystem

Ein virtuelles Stromversorgungssystem ermöglicht eine bessere Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz, indem es verschiedene Komponenten zum Zweck der Bereitstellung von flexibel einsetzbarer Kraftwerksleistung kombiniert:

- stark fluktuierende erneuerbare Energieträger wie Wind und Sonne,
- kleine dezentrale fossile Energieversorgungseinheiten als Stromerzeuger (z.B. regelbare Blockheizkraftwerke mit Wärmespeicher),
- regelbare Energiespeicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke),
- regelbare Stromverbraucher (z.B. Wärmepumpen),
- abschaltbare Stromverbraucher (z.B. bestimmte Industriebetriebe).

Abb. 6.2 zeigt ein Schema eines virtuellen Stromversorgungssystems.

Abb. 6.2 : Virtuelles Stromversorgungssystem – Schema



Quelle: [Leitstudie 2011, S. 178, Abb. 6.24].

Durch Simulationen unter Verwendung typischer Stromnachfragekurven und Realzeitverläufe der zu kombinierenden Kraftwerke kann vorab untersucht werden, inwieweit die Stromnachfrage in ihrem Zeitverlauf

211 [BNetzA 2015a, S. 24].

gesichert durch eine Kombination dieser vielen unterschiedlichen erneuerbaren Energieerzeugern (einschließlich Pumpspeicherkraftwerken sowie Kraft-Wärme-Kopplung) und einer möglichst geringen konventionellen Regelleistung gedeckt werden kann. Das virtuelle Kraftwerk gleicht Schwankungen im Netz aus und hilft dabei, CO_2-freien, aber stark fluktuierenden Windstrom besser in das Netz zu integrieren.

(3) Auswirkungen auf den Netzausbau

Grundsätzlich verringert eine verstärkte Energieversorgung durch Energiequellen vor Ort den erforderlichen überregionalen Netzausbau, da dann keine weit entfernten Energiequellen wie Offshore-Windenergie über lange Übertragungsleitungen nach Bayern transportiert werden müssen.

Andererseits ist dann auch die Vernetzung mit anderen Regionen geringer. Deshalb ist für eine dezentrale Energieversorgung die Kombination mit Nachfragemanagement und Energiespeichern von besonderer Bedeutung[212], wie sie durch ein virtuelles Stromversorgungssystem sichergestellt wird. Dadurch wird dann der Netzausbaubedarf besonders deutlich verringert.

Durch lokale Kraftwerke mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) wird nicht nur der Energieverbrauch deutlich verrringert, sondern auch der Leitungsausbau. Dies gilt insbesondere, wenn der Betrieb von wärmegeführt auf stromgeführt umgestellt werden kann, z.B. durch Vergrößerung der Wärmespeicher. Damit wird zu Zeiten von Stromüberschuss der Betrieb der KWK zurückgefahren und der Wärmebedarf aus dem Wärmespeicher gedeckt, zu Zeiten von Stromknappheit wird das KWK hochgefahren, und die Wärme in den Wärmespeicher eingespeichert.

Übrigens könnte sogar die Offshore-Windenergieerzeugung verstärkt dezentral organisiert werden, wenn vor Ort ein momentaner Stromüberschuss in erneuerbares Gas umgewandelt werden würde[213]. Dadurch würde in jedem Fall der erforderliche Leitungsausbau deutlich verringert.

7.2 Grundlegende Neuberechnung des Netzentwicklungsplans erforderlich

Der derzeit geplante kohlebedingte Netzausbau behindert die Energiewende: Die in Kap. 2 und 3 erläuterten Untersuchungen der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber zeigen, dass kritische Versorgungssituationen nicht etwa bei Dunkelflauten auftreten, sondern ausschließlich im Falle eines prognostizierten Überangebots an elektrischer Energie. Dabei führt, wie gezeigt, nicht etwa eine Starkwindeinspeisung zu einer Netzüberlastung, sondern die zusätzliche, zeitgleiche Kohlestromeinspeisung.[214]

Gemäß Netzentwicklungsplan soll das Stromnetz für eine wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien ausgebaut werden, OHNE dass die Kohlestromeinspeisung nennenswert reduziert wird. Bei wachsender Einspeisung von erneuerbaren Energien erfordert dies einen laufenden Ausbau des Übertragungsnetzes. Zudem werden durch den geplanten überdimensionierten Stromnetzausbau Bau und Betrieb von Gaskraftwerken, die in Süddeutschland dringend für die Umsetzung der Energiewende benötigt werden, endgültig unrentabel gemacht.

Es bedarf nun dringend einer grundlegenden Neuberechnung des Netzentwicklungsplans[215], flankiert von einer Reform des Energiewirtschaftsgesetzes, unter Berücksichtigung folgender Vorgaben:

- Berücksichtigung der Kosten des Netzausbaus,
- Berücksichtigung der Vorgaben der Bundesnetzagentur,
- Berücksichtigung der Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015,
- Berücksichtigung einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung der Netzplanung.

---

212 Siehe hierzu z.B. [UBA 2013, Kap. 6.2.2]; diese Studie des Umweltbundesamts zu „Dezentrale Energieerzeugung in Deutschland bis 2030“ untersuchte, wie die veränderten Rahmenbedingungen die Marktentwicklung der dezentralen Energiesysteme beeinflussen.

213 Vgl. Kap. 6.1.2(3). Eine derartige lokale Speicherung eines Offshore-Stromüberschusses forderte z.B. der Bundesverband der Bürgerinitiativen gegen SuedLink Anfang Juli 2015.

214 Siehe Kap. 2.1.2(3)].

215 Zu den bestehenden Defiziten des Netzentwicklungplans 2024 siehe Kap. 3.4.

7.2.1 Berücksichtigung der Kosten des Netzausbaus

(1) Anpassung des Marktmodells im Netzentwicklungsplan 2025 erforderlich

Der Netzentwicklungsplan 2024 geht in seinem Marktmodell weiterhin von der Prämisse aus, dass alle konventionellen Kraftwerke einspeisen können, soweit ihre variablen Kosten niedriger sind als die von anderen konventionellen Kraftwerken in Deutschland und im benachbarten Ausland.[216] Dabei bleiben allerdings die Kosten desjenigen Netzausbaus, der für einen derartigen Kraftwerkseinsatz erforderlich ist, bei der Netzentwicklungsplanung unberücksichtigt.

Ein Beispiel: Zusätzliche Stromnachfrage in Süddeutschland wird gemäß Netzentwicklungsplan grundsätzlich zuerst durch Kohlekraftwerke abgedeckt, auch wenn sie in Norddeutschland stehen und in Süddeutschland Gaskraftwerke verfügbar wären. Bei einem dadurch resultierenden Übertragungsengpass, z.B. von Hamburg nach Stuttgart, wird in den Netzentwicklungsplan eine neue Leitung eingestellt, ohne die dadurch bedingten Netzausbaukosten dem angeblich kostengünstigeren Kohlekraftwerk zuzurechnen.

Die Bundesnetzagentur schreibt hierzu: "Auch im Jahre 2024 werden aller Voraussicht nach diejenigen Kraftwerke Strom produzieren und ins Netz einspeisen, die dies am preiswertesten können. ... Derzeit fehlen jegliche Anhaltspunkte, dass der Gesetzgeber eine Abkehr von marktwirtschaftlichen Prinzipien auch nur in Erwägung ziehen könnte."[217]

Marktwirtschaft heißt aber, dass derjenige einspeisen darf, der für den Stromverbraucher Strom zu geringsten Kosten anbieten kann. Um einen kostenoptimalen Netzausbau zu gewährleisten, muss in einer Marktwirtschaft der Kostenverursacher die Kosten tragen (optimale Allokation der Ressourcen). Indem im Netzentwicklungsplan 2024 nur die Stromherstellkosten berücksichtigt werden, aber die dadurch ggf. verursachten zusätzlichen Stromübertragungskosten außer Acht gelassen werden, werden genau diese marktwirtschaftlichen Prinzipien verletzt und die Stromverbraucher ggf. mit unnötigen Kosten belastet.

Dies ist ein schwerer methodischer Fehler, der die gesamte Bedarfsanalyse des Netzentwicklungsplans fragwürdig macht.[218]

(2) Netzausbaukosten den Verursachern anlasten

Bau- und Betriebskosten des Netzausbaus, die derzeit bei der Netzentwicklungsplanung gänzlich unberücksichtigt bleiben, müssen zukünftig berücksichtigt werden[219], und zwar sowohl bei erneuerbaren als auch bei konventionellen Energien:

- Stromerzeugung fernab von den Verbrauchszentren (z.B. Offshore-Windenergie) erhöht tendenziell den Netzausbaubedarf. Zur Verringerung der dadurch bedingten und den Verursachern zuzurechnenden Netzausbaukosten werden diese Kraftwerke in der Netzentwicklungsplanung (insbesondere bei Netzstörungen) dann stärker abgeregelt als verbauchsnähere Kraftwerke. Dadurch werden auch die Vorteile einer dezentralen Energieerzeugung bei der Netzentwicklungsplanung stärker berücksichtigt.
- Kraftwerken, die nicht aus technisch-physikalischen Gründen für die Stromversorgung erforderlich sind, sondern Stromüberschuss produzieren[220], müssen bei der Netzentwicklungsplanung gemäß den marktwirtschaftlichen Prinzipien die dadurch verursachten Netzausbaukosten zugerechnet werden. Ein Einsatz dieser Kraftwerke sollte also bei der Netzentwicklungsplanung zukünftig unberücksichtigt bleiben, soweit nicht die eingesparten Betriebskosten die verursachten Netzausbaukosten übersteigen.[221] Eine derartige Netzentwicklungsplanung stellt sicher, dass die Stromversorgungskosten für den Endverbraucher minimiert werden, und nicht nur, wie bisher, die Produktionskosten frei Kraftwerk.

---

216 Siehe Kap. 3.4.1.

217 [BNetzA 2015a, S. 24].

218 Vgl. Kap. 3.4.1.

219 Dieses Problem wird auch im kürzlich veröffentlichten Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums angesprochen: "Effiziente Netznutzung und -ausbau: ... Der Netzausbau wird nicht über den Strommarkt, sondern über Netzentgelte finanziert. Daher muss eine angepasste Netzregulierung das optimale Verhältnis zwischen Nutzung lokaler Flexibilität und Netzausbau herstellen." [BMWi 2015, S. 70].

220 Etwa für Kohlestromexport zeitgleich zu Starkwindeinspeisung.

221 Vgl. Kap. 3.4.1.

7.2.2 Berücksichtigung der Vorgaben der Bundesnetzagentur

(1) Spitzenkappung von erneuerbaren Energien

Die Bundesnetzagentur hat für den Netzentwicklungsplan 2025 zur Reduzierung des "Netzentwicklungsbedarfs" eine Spitzenkappung von erneuerbaren Energien verbindlich vorgeschrieben, und zwar maximal je Anlage "um 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge"[222].

(2) CO_2-Begrenzungsszenario des Netzentwicklungsplans 2025 zum Basisszenario machen

Eine Spitzenkappung von konventionellen Kraftwerken, insbesondere bei einer Netzstörung, ist hingegen bei der Netzentwicklungsplanung nach wie vor nicht vorgesehen.

Allerdings wird zukünftig in einem CO_2-Begrenzungsszenario des Netzentwicklungsplans 2025 eine CO_2-bedingte Abregelung von konventionellen Kraftwerken berücksichtigt.[223] Dies führt gegenüber dem bisher verwendeten Marktmodell zu einem geringeren Einsatz von konventionellen Kraftwerken (v.a. von Braunkohlekraftwerken).

7.2.3 Berücksichtigung der Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015

(1) Kosten für Stromverbraucher reduzieren

Die Regierungs-Eckpunkte fordern unter dem Stichpunkt "Wettbewerb und Innovation entfachen: Kern des Strommarktes ist ein marktwirtschaftlicher Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen, sei es auf der Erzeugungs- oder auf der Nachfrageseite. ... Netzentgelte und andere Abgaben sollen keine Fehlanreize setzen, damit die Preissignale des Strommarkts beim Verbraucher ankommen und die kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen genutzt werden. Wir befördern damit auch den für die Energiewende notwendigen Strukturwandel. Im Energiewirtschaftsrecht werden wir klar den Grundsatz festlegen, dass die Politik und die Regulierungsbehörde in die Preisbildung am Markt nicht eingreifen."[224]

Wenn aber die durch bestimmte Produktionsstrukturen verursachten zusätzlichen Netzausbaukosten nicht den Verursachern angelastet werden, und insbesondere bei der Netzentwicklungsplanung diese Kosten gänzlich unberücksichtigt bleiben, dann greift die Politik und die Regulierungsbehörde aktiv in die Preisbildung am Markt ein.

Dann kommt nicht das für den Verbraucher kostengünstigste Kraftwerk in der Netzplanung zum Zug, sondern ggf. ein Kraftwerk, das zwar im Moment niedrigere variable Herstellkosten[225] hat, unter Berücksichtigung der von ihm zusätzlich verursachten Netzausbaukosten für den Verbraucher aber höhere Stromkosten verursacht als ein Kraftwerk mit höheren variablen Herstellkosten, das z.B. wegen seiner verbrauchsgünstigeren Lage keine zusätzlichen Netzausbaukosten verursacht.

(2) Reservekraftwerke in Süddeutschland zur Verringerung des Netzausbaus einplanen

Die Regierungs-Eckpunkte sehen in einem ersten Schritt den Neubau von 2 GW Reservekraftwerke in Süddeutschland vor:

- Reservekraftwerke in Süddeutschland verringern den Netzausbaubedarf, weil bei Leitungsstörungen diese Reservekraftwerke einspringen können und deshalb Reserveleitungen eingespart werden.
- Zudem sind Reservekraftwerke in Süddeutschland zwingend erforderliche Voraussetzung für Leiterseiltemperaturmonitoring[226], wodurch bestehende Leitungen besser genutzt und der erforderliche Netzausbau deutlich verringert werden kann[227].

---

222 [BNetzA 2014a, S. 3]; vgl. auch Kap. 6.1.1(4).

223 Vgl. Kap. 6.1.1(5).

224 [Eckpunkte 2015, S. 2].

225 Approximativ sind das die variablen Stromerzeugungskosten eines Kraftwerks.

226 Am besten in Kombination mit Hochtemperaturleiterseilen in kritischen Leitungsabschnitten, siehe Kap. 6.2.1(2).

227 Siehe Kap. 6.1.4.

Die Vorgabe von 2 GW stellt eine Untergrenze eines politischen Kompromisses dar, für eine kostenoptimale Netzentwicklungsplanung sind mittelfristig wahrscheinlich deutlich mehr Reservekraftwerke in Süddeutschland erforderlich. Dies sollte zumindest beim Szenario 2035 des Netzentwicklungsplans 2025 berücksichtigt werden.

7.2.4 Gesamtwirtschaftliche Optimierung der Netzplanung erforderlich

Für eine gesamtwirtschaftliche Optimierung muss der Netzentwicklungsplan 2025 nicht nur die Kosten des Netzausbaus, die neuen Vorgaben der Bundesnetzagentur und die Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015 berücksichtigen, sondern auch die Alternativen zu einem Freileitungsneubau einplanen:

- dezentrale Energieversorgung,
- Abregelung von konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken,
- Neubau von Stromspeichern,
- Nachfragemanagement,
- Bau von Reservekraftwerken in Süddeutschland,
- bessere Nutzung bestehender Leitungen, insbesondere durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile,
- Leitungsneubau vorrangig als Erdkabel statt als Freileitung.

Erst nach einer entsprechenden Neuberechnung des Netzentwicklungsplans wissen wir, ob und in welchem Umfang neue Stromleitungen für die Energiewende erforderlich sind.

Quellen

[50Hertz 2015]
Windhose knickt Höchstspannungsmasten bei Eisleben um. 50Hertz, Berlin, 14. Juli 2015.
http://www.50hertz.com/de/Medien/News (14.07.2015(08.07.2015)

[Amprion 2014]
Gleichstrompassage Süd-Ost, Topographische Übersichtskarte. Amprion GmbH, Dortmund.
http://www.amprion.net/netzausbau/gleichstrompassage-sued-ost-hintergrund (abgerufen am 17.06.2014, mittlerweile (am 11.07.2015) nicht mehr abrufbar!)

[BayWiMi 2015]
Dialogpapier – Schlussfolgerungen aus dem Energiedialog. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Technologie, Energie und Medien, München, 09. Februar 2015.
https://www.regierung.unterfranken.bayern.de/assets/ew-ufr/4/2015_02_02_schlussfolgerungen_energiedialog.pdf (08.07.2015)

[BayWiMi 2015a]
Pressemitteilung der Bayerischen Wirtschaftsministerin AIGNER, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Technologie, Energie und Medien, München, 02. Juli 2015.
http://www.stmwi.bayern.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/pm/140-2015/ (08.07.2015)

[BayWiMi 2015b]
Fahrplan Energie für Bayern – Wie geht es weiter? Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Technologie, Energie und Medien, München, Juli 2015.
http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2015-07-08-Fahrplan-Energiepolitik-fuer-Bayern.pdf (14.07.2015)

[BDEW 2015]
BDEW-Kraftwerksliste 2015: Inzwischen 53 Prozent aller geplanten Kraftwerksneubauten in Frage gestellt. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW, 13. April 2015.
https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-kraftwerksliste-2015-veroeffentlicht-de (20.07.2015)

[BMWi 2015]
Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin, Juli 2015.
http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (29.07.2015)

[BNetzA 2012]
"Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, Dezember 2011, veröffentlicht am 02. Januar 2012.
www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (20.07.2015).

[BNetzA 2013]
Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur, Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 01. Juli 2013.
http://www.netzentwicklungsplan.de/en/system/files/media/documents/20130701_Sensitivit%C3%A4tenbericht.pdf (20.07.2015)

[BNetzA 2014]
Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 02. Mai 2014.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/FeststellungReservekraftwerksbedarf2014_2015_2016_2017_2018.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D4 (08.07.2015)

[BNetzA 2014a]
Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 19. Dezmber 2014.
http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile (14.07.2015)

[BNetzA 2015]
Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 30. April 2015.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1516_1617_1920.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (08.07.2015)

[BNetzA 2015a]
Bedarfsermittlung 2024: Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, Februar 2015.
http://data.netzausbau.de/Charlie/NEP/NEP2024_BNetzA-VorlErg.pdf (14.07.2015)

[BT 2015]
Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus, BT-Drucksache 18/4655, 18. Wahlperiode, 20. April 2015.
http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/18/046/1804655.pdf (14.07.2015)

Siehe hierzu auch die Stellungnahme des Bundesrats, BR-Drucksache 129/15(B), 08. Mai 2015.
http://dipbt.bundestag.de/dip21/brd/2015/0129-15B.pdf (14.07.2015)

[Dena 2010]
Dena-Netzstudie-II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Deutsche Energieagentur – Dena, Berlin, November 2010.
http://www.dena.de/projekte/erneuerbare/dena-netzstudie-ii.html (22.07.2015)

[Desertec 2014]
DESERTEC: Konzept zur Erzeugung von Ökostrom an energiereichen Standorten der Welt und dessen Übertragung zu Verbrauchsregionen mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Wikipedia, 2014.
https://de.wikipedia.org/wiki/Desertec (24.07.2015)

[Eckpunkte 2015]
Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende – Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 01. Juli 2015.
http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (08.07.2015)

[EEG-Umweltausschuss 2008]
Beschlussempfehlung und Bericht zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – BT-Drucksache 1681/48, 16/8393 – zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. BT-Drucksache 16/9477, 04. Juni 2008.
http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/094/1609477.pdf (22.07.2015)

[Energiemonitor 2015]
Deutsche sehen Energiewende in Gefahr, Umfrage (2000 Teilnehmer), Energie-Trendmonitor 2015, Stiebel Eltron, Holzminden, 2015.
https://www.stiebel-eltron.de/de/home/unternehmen/presse/pressemitteilungen/trendmonitor-2015.html (18.07.2015)

[ENTSO-E 2010]
Ten-year Network Development Plan 2010-2020. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 28 June 2010.
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf (22.07.2015)

[ENTSO-E 2014]
Ten-year Network Development Plan 2014-2030. European Network of Transmission System Operators for Electricity, December 2014.
https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx (18.07.2015)

[EU 2006]
Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 06. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG.
http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex:32006D1364(24.07.2015)

[EU 2009]
Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:de:PDF (24.07.2015)

[EU 2009a]
Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:DE:PDF (24.07.2015)

[Fell 2015]
Fell H-J: Atomkraftwerk Grafenrheinfeld nun wirklich endlich aus. Berlin/Hammelburg, 26. Juni 2015.
http://www.hans-josef-fell.de/content/index.php/presse-mainmenu-49/schlagzeilen-mainmenu-73/867-atomkraftwerk-grafenrheinfeld-nun-wirklich-endlich-aus (18.07.2015)

[FW Bayern 2015]
Für eine sichere und bezahlbare Stromversorgung: Dezentrale Bürgerenergiewende vor Ort statt Endlosplanungen und Kostenexplosion durch HGÜ-Erdverkabelung. Dringlichkeitsantrag der Abgeordneten Hubert Aiwanger, Florian Streibl, Thorsten Glauber, Prof. (Univ. Lima) Dr. Peter Bauer, Dr. Hans Jürgen Fahn, Günther Felbinger, Eva Gottstein, Joachim Hanisch, Johann Häusler, Dr. Leopold Herz, Nikolaus Kraus, Peter Meyer, Alexander Muthmann, Prof. Dr. Michael Piazolo, Bernhard Pohl, Gabi Schmidt, Dr. Karl Vetter, Jutta Widmann, Benno Zierer und Fraktion FREIE WÄHLER Bayern, München, 08. Juli 2015.
http://fw-landtag.de/fileadmin/user_upload/Antrag_HGUE-Erdverkabelung_.pdf (18.07.2015)

[Greenpeace 2008]
A North sea grid revolution. A vision of offshore grid integration. Greenpeace 2008.
http://www.greenpeace.org/eu-unit/Global/eu-unit/reports-briefings/2009/5/A-North-Sea-electricity-grid-%28r%29evolution.pdf (18.07.2015)

[Jarass 2013]
Jarass L: Reform des EEG — Verbrauchsvorrang für Erneuerbare Energien wieder einführen, Einspeisegarantie für Kohlestrom abschaffen. Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 6/2013, S. 572-580.
http://www.jarass.com/home/index.php/DE/energie/aufsaetze/1217-reform-des-eeg (16.07.2015)

[Jarass 2013a]
Jarass L: Stromnetzausbau für erneuerbare Energien erforderlich oder für unnötige Kohlestromeinspeisung? EWeRK, Zeitschrift für Energie- und Wettbewerbsrecht, Nomos-Verlag, Heft 6/2013.
http://www.jarass.com/Energie/B/EWeRK_6_2013_published.pdf (20.07.2015)

[Jarass 2014]
Jarass L: Rechtliche Defizite fördern überdimensionierten Stromnetzausbau. Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 3/2014, S. 231-233.
http://www.jarass.com/Steuer/B/ZNER,%20Manuskript,%20published.pdf (16.07.2015)

[Jarass 2015]
Neue Netzstrukturen für die Energiewende: Kritische Versorgungssituationen durch Export von Kohlestrom. Zeitschrift für Sonnenenergie, Heft 1/2015, S. 44-46
http://www.jarass.com/Energie/B/Sonnenergie,%201-2015,%20published.pdf (30.07.2015)

[Jarass 2015a]
Jarass L: Die Notwendigkeit neuer Stromleitungen – Nicht nur Bayern, sondern auch Hessen hat nun Zweifel. PUBLICUS, 4/2015.
http://www.jarass.com/Energie/B/PUBLICUS,%204-2015,%20published.pdf (24.07.2015)

[Jarass/Obermair 2005]
Jarass L, Obermair GM: Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare Energien. ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1/2005.
http://www.jarass.com/Energie/B/ZfE,%20v3.200,%20Endfassung.pdf (14.07.2015)

[Jarass/Obermair 2012]
Jarass L, Obermair GM: Welchen Netzumbau erfordert die Energiewende? MV-Verlag, Münster, August 2012.
http://www.jarass.com/home/index.php/DE/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/460-welchen-netzumbau-erfordert-die-energiewende (08.07.2015)

[Jarass/Obermair 2013]
Jarass L, Obermair GM: Stromnetzausbau – wofür und für wen?
Teil 1: Der Umbau der Elektrizitätsversorgung. PUBLICUS, 8/2013.
http://www.jarass.com/Energie/B/PUBLICUS,%202013.08,%20Teil%20I,%20published.pdf (24.07.2015)

Teil 2: Defizite und methodische Fehler der Netzausbauplanung. PUBLICUS, 9/2013.
http://www.jarass.com/Energie/B/boorberg01.c.269814.de.pdf (24.07.2015)

[Jarass/Obermair/Voigt 2009]
Jarass L, Obermair GM, Voigt W: Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2., vollständig neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag Berlin/Heidelberg/New York, Juni 2009.
http://www.jarass.com/home/index.php?option=com_content&view=article&id=373%3Awindenergie-zuverlaessige-integration-in-die-energieversorgung&catid=40%3Aenergie-a&Itemid=78&lang=de (16.07.2015)

[Lange/Focken 2008]
Lange M; Focken U: Studie zur Abschätzung der Netzkapazität in Mitteldeutschland in Wetterlagen mit hoher Windeinspeisung. Energy & Meteo Systems, http://www.energymeteo.com, Oldenburg, Juli 2008.

[Leitstudie 2011]
Nitsch J et al.: Leitstudie 2011 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU, Berlin, 29. März 2012.
http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf (20.07.2015)

[NEP 2023/1]
Netzentwicklungsplan Strom 2013 (Zieljahr 2023), 1. Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 02. März 2013.
http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2013_Teil_I.pdf (16.07.2015)

[NEP 2023]
Netzentwicklungsplan Strom 2013 (Zieljahr 2023), 2. Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 17. Juli 2013.
http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf (16.07.2015)

[NEP 2024]
Netzentwicklungsplan Strom 2014 (Zieljahr 2024), 2. Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 04. November 2014.
http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf (08.07.2015)

[Smart Grid 2015]
Intelligentes Stromnetz – Smart Grid. Wikipedia 2015.
https://de.wikipedia.org/wiki/Intelligentes_Stromnetz (20.07.2015)

[TenneT 2015]
Südlink: Vorschlag Trassenkorridor. TenneT, März 2015.
http://suedlink.tennet.eu/trassenkorridore/vorschlag-trassenkorridor.html (11.07.2015)

[TenneT 2015a]
Höchstspannungsleitung Wilster – Grafenrheinfeld. Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) Nr. 4 SuedLink. Allgemein verständliche Zusammenfassung des Antrags nach § 6 Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG). TenneT, 2015.
http://suedlink.tennet.eu/fileadmin/antrag/antrag_texte_final/AVZ_141212.pdf (12.07.2015)

[TenneT 2015b]
SuedLink - die Windstromleitung. Koalitionsbeschluss zu Erdkabel-Vorrang bei SuedLink. TenneT, Newsletter vom 28. Juli 2015.
http://suedlink.tennet.eu/suedlink-im-dialog/suedlink-news.html (28.07.2015)

[UBA 2013]
Peter S: Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau, September 2013.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_14_2013_modellierung_einer_vollstaendig_auf_erneuerbaren_energien.pdf (19.07.2015)

[Younicos 2014]
Batteriepark Schwerin, Younicos, 2014.
http://www.younicos.com/de/projekte/07_Schwerin/index.html (20.07.2015)