Dieses Dokument ist den Mitgliedern des DFBEW vorbehalten

Office franco-allemand pour la transition énergétique
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende

HINTERGRUNDPAPIER

Entwicklung der Übertragungsnetze in Deutschland und Frankreich

Rahmenbedingungen, technischer Hintergrund, Bestandsaufnahme

März 2017

Autor: Martin Steinbach, DFBEW
martin.steinbach@developpement-durable.gouv.fr

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:
Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer

Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.

Inhalt

Disclaimer 2

Inhalt 3

Zusammenfassung 4

Einleitung 5

I. Rahmenbedingungen für den Ausbau des Übertragungsnetzes 6

I.1. Gesetzgebung für den Netzausbau in Deutschland 6

I.2. Gesetzgebung in Frankreich 8

II. Umsetzung der Rahmenbedingungen zum Netzausbau 9

II.1. Instrumente des Netzausbaus in Frankreich 9

II.2. Umsetzung der Gesetzgebung zum Netzausbau in Deutschland 10

II.3. Projects of common interest: Instrument für gemeinsame Vorhaben 11

III. Technischer Hintergrund zu HGÜ und Erdkabeln 12

III.1. Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) 12

III.2. Die Rolle von Erdkabeln 14

IV. Stand der Dinge bei den Vorhaben in Deutschland und Frankreich 15

IV.1. Entwicklung der Vorhaben in Deutschland 15

IV.2. Stand des Ausbaus und der Verstärkung des Netzes in Frankreich 18

Zusammenfassung

Die Energieversorgung in Deutschland und Frankreich steht in naher Zukunft vor großen Veränderungen. Die Regierungen Deutschlands und Frankreichs haben sich als Ziel gesetzt, den **Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren deutlich zu erhöhen**. Gleichzeitig solle die Erzeugung aus fossilen Energieträgern zurückgefahren werden.
Begleitet wird diese Entwicklung von einem Ausbau bzw. einer Verstärkung der Stromnetze. Dabei dienen die im Rahmen dessen getroffenen Maßnahmen nicht nur dem Anschluss Erneuerbarer Energien. Der erzeugte Strom muss in Deutschland über eine immer größer werdende Distanz, vornehmlich in Nord-Süd-Richtung, von den Einspeiseschwerpunkten im Norden zu den Verbrauchsschwerpunkten im Süden, transportiert werden. Dafür sollen Leitungen verstärkt oder neu errichtet werden. Weitere Ziele sind die infrastrukturelle Erschließung von Regionen sowie die Erhaltung der Netzsstabilität, für welche die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Sorge tragen.
Auf europäischer Ebene haben sich die einzelnen Stromnetze von regionalen über nationale bis hin zu **kontinentalen Stromverbünden** entwickelt. Die **Liberalisierung der Strommärkte** begünstigt ein weiteres Zusammenwachsen der Stromnetze. Durch den Ausbau von transnationalen Netzverbindungen (Interkonnektoren) sollen laut den europäischen ÜNB sowohl Preisunterschiede der regionalen Märkte als auch nationale Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch leichter ausgeglichen werden können.[1]

Um die Energieversorgung in der Zukunft zu sichern und den neuen Herausforderungen an das Stromnetz gerecht zu werden, haben beide Länder die Rahmenbedingungen für einen **kontinuierlichen, zyklischen Prozess** aus Bedarfsprognosen, Planungen, Konsultation betreffender Parteien und Realisierung der Vorhaben geschaffen.
Die Szenarien mit einem Horizont von 10 bis 15 Jahren werden dabei von den nationalen ÜNB ausgearbeitet. Diese dienen zur Erarbeitung von Netzausbauplänen: In Deutschland gibt es den Bundesbedarfsplan, den Vorhaben-Katalog des Energieleitungsausbaugesetzes sowie den Offshore–Netzentwicklungsplan. In Frankreich gibt es den Zehnjahresplan zur Entwicklung des Stromnetzes (*schéma décennal de développement de réseau),* der neben zu errichtenden oder verstärkenden Leitungen auch zahlreiche kleinere punktuelle Vorhaben enthält. Die Planungsdokumente werden von Umsetzungsberichten begleitet, die im Falle Frankreichs im Planungsdokument selbst enthalten sind.

In den Planungen beider Länder spielen dabei **Erdkabel** und die **Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung** eine immer bedeutender werdende Rolle. Die Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung soll Verluste, die bei weiten Entfernungen durch Wechselstrom-Übertragung entstehen würden, vermeiden. Erdkabel kommen bisher auf Nieder- oder Mittelspannungsebene zum Einsatz, sind jedoch auf Höchstspannungsebene aufgrund noch zu untersuchender, technischer Fragen nicht verbreitet. Ein zentrale Vorteil der Erdkabel liegt darin, dass diese sich harmonischer in die Landschaft einfügen lassen als Freileitungen. Sowohl Frankreich als auch Deutschland haben den Einsatz von Erdkabeln in gewissen Bereichen gesetzlich fixiert.

[1] ENTSO-E (2016): Ten-Year Development Network Plan.

Einleitung

In Deutschland und Frankreich nimmt das Thema Netzausbau einen immer größeren Stellenwert ein. Die Gründe für das Forcieren von Netzausbauvorhaben liegen vor allem in der **Sicherung der Stromversorgung**, der Schaffung eines **EU-weiten Binnenmarktes für Strom** sowie dem **Anschluss neu installierter Kapazitäten**, vor allem Erneuerbaren-Energien-Anlagen, an das Stromnetz.
Bezüglich der erneuerbaren Energien haben sich beide Länder ehrgeizige und vergleichbare Ziele gesetzt (siehe Abbildung 1). Diese Ziele sind in Deutschland im Energiekonzept der Bundesregierung sowie im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und in Frankreich im Energiewendegesetz (*loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, LTECV, auf Französisch) fixiert.

Deutschland	Frankreich
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	
2020: 18 %	2020: 23 %
2030: 30 %	2030: 32 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	**Anteil an Stromerzeugung**
2025 : 40-45 %	
2035 : 55-60 %	2030: 40 %

Abbildung 1: Ausbauziele der Erneuerbaren Energien in Frankreich und Deutschland;
Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): Erneuerbare Energien in Zahlen;
Ministerium für Umwelt, Energie und Meeresangelegenheiten (*Ministère de l'Environnement, de l'énergie et de la Mer*, MEEM) (2016): „Erneuerbare Energien" (auf Französisch).

Nach starkem Ausbau der Windenergie im Norden Deutschlands haben Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems laut Bundesnetzagentur (BNetzA) zu Kosten von ca. 1 Milliarde Euro im Jahr 2015 geführt.[2] Planungen zum **Ausstieg aus der Atomenergie** verschärfen diese Herausforderung noch einmal.[3] In Frankreich folgen der **Diversifizierung des Strommixes** oder **der Abschaltung alter Kohlekraftwerke** lokale, vor allem aber großräumige **Divergenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch** von Strom. Bestehende Infrastrukturen können dadurch in beiden Ländern an ihre Belastungsgrenze stoßen.

Um diesen Herausforderungen an das Stromnetz gerecht zu werden, planen die vier deutschen ÜNB (50 Hertz, Amprion, Tennet und TransnetBW) für den Zeitraum 2014-2024 mit Investitionen in Höhe von 18 Milliarden Euro für den Onshore- und 15 Milliarden Euro für den Offshore-Netzausbau (Mehrkosten für eine Erdverkabelung an Land sind hier nicht berücksichtigt).[4] Frankreich sieht für den Zeitraum 2015-2025 im Mittel 15 Milliarden Euro an Investitionen vor.[5]

Der Netzausbau ist ein **fortlaufendes, progressives Verfahren,** das versucht, den aktuellen sowie mittel- und langfristigen Entwicklungen und Anforderungen an die Energielandschaft gerecht zu werden. Um dieses Verfahren

[2] BNetzA (2016): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen.
[3] In Deutschland will die Bundesregierung bis 2022 alle Atomkraftwerke abschalten. In Frankreich ist die Schließung des Atomkraftwerks Fessenheim (im Elsass) angestrebt (Pressemitteilung des zuständigen Energieversorgers EDF, auf Französisch). Langfristig soll laut LTECV der Anteil von Atomenergie an der Stromerzeugung bis 2025 auf 50% sinken (LTECV, auf Französisch). 2015 lag dieser Anteil bei 76 % (Barometer des DFBEW zum Strommarkt in Frankreich).
[4] BNetzA (2017): Fragen und Antworten zum Thema Stromnetzausbau.
[5] RTE (2016): Zehnjahresplan zur Entwicklung des Stromnetzes (*schéma décennal de développement de réseau,* SDDR, auf Französisch),S.8; der Wert ergibt sich als Mittelwert der verschiedenen Szenarien.

für beide Länder näherzubringen, wird im vorliegenden Hintergrundpapier zunächst ein Überblick über die gesetzlichen Rahmenbedingungen gegeben sowie deren Umsetzung erläutert.
Neben relevanten technischen Hintergründen wird auf die wichtigsten, neusten Entwicklungen des Netzausbaus eingegangen. Im weiteren Verlauf wird lediglich das Übertragungsnetz betrachtet. Des Weiteren schließt das vorliegende Dokument zum Teil an ein 2014 vom DFBEW veröffentlichtes Hintergrundpapier über das Übertragungsnetz in Deutschland (für Mitglieder hier, auf Französisch) an.

I. Rahmenbedingungen für den Ausbau des Übertragungsnetzes

Um den Netzausbau bzw. die Netzverstärkung durch ein gesetzlich geregeltes Vorgehen abzusichern, haben die Gesetzgeber beider Länder entsprechende Regelungen geschaffen, die im Folgenden erläutert werden.

I.1. Gesetzgebung für den Netzausbau in Deutschland

Der Netzausbau wird in Deutschland durch ein Geflecht mehrerer Gesetze, die in diesem Kapitel vorgestellt werden, legitimiert. Das **Energewirtschaftsgesetz (EnWG)** enthält übergreifende Regelungen für die Systematik eines konsekutiven, periodischen Netzausbaus. Das EnWG umklammert dabei das **Energieleitungsausbau-** und das **Bundesbedarfsplangesetz (EnLAG und BBPlG)**, welche letztlich Netzausbauvorhaben gesetzlich fixieren. Für Vorhaben aus dem BBPlG ist das **Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)** relevant, das Vorhaben besonderen öffentlichen Interesses beschleunigen soll.

Abbildung 2: Bedarfsfeststellung und Zulassungsverfahren der PCI (*Project of common Interest)* Höchstspannungsleitungen; Quelle: BNetzA (2014): PCI-Verfahrenshandbuch.

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)
Im EnWG, das im Jahr 2005 veröffentlicht wurde, ist u.a. die Pflicht der ÜNB fixiert, dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Elektrizität zu befriedigen und durch entsprechende Übertragungskapazität die Zuverlässigkeit des Netzes garantieren zu können.
In § 12 EnWG sind die **ersten Schritte des Prozesses zum Netzausbau** geregelt:

- Anfertigung des Szenariorahmens (§ 12a) und
- darauf aufbauendende Anfertigung des Netzentwicklungsplans (§ 12b EnWG) durch die ÜNB,
- Überprüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur (BnetzA) (§ 12c EnWG) und
- anschließende Übermittlung des geprüften Netzentwicklungsplanes an die Bundesregierung (§ 12e EnWG).

Mit letzterem wird diese **Bedarfsermittlung** abgeschlossen und die Vorhaben in einem Bundesbedarfsplan gesetzlich fixiert. Außerdem werden die ÜNB als Vorhabenträger der Netzausbaumaßnahmen zur regelmäßigen Anfertigung eines Umsetzungsberichtes nach § 12d EnWG verpflichtet.

Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)

Das derzeit rechtskräftige BBPlG trat am 27. Juli 2013 in Kraft. Es bestimmt gesetzlich Übertragungsnetzvorhaben aus dem Netzentwicklungsplan als **energiewirtschaftlich notwendig** und kennzeichnet den **vordringlichen Bedarf** dieser Vorhaben für die **Aufrechterhaltung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs** (§1, Abs.1).
Es enthält in seiner Anlage eine Auflistung von Netzausbauvorhaben. Deren Planungsverfahren unterscheiden sich in Abhängigkeit davon, ob das Netzausbauvorhaben grenzüberscheitend ist oder nicht. Bei letzterem ist das betroffene Bundesland die verfahrensführende Behörde, bei ersterem übernimmt die Bundesnetzagentur diese Verantwortlichkeit. Dies soll die Realisierung derartiger Projekte beschleunigen.
Die einzelnen Projekte sind je nach Charakteristik gekennzeichnet. Neben erprobten Drehstrom-Freileitungen werden im BBPlG zur **Erprobung neuer Techniken** bestimmte Vorhaben als Pilotprojekte ausgegeben. Dazu zählen Projekte zur Erprobung von:

- Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ),
- Höchspannungs-Drehstrom-Übertragung,
- Erdkabeln und
- Hochtemperaturseilen.

Mit dem aktuellen BBPlG traten wichtige Änderungen in Kraft. So sind gemäß § 3 BBPlG als HGÜ-Leitung gekennzeichnete Vorhaben vorrangig als Erdkabel statt wie bisher als Freileitung zu errichten. Für Vorhaben im Wechselstrombereich soll die Erdverkabelung hingegen, aufgrund mangelnder Erfahrung mit dem Verhalten dieser im vermaschten Höchstspannungsnetz, den Pilotcharakter weiter innehaben.

Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)

Das NABEG wurde am 28. Juli 2011 veröffentlicht. Ziel des Gesetzes ist es, die Planungsverfahren **länderübergreifender und grenzüberschreitender Leitungen** und die Anbindung von Offshore-Windpark-Umspannwerken an Netzverknüpfungspunkte an Land, die im Bundesbedarfsplan aufgeführt sind, aufgrund des **hohen öffentlichen Interesses** zu beschleunigen (§ 1 NABEG). Für die Genehmigungsverfahren dieser Vorhaben ist die Bundesnetzagentur zuständig. Für die anderen Vorhaben des Bundesbedarfsplans sind die Landesbehörden federführend. Die Genehmigung unterliegt in diesem Fall den Vorschriften des EnWG. Das NABEG ist für Vorhaben aus dem ENLAG nicht relevant (siehe Abbildung 2) .

Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)

Das EnLAG wurde 2009 vom Gesetzgeber beschlossen, um im Bereich der Höchstspannungsnetze (380 kV oder mehr) die Anpassung und Entwicklung der Übertragungsnetze zur **Einbindung erneuerbarer Energien, Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der EU, zum Anschluss neuer Kraftwerke und zur Vermeidung struktureller Engpässe** zu beschleunigen (§1 EnLAG).
Wie beim BBPlG enthält das EnLAG eine Auflistung von Vorhaben, deren **energiewirtschaftliche Notwendigkeit** konstatiert ist. Die Planungsverfahren werden von den zuständigen Landesbehörden durchgeführt. Das EnLAG konzipiert im Gegensatz zum NABEG kein eigenes Genehmigungsregime. Das Verfahren richtet sich daher in weiten Teilen nach dem EnWG.
Die Netzausbauvorhaben aus dem EnLAG **stehen gleichwertig neben denen des Bundesbedarfsplans**. Sechs Vorhaben des EnLAG sind (mindestens abschnittsweise) als **Erdkabel-Pilotvorhaben** für die Höchspannung-Drehstrom-Übertragung aufgeführt und sollen den zuständigen ÜNB erste Erfahrungen mit dieser Technik bringen[6].

[6] Unter bestimmten Vorraussetzungen kann die Erdverkabelung verpflichtend sein, siehe §2 Abs 2 EnLAG.

I.2. Gesetzgebung in Frankreich

In Frankreich regelt der im Oktober 2005 unterzeichnete Vertrag des öffentlichen Dienstes zwischen dem Staat Frankreich und dem französischen Energieversorger EDF (*contrat de service publique entre l'État et EDF*) die Inhalte und Ziele der öffentlichen Dienste mit denen EDF (*Électricité de France*) als staatlicher Energieversorger vertraut wird (hier, auf Französisch). In diesem wird die außergewöhnliche Stellung des Gutes Strom für das alltägliche Leben, den Zusammenhalt der Gesellschaft und den technischen Fortschritt betont sowie dessen **Unverzichtbarkeit für die gesamte Ökonomie** hervorgehoben.

Ziel dieses Vertrages ist es, die Verantwortlichkeit von EDF, dem Übertragungsnetzbetreiber RTE (*Réseau de Transport d'Électricité*) und dem Verteilnetzbetreiber Enedis (ehemals ERDF) bezüglich der **Sicherung und Fortführung der Stromversorgung** festzulegen.[7] Entsprechend dieser Akteure, von Erzeugung über Transport bis Verteilung von Elektrizität, ist der Vertrag dreigeteilt. Im Rahmen des *Unbundling*[8] agieren diese drei Unternehmen eigenständig.
Hervorgehobene Relevanz für das Übertragungsnetz und den Netzausbau bei diesem Vertrag besitzt der dritte Teil, der an RTE gerichtet ist. Dabei wird im ersten Teilbereich *(la gestion du réseau public de transport)* die Verpflichtung von RTE zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit des Transportnetzes, und zur Verbesserung dessen Umweltverträglichkeit sowie der Qualität der Netzanschlüsse fixiert. Bezüglich seiner Prognosen, des Austauschs mit Produzenten und dem täglichen Netzbetrieb ist der Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung Sorge zu tragen. Dabei wird u.a. folgendes festgesetzt:

- Zwecks Umweltschutz sollen mindestens 30 % der zu errichtenden oder erneuernden Hochspannungsleitungen als Erdkabel installiert werden
- Keine Vergrößerung der bestehenden Länge an Freileitungen. Das heißt Freileitungen sollen nur noch verstärkt und/oder erneuert werden
- Bezüglich der Nutzung und Errichtung von Freileitungen; Wahl von Trassen mit möglichst geringen Umweltauswirkungen, Bündelung mit schon bestehenden Infrastrukturen oder Installation von Masten am Waldrand oder entlang von Küsten
- Präferieren von Erdkabeln bei Leitungen von
    - 400 kV : in Ausnahmefällen, abhängig von den Kosten einer solchen Maßnahme
    - 225 kV : bei Projekten in urbanen Gebieten mit mehr als 50.000 Einwohnern wenn eine Nutzung schon bestehender Trassen nicht möglich ist
- Generell : der Vorzug der Lebensverlängerung von Leitungen vor einem Neubau dieser
- Die Ausarbeitung einer mindestens alle zwei Jahre erscheinenden mehrjährigen nationalen Prognose zu Stromerzeugung und -verbrauch (*bilan prévisionnel pluriannuel)*
- **Die Ausarbeitung eines nationalen Netzentwicklungsplanes** (*schéma de développement national du réseau public de transport*) zur Analyse von Netzschwachpunkten für die kommenden 10 bis 15 Jahre
- Zusammenarbeit mit ausländischen ÜNB zwecks Informationsaustausch und um Elektrizitätsflüsse in Zukunft besser abbilden zu können
- Verbesserung des Zugangs zu grenzüberschreitenden Stromleitungen (Interkonnektoren), um den europäischen Verbund aus Reserven und Kapazitäten zu optimieren

[7] RTE ist der einzige Übertragungsnetzbetreiber in Frankreich, Enedis (ehemals ERDF) der mit Abstand größte Verteilnetzbetreiber. Beide sind 100 prozentige Tochterunternehmen von EDF.
[8] *Unbundling* (Entflechtung) beschreibt die gesetzlich geforderte Auftrennung von Stromnetz und -vertrieb bei Energieversorgern damit ein Wettbewerb ermöglicht werden kann. Das *Unbundling* ist dabei Teil der Liberalisierung der Strommärkte in Europa.

II. Umsetzung der Rahmenbedingungen zum Netzausbau

Auf Basis der vorgestellten Gesetzmäßigkeiten führen in beiden Ländern ÜNB im Zusammenspiel mit Bundes- oder Länderbehörden und weiteren Parteien den Netzausbau im Rahmen von sich regelmäßig wiederholenden Prozessen durch, welche im folgenden Kapitel erläutert werden.

II.1. Instrumente des Netzausbaus in Frankreich

In Frankreich wird von RTE ein jährlich erscheinender **Zehnjahresplan zur Entwicklung des Stromnetzes** (*schéma décennal de développement de réseau*, SDDR) vom RTE ausgearbeitet. Der aktuelle Plan mit Bezug auf das Jahr 2015 wurde im Januar 2016 veröffentlicht. Der Ausarbeitung des SDDR folgt eine Vorlage zur Genehmigung bei der französischen Energieregulierungsbehörde (*Comission de régulation de l'énergie*, CRE). Vor der finalen Veröffentlichung erfolgt eine **Konsultation** der Öffentlichkeit und des Französischen Ausschusses der Nutzer des Übertragungsnetzes (*Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité*, CURTE).[9]

Im ersten Teil (auf Französisch) des SDDR wird auf die Herausforderungen, den Stand des Netzes, die Bilanzprognose (*bilan prévissionel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*), sowie Entwicklungsziele eingegangen. Die im SDDR beschriebenen Vorhaben sollen dabei fünf Entwicklungszielen dienlich sein:

- Energieflüsse vereinfachen und die Netzsicherheit in Europa gewährleisten
- Die nationale Solidarität der Stromnetze stärken
- Die Versorgung der Regionen sichern
- Anschluss von Produktionskapazitäten
- Netzsicherheit gewährleisten

Diesbezüglich werden vorab die wichtigsten Vorhaben in einer Liste zusammengefasst.

In einem zweiten Teil (auf Französisch) enthält das SDDR **detaillierte Bestandsaufnahmen der Regionen**. Diese bestehen unter anderem aus einem Bericht über den Stand des Netzes, einer Prognose von Erzeugung und Verbrauch und einer Liste der zu treffenden Maßnahmen.
Das SDDR enthält sowohl Vorhaben zur Anpassung des Netzes, die in den **folgenden drei Jahren zu realisieren** sind, als auch prinzipielle Infrastrukturmaßnahmen zur **Bewerkstelligung in 10 Jahren**. Dabei stützt sich das SDDR auf folgende Analysen der zukünftigen Energiesituation:

- Die Bilanzprognose (auf Französisch), aktuell mit Bezug auf das Jahr 2016, eine jährlich erscheinende Prognose von RTE mit verschiedenen Szenarien für die Entwicklung von Energiedargebot und Nachfrage.
- den Zehnjahresnetzentwicklungsplan (*ten year network developpment plan*, TYNDP, auf Englisch) der Europäischen Netzwerks der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E)
- die Regionalentwicklungspläne zur Netzanbindung erneuerbarer Energien (*Schémas régionaux pour les énergies renouvelable*, S3REnR, auf Französisch)

Das SDDR wird zudem parallel von einer jährlich erscheinenden Umweltevaluation (*Rapport d'évaluation environnemental du schéma décennal de développement du réseau*, auf Französisch) begleitet, die eine Einschätzung der Umweltauswirkungen des Netzausbaus gibt.

[9] Das Dokument mit Bezug auf das Jahr 2016 befindet sich derzeit in der Konsultationsphase (Stand: Dezember 2016).

II.2. Umsetzung der Gesetzgebung zum Netzausbau in Deutschland

Der Ablauf in Deutschland lässt sich in zwei Schritte einteilen: **Verfahren zur Bedarfsermittlung** und anschließende **Genehmigungssverfahren**.

Abbildung 3: Die fünf Schritte des Netzausbauplanung in Deutschland
Quelle: Bundesnetzagentur (2017): Netzausbau in 5 Schritten – Rubrik zum Thema Netzausbau.

Netzbedarfsermittlung

Der **Szenariorahmen** wird als Basis des Netzentwicklungsplans von den ÜNB in jedem geraden Kalenderjahr erstellt und enthält mindestens drei Szenarien, die unter verschiedenen Annahmen die Energielandschaft in 10 bis 15 Jahren beschreiben (§ 12a EnWG). Der Szenariorahmen wird bei der Bundesnetzagentur eingereicht, welche diesen prüft, veröffentlicht und zur Diskussion und Konsultation der Öffentlichkeit freigibt. Der überarbeitete Szenariorahmen wird zuletzt von der BNetzA genehmigt.

Der anschließende **Netzentwicklungsplan** (NEP) wird von den ÜNB ausgearbeitet und alle zwei Jahre veröffentlicht (§ 12b EnWG).[10] In den Jahren, in denen kein NEP veröffentlicht wird, müssen die ÜNB ab 2018 einen Umsetzungsbericht vorlegen (§ 12d EnWG).
Der NEP enthält Maßnahmen zum Ausbau, zur Optimierung und Verstärkung, welche in 10 bis 15 Jahren für einen sicheren Betrieb notwendig sein werden. Bei diesen Maßnahmen sind lediglich Anfangs- und Endpunkte, nicht jedoch genaue Trassenverläufe, festgelegt. Einige Vorhaben des NEP sind dabei Pilotprojekte für die verlustarme Übertragung über große Entfernungen (HGÜ) sowie für die Anwendung von Hochtemperaturseilen. Der Anschluss von Offshore-Windparks wird in einem eigenständigen Plan, dem **Offshore-Netzentwicklungsplan**, zusammengefasst. Der NEP wird unter Einbeziehung der Öffentlichkeit konsultiert und durch die BNetzA geprüft.
Die BnetzA erstellt parallel einen **Umweltbericht**. Auch dieser wird zusammen mit dem geprüften NEP zur Konsultation veröffentlicht, überarbeitet und von der BNetzA bestätigt.

[10] Bis Ende 2015 waren die ÜNB zu einer jährlichen Anfertigung von diesem verpflichtet.

Der bestätigte NEP wird regelmäßig der Bundesregierung als Entwurf vorgelegt (§ 12e EnWG). Gleichermaßen legt die Bundesregierung den Entwurf mindestens alle vier Jahre[11] dem Bundesgesetzgeber vor. Dieser erlässt auf Basis dessen den **Bundesbedarfsplan**, welcher die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und Verbindlichkeit der beschriebenen Maßnahmen für die Energieversorgung gesetzlich festhält.

Genehmigungsverfahren

Nun geht es um die Konkretisierung der Pläne im Planungsverfahren. Dies geschieht in ein Zusammenspiel zwischen dem Vorhabenträger, in der Regel ein- oder mehrere ÜNB, und der federführenden Behörde.
Dabei schlägt der Vorhabenträger einen Korridorverlauf unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Aspekte vor. Je nachdem, ob Vorhaben ein oder mehrere Bundesländer betreffen, werden die Anträge **entweder an die jeweilige Landesbehörde oder an die BNetzA gestellt**.
Bei Vorhaben, die länder- oder grenzüberschreitend sind, sowie bei Anbindungsleitungen zu Offshore-Umspannwerken erfolgt das Vorgehen gemäß Abschnitt 2 NABEG. Hier agiert die BNetzA als verantwortliche Behörde im Rahmen einer **Bundesfachplanung**. Bei länderinternen Maßnahmen führt die zuständige Landesbehörde ein **Raumordnungsverfahren** gemäß Raumordnungsgesetz durch. Der bedeutende Unterschied zwischen Bundesfachplanung und Raumordnungsverfahren ist, dass der durch die **Bundesfachplanung festgestellte Trassenkorridor verbindlich** ist. Dies soll die anschließende Planfeststellung beschleunigen.
Bei beiden Verfahren erfolgt eine vom Vorhabenträger auszuarbeitende **Raumverträglichkeitsstudie**, die der Behörde bei der Beurteilung der Entgegenstellungen von Raumordnung und Vorhaben helfen soll, im Rahmen der Bundesfachplanung zusätzlich eine **Strategische Umweltprüfung** durchzuführen. Sämtliche Unterlagen werden anschließend öffentlich ausgelegt. Auf Basis der Ergebnisse legen die verantwortlichen Behörden einen konkreten Trassenkorridor fest.

Bei der folgenden **Planfeststellung** stellen die Vorhabenträger abermals einen Antrag an die Behörde. Dieser ist nun jedoch weitaus detaillierter und enthält **konkrete Angaben** zu Verlauf, Technik und weiteren Details der zu errichtenden Leitung. Im Rahmen dessen wird eine Antragskonferenz mit Trägern öffentlicher Belange sowie den Vereinigungen und Verbänden durch die Landesbehörde oder die BNetzA durchgeführt. Weil die Planungen hier sehr konkret sind, führt die BNetzA erneut eine Umweltverträglichkeitsprüfung mit anschließender Öffentlichkeitsbeteiligung durch. Der folgende **Planfeststellungsbeschluss** markiert den Start für die physische Realisierung des Vorhabens.

II.3. Projects of common interest: Instrument für gemeinsame Vorhaben

Sowohl in Deutschland als auch in Frankreich sind innerhalb der jeweiligens Planungsdokumente einige Vorhaben als Vorhaben gemeinsamen Interesses (*project of common interest*, PCI) gekennzeichnet. Hintergrund hier ist u.a. die **Schaffung eines europaweiten Energiebinnenmarktes**. PCI sind laut der Europäischen Kommission das **primäre Instrument**, um das Ziel einer sicheren, nachhaltigen und kostengünstigen Energieversorgung europaweit zu realisieren.[12]

[11] Bis 2015 waren es noch alle drei Jahre.
[12] Rubrik „Projects of common interest" (auf Englisch) auf der Internetseite der EU-Kommission. Als PCI werden neben Projekten zur Stromversorgung auch solche zur Gas- oder Ölversorgung gekennzeichnet.

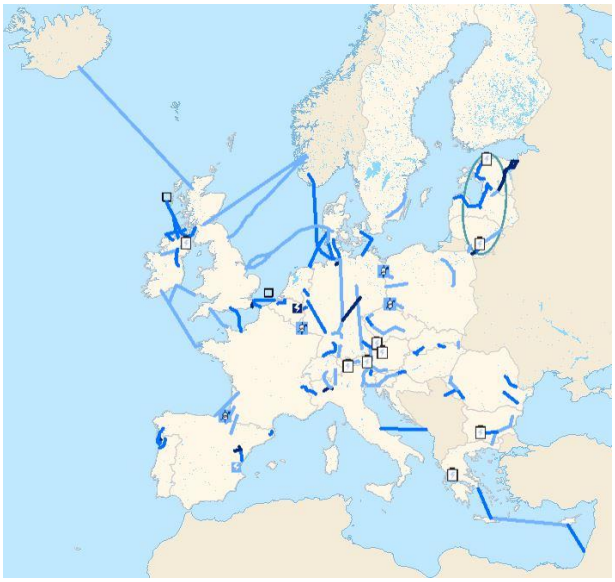

Abbildung 4: PCI der Stromversorgung; Quelle: Europäische Kommission (2016).

Im Rahmen dessen hat 2011 der Verband der Europäischen Strom-Übertragungsnetzbetreiber (*European Network of Transmission System Operators*, ENTSO-E)[13] seine Arbeit aufgenommen. Dieser veröffentlicht alle zwei Jahre in Zusammenarbeit mit dem Verband der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG) einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan für das Strom- und Gasnetz, den Zehnjahresentwicklungsplan (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP), welcher die Grundlage für die Auswahl von PCI bildet. Mitgliedsstaaten, Regulierungsbehörden, ÜNB und Vorhabenträger erörtern und beschließen unter Vorsitz der Europäischen Kommission nach der seit Juni 2013 geltenden Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur Vorschläge für diese Vorhaben.

Um als PCI deklariert zu werden, muss das Vorhaben einen bedeutenden Einfluss auf die Energiemärkte und Marktintegration mindestens zweier EU-Staaten haben, den Wettbewerb der Energiemärkte fördern, die EU-weite Energiesicherheit durch einer Diversifizierung der Energieerzeugung fördern und zu den EU-Klimazielen durch die Integration erneuerbarer Energien beitragen. **Die Umsetzung der PCI soll hohe Priorität auf nationaler Ebene genießen**. Daher profitieren PCI von beschleunigten Genehmigungsverfahren und besseren Regulierungsbedingungen.[14]

Nach einer Stellungnahme der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, ACER) werden die PCI von der Europäischen Kommission und Mitgliedsstaaten erst in regionalen, dann in unionsweiten Listen zusammengeführt. Die zweite Liste von PCI, die alle zwei Jahre aktualisiert wird, ist am 18. November 2015 in Kraft getreten (hier auf Englisch).

III. Technischer Hintergrund zu HGÜ und Erdkabeln

In Deutschland wird das sogenannte Höchstspannungsnetz meist mit 380 oder 220 kV betrieben, in Frankreich mit 400 bzw. 225 kV. Bei beiden Ländern haben sich auf Höchstspannungsebene in den Planungen der letzten Jahre zwei bedeutsame Änderungen ergeben. Zu diesen zählt die Planung bestimmter Vorhaben in Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie die gesetzliche Verpflichtung der Verlegung von Erdkabeln.

III.1. Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Der Grund für die Verwendung hoher Spannungen beim Stromtransport liegt in der Physik; die übertragene Leistung ist das Produkt aus Stromstärke und Spannung. Der Grund, dass der Faktor Spannung und nicht den Faktor Stromstärke hoch gewählt wird, liegt darin, dass die Wärmeverluste mit dem Quadrat der Stromstärke steigen. Oder umgekehrt ausgedrückt, die **Wärmeverluste gehen mit dem Quadrat der abnehmenden Stromstärke zurück**. Da die Energie, als Produkt aus Zeit sowie Stromstärke und Spannung, aber konstant bleiben soll, wird der Faktor Spannung entsprechend hoch gewählt.

[13] Der ENTSO-E vereint 42 Übertragungsnetzbetreiber aus 35 Staaten.
[14] Antwort der EU-Komission auf eine parlamentarische Anfrage vom 8. Juni 2015.

Die europäischen Übertragungsnetze werden dabei größtenteils mit **Wechselstrom** betrieben. Wechselstrom wird als ebensolcher bezeichnet, weil **Spannung und Stromstärke periodisch oszillieren**. Durch verschiedene Einflüsse geschieht dies im Wechselstromkreis in der Regel zeitlich verschoben, **„nicht in Phase“** voneinander. Diese Phasenverschiebung von Strom und Spannung sorgt dafür, dass ein Teil der Leistung zwischen Verbraucher und Erzeuger hin- und herpendelt und nicht genutzt werden kann. Diese Leistung nennt man **Blindleistung**. Sie belastet zudem die Übertragungsleitungen, indem sie zu Wärmeverlusten führt[15]. Es werden mit zunehmender Länge Kompensationsmaßnahmen notwendig um den Anteil der nutzbaren Leistung, der **Wirkleistung**, zu erhöhen. Unter anderem wegen dieses Verlustmechanismus ist die Stromübertragung mittels Wechselstrom aus technischer und dadurch auch ökonomischer Sicht ab einer gewissen Länge nicht mehr sinnvoll.

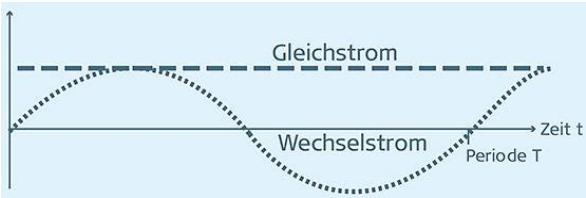

Abbildung 5: Gleichstrom und Wechselstrom, idealisiert; Quelle: Swissgrid (2016).

Ab Ende des letzten Jahrhunderts wurden in der Leistungselektronik bedeutende Fortschritte erzielt. Dadurch ist die Technik der Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) als **verlustärmere, kostengünstigere Alternative bei der Stromübertragung über große Distanzen** in den Fokus gerückt.
Bei **Gleichstrom** bleiben Stromstärke und Spannung gleich und **ändern ihre Richtung nicht**. Dadurch entfällt, neben anderen Verlustmechanismen, die Problematik der Blindleistung. Es entstehen geringe Energieverluste von wenigen Prozent pro 1.000 km Leitungslänge. Für den Anschluss einer HGÜ-Leitung an das vorherrschende Wechselstromnetz sind jedoch kostspielige Konverter-Stationen nötig, sogenannte Umrichter, um den erzeugten Wechselstrom in Gleichstrom vor der Übertragung und wieder in Wechselstrom zurück nach der Übertragung umzurichten.[16] Die hohen Konverterkosten verhindern eine fortlaufende Inbetriebnahme einer HGÜ-Leitung, sodass diese erst als Ganze in Betrieb genommen werden kann. Dieser Mehraufwand verursacht Kosten, jedoch gibt es eine **bestimmte Grenzentfernung**, ab der die **HGÜ effizienter und kostengünstiger sein kann als die Hochspannungsdrehstromübertragung** (sogenannter „*Break-Even-Point*“), da bei der HGÜ die Leitungsverluste geringer sind. Bei Freileitungen ist dies ab einigen hundert Kilometern der Fall.
HGÜ-Leitungen bieten ebenfalls den Vorteil der gezielten Lastflusssteuerung. So kann bei grenzüberschreitenden Leitungen (Interkonnektoren) sichergestellt werden, dass der physikalische Stromfluss mit dem Handel übereinstimmt und keine ungewollten Ringflüsse entstehen. Diese treten bei Wechselstromleitungen und Netzengpässen auf, wenn der Strom den Weg des geringsten Widerstandes wählt und über Umwege zum Zielort fließt. Die dabei durchflossenen Übertragungsnetze werden dadurch belastet und deren Systemstabilität gefährdet.[17]
Die HGÜ kann zusammengefasst also folgenden Zwecken dienen:

- Die technischen Limitierungen der Hochspannungsdrehstromübertragung überwinden (im Bezug auf Erdkabel und Seekabel schon bei einer Länge von 60 bis 80 km sinnvoll),
- Elektrizitätssysteme unterschiedlicher Frequenzen verbinden,
- Strom über eine Distanz von mehreren Hundert Kilometern verlustarm übertragen.

[15] Die Problematik der Blindleistung ist besonders groß bei Erd- und Seekabeln. Deshalb wird hier ab einer gewissen Länge die HGÜ angewendet.
[16] Daher ist eine Stromentnahme auf halber Strecke der HGÜ-Leitung wirtschaftlich meist nicht sinnvoll und HGÜ-Leitungen werden als „Punkt-zu-Punkt“-Verbindungen ausgelegt.
[17] 50 Hertz (2014): Antworten auf häufig gestellte Fragen zum Thema Energiepolitik.

III.2. Die Rolle von Erdkabeln

In Frankreich ist, wie bereits erwähnt, der französische ÜNB RTE dazu angehalten, sein Netz an Freileitungen in der Gesamtlänge nicht auszuweiten und mindestens **30 % der neuen Leitungen als Erdkabel zu realisieren**. Der Anteil von Erdkabeln an den Gesamtleitungen für 225 kV liegt laut dem oben erwähnten Zehnjahresplan zur Entwicklung des Stromnetzes (SDDR) bei 5 %, auf 400 kV-Ebene bei nahezu Null. Für die Investitionen von Erdkabeln wird auf 225 kV-Ebene mit doppelten, auf 400 kV-Ebene mit achtfachen Kosten gerechnet.[18]
RTE erklärt im Rahmen dessen, die **Entwicklung des Netzes** solle **größtenteils unterirdisch** erfolgen. 70 % des 225 kV-Netzes (1.000 km bis 2025) und große Übertragungsleitungen sowie Interkonnektoren mit Transportleistungen von 1 bis 2 GW sollen als See- oder Erdkabel angelegt werden (1.200 km bis 2025). Für Leitungen, deren Kapazität bei 4 bis 5 GW liegen soll, schlägt RTE jedoch aus Kostengründen eine Verstärkung bestehender 400 kV-Freileitungen vor (600 km bis 2025).[19]
Würden die **gesamten Netzausbau-Vorhaben unterirdisch** realisiert werden, geht RTE von einer **Steigerung der Gesamtinvestitionen von 20 %** aus[20]. Diese müssten letztlich durch den Endkunden finanziert werden. Eine Realisierung aller Vorhaben als Freileitungen hingegen würde gegenüber den aktuellen Plänen zu 10 % Kostenreduktion führen aber den Bestimmungen des *contrat de service public* widersprechen. Das SDDR soll einen Kompromiss zwischen den Vorteilen beider Technologien schließen. Der Großteil der neu zu errichtenden Leitungen soll als Erd- bzw. Seekabel ausgeführt, bestehende Leitungen hoher Übertragungskapazität sollen als Freileitung verstärkt werden.

In Deutschland wurde am 31.12.2015 wurde das Gesetz zur **Änderung von Bedingungen des Rechts des Energieleitungsaus** (hier) beschlossen. Dieses erhöht die Einsatzmöglichkeit der Verwendung von Erdkabeln bei HGÜ-Leitungen. Für Erdkabeltechnik im Drehstrombereich, bislang nicht Stand der Technik, soll es zusätzliche Pilotprojekte geben. Das Gesetz zielt darauf ab, die **Akzeptanz** für gewisse Bauvorhaben in der Bevölkerung und somit die **Baugeschwindigkeit zu erhöhen**.[21]
Dafür wurden bestimmte länderüberschreitende und seit jeher besonders aufwendige Vorhaben des Bundesbedarfsplans speziell markiert. Für diese Vorhaben, allesamt HGÜ-Leitungen, gilt der „Erdkabelvorrang". Freileitungen sollen nur in Ausnahmefällen, also bei Vorliegen bestimmter gesetzlicher Kriterien oder nach ausdrücklichem Prüfverfahren durch eine Gebiertskörperschaft aufgrund öffentliche Belange, angewendet werden.
Erdkabel genießen eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung und können **Vorteile bezüglich des Naturschutzes** aufweisen, beispielsweise beim Vogelschutz. Bei einer Strecke durch Waldgebiete könne die Leitung Waldwegen folgen (Erleichterung von Reperaturarbeiten) oder aber Trassen für neue Waldwege schaffen. Die Prägung des Landschaftsbildes sei jedoch auch bei Erdkabeln nicht von der Hand zu weisen, da die Trasse freigeschnitten und von tiefgehender Vegetation freigehalten werden müsse. Erdkabel könnten im selben Zuge die Schutzgüter Boden sowie Wasser durch Erwärmung und Grundwasserabsenkung tangieren.[22]
Von der finanziellen Seite her gibt es mit der Erdkabeltechnik auf Höchstspannung in Deutschland noch **wenig bis gar keine Erfahrung**. Laut einer Stellungnahme des ÜNB Amprion rechnet man in Deutschland, von den Investitionskosten ausgehend, mit drei- bis achtfachen Kosten gegenüber einer vergleichbaren HGÜ-Freileitung. Auch beim Betrieb der Kabel wird aufgrund höherer Nichtverfügbarkeit als bei Freileitungssystemen und aufwändigeren Reparaturmaßnahmen mit deutlichen Kostensteigerungen gerechnet.
Für den Projektträger ergeben sich durch den „Erdkabelvorrang" Änderungen bei der Antragsstellung auf Bundesfachplanung. Weil bisherige Planungen der ÜNB dadurch neu aufgesetzt werden müssen, hat die

[18] Im Vergleich zu den Kosten einer Freileitung.
[19] SDDR, S. 2.
[20] SDDR, S. 23.
[21] Bundesnetzagentur (2016): Positionspapier zur Bundesfachplanung für Gleichstrom-Vorhaben mit gesetzlichem Erdkabelvorrang.
[22] Bundesnetzagentur (2015): Informationsposter Erdkabel.

Bundesnetzagentur als zuständige Behörde ein Positionspapier mit rechtlichen und methodischen Anforderungen an diese Anträge veröffentlicht.

IV. Stand der Dinge bei den Vorhaben in Deutschland und Frankreich

In Deutschland lässt sich der Fortschritt des Netzausbaus anhand der quartalsweise veröffentlichten Monitoring-Berichte der Bundesnetzagentur nachvollziehen. Die aktuellen Berichte beziehen sich auf das **dritte Quartal 2016**. **In Frankreich** ist der schon erwähnte von RTE jährlich erscheindende Zehnjahresplan zur Entwicklung des Stromnetzes (SDDR) ein zentrales Dokument. Das Dokument mit Bezug auf das Jahr 2016 befindet sich derzeit als erste Version in der Konsultationsphase, die am 13.01.2017 abgeschlossen werden sollte. In dieser Veröffentlichung wurde zum Großteil mit dem **Zehnjahresplan von 2015** gearbeitet.

IV.1. Entwicklung der Vorhaben in Deutschland

Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)

Aus dem Bundesbedarfsplan ergibt sich ein **Bedarf von 6.100 km**. Davon sind **3.050 km als Netzverstärkung** vorgesehen. Insgesamt sind ca. 400 km genehmigt und 80 km bereits in Betrieb genommen[23], was ca. 1,3 % des Gesamtbedarfs entspricht.

Bundesweit gibt es aktuell **43 Vorhaben.**[24] 16 dieser Vorhaben sind länderübergreifend, was bedeutet, dass die Zulassungsverfahren nach NABEG unter Kontrolle der Bundesnetzagentur erfolgen. Die Gesamtlänge der Leitungen wird nach dem Monitoring zum Stand des Ausbaus nach dem Bundesbedarfsplangesetz der BNetzA für das dritte Quartal 2016 vor allem von den Dimensionen der Vorhaben im Nord-Süd-Korridor (Vorhaben drei, vier und fünf) abhängen.

Neben den bewährten Wechselstrom-Freileitungen enthält der aktuelle Bedarfsplan:

- acht Vorhaben, die als Pilotprojekte für die HGÜ dienen,
- fünf Gleichstrom-Vorhaben für die vorrangige Umsetzung als Erdkabel,
- fünf Wechselstrom-Vorhaben zur Umsetzung als Erdkabel auf Teilabschnitten,
- ein Pilotprojekt für Hochtemperaturseile sowie
- zwei Projekte als Seekabel.

Die **wichtigsten Änderungen gegenüber dem zweiten Quartalsbericht 2016** sind die folgenden (siehe Abbildung 6):

- Für Vorhaben 14 (Abschnitt Weida – Remptendorf) wurde das Bundesfachplanungsverfahren eröffnet.
- Für Vorhaben 15 wurde auf dem Abschnitt Metternich – Pillig das Planungsverfahren abgeschlossen, auf dem Abschnitt Wengerohr – Niederstedem das Raumordnungsverfahren eröffnet.
- Für Vorhaben 32 (Abschnitt Simbach – deutsch-österreichische Staatsgrenze) wurde das Planungsverfahren eröffnet.

[23] davon 11 im dritten Quartal 2016.

[24] Der Bundesbedarfsplan listet 47 Vorhaben, was daran liegt, dass vier der 36 Vorhaben aus der alten Fassung des Gesetzes gestrichen wurden, jedoch im Plan weiterhin enthalten sind.

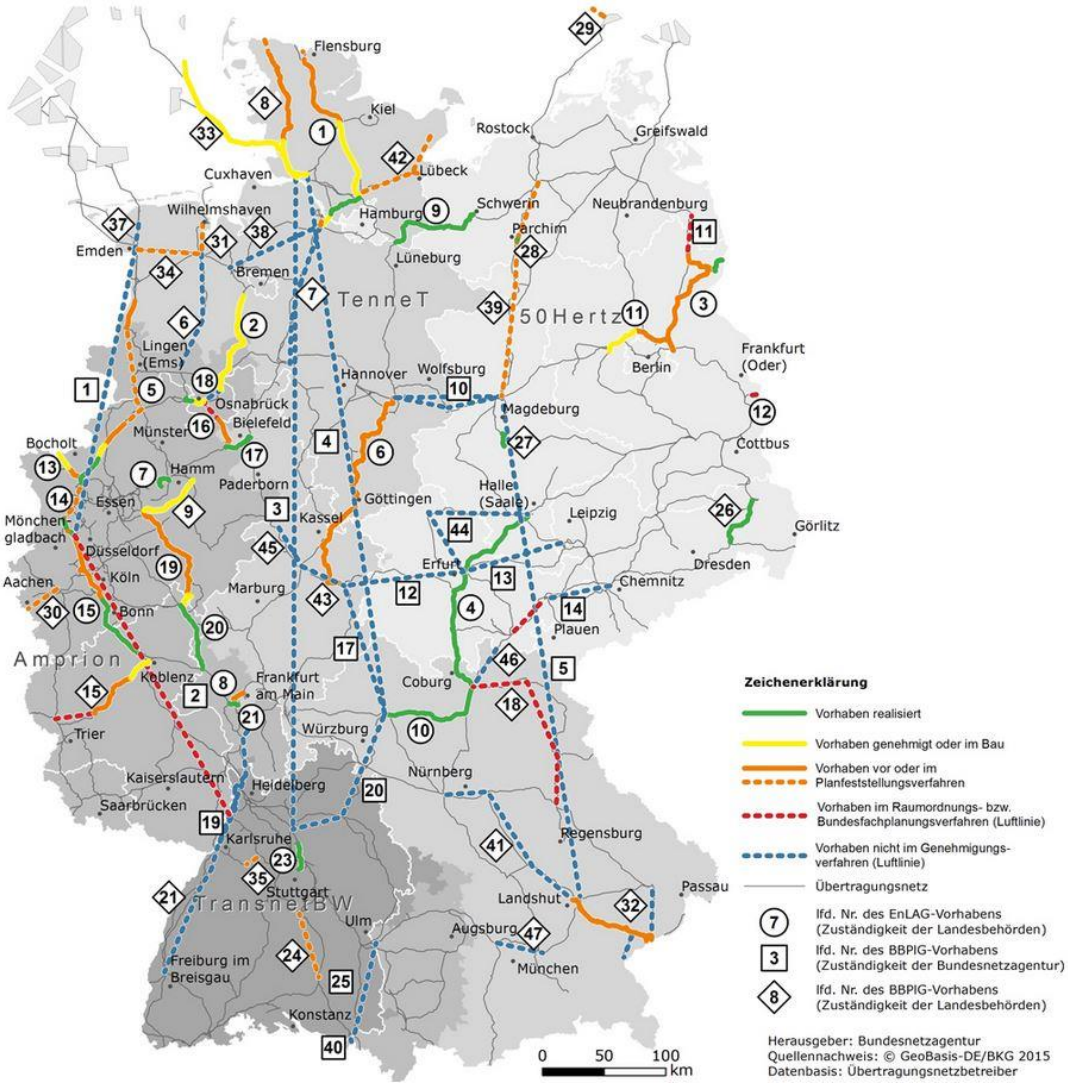

Abbildung 6: Vorhaben aus BBPlG, EnLAG und PCIs ; Quelle: Bundesnetzagentur (2016).

Vorhaben 3, 4 und 5 sind die aktuell größten des Bundesbedarfsplans. Vorhaben 3 (Brunsbüttel – Großgartach) und Vorhaben 4 (Wilster – Grafenrheinfeld) werden unter dem Projetnamen '**Südlink**' gemeinsam betrachtet und zusammengefasst und sollen **Windstrom** in HGÜ (500 kV) als Erdkabel über eine Länge von 770 km bzw. 620 km **von Nord- nach Süddeutschland** (Bayern, Baden-Württemberg) transportieren, wo bis 2022 die noch verbliebenden Atomkraftwerke endgültig vom Netz gehen sollen.

Mit gleicher Technik soll Vorhaben 5 (Wolmirstedt – Isar), genannt **SuedOstLink**, den durch starken Zubau von vor allem Windkraft erzeugten Strom über eine Länge von 580 km aus Sachsen-Anhalt und Thüringen nach Bayern transportieren, sowie **Engpässe** in dieser Richtung und **Ringflüsse** durch Polen und Tschechien nach Süddeutschland **vermeiden**. Für diese Projekte haben die Vorhabenträger am 27. September 2016 erste Vorschläge zu möglichen Trassenkorridoren gemacht, eine Antragsstellung auf Bundesfachplanung bei der BNetzA ist im Frühjahr 2017 vorgesehen. Der Antrag für Vorhaben 4 wurde auf Basis der früheren gesetzlichen Regelungen unter dem Vorrang von Freileitungen entwickelt. Dieser musste aufgrund des 2016 in Kraft getretenen Erdkabelvorrangs vom Vorhabenträger und ÜNB Tennet angepasst werden. Für SuedLink und SuedOstLink wird eine Inbetriebnahme für 2025 angestrebt.

Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)

Das EnLAG umfasst nach aktuellem Stand **22 Vorhaben**.[25] Im Gegensatz zum Bundesbedarfsplan obliegt die Kontrolle der Planungsverfahren hier den Landesbehörden.

Es ergibt sich ein **Bedarf von ca. 1.800 km**, von denen 900 km genehmigt und 650 km realisiert wurden.[26] Die ÜNB rechnen mit einer Fertigstellung von 45 % der Leitungskilometer bis 2017 und 85 % bis 2020. Verbleibende Vorhaben sollen bis 2025 vollendet sein, bei einem PCI zwischen Eisenhüttenstadt und dem polnischen Baczyna sei jedoch nicht mit einer Inbetriebnahme vor 2030 auszugehen.

Das EnLAG listet sechs dieser Vorhaben als Pilotprojekte für den Erdkabeleinsatz, wovon sich noch keins im Betrieb befindet. Aktuell bereitet der Übertragungsnetzbetreiber Amprion in der Gemeinde Rasfeld (Nordrhein-Westfalen) den Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt vor. Laut Amprion habe die Realisierung der ersten Teilverkabelung über eine Länge von 3,4 km und einer Übertragungsleistung von 3,6 GW gezeigt, dass „Kabel in dieser Spannungsebene mit einem großen finanziellen und baulichen Aufwand in einem begrenzten Abschnitt machbar sind". Die Mehrkosten gegenüber einer Ausführung als Freileitung hätten bei einem Faktor von sechs gelegen, bei ungünstigeren topographischen Verhältnissen gehe man von höheren Kosten bis zu einem Faktor zehn aus.[27]

Die wichtigsten Änderungen gegenüber dem letzten Quartalsbericht 2016 sind die folgenden:

- Für Vorhaben 1 (Abschnitt Hamburg Nord – Audorf) wurden drei der insgesamt acht Trassenkilometer realisiert.
- Für Vorhaben 2 (Abschnitt Ganderkesee – St. Hülfe) ist der Planfeststellungsbeschluss bereits erlassen. Jedoch wurde aufgrund der vorliegenden Klagen gegen das Vorhaben der freiwillige Bauverzicht seitens des Vorhabenträgers Tennet um ein halbes Jahr verlängert.
- Für Vorhaben 18 (Abschnitt Lüstringen – Punkt Gaste) wurde das Planfeststellungsverfahren abgeschlossen.

Die BNetzA als Ersteller dieses Monitorings hebt letztlich hervor, dass aufgrund von **Verzögerungen** in vielen Fällen **frühere oder ursprünglich angestrebte Inbetriebnahmen nicht eingehalten** werden könnten. Bei einigen Vorhaben seien daher „Best-Case"-Inbetriebnahmen angegeben. In jenen Fällen scheint eine frühere Inbetriebnahme, je nach Verlauf von Planung und Umsetzung, nicht gänzlich ausgeschlossen.

Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)

Der Offshore-Netzentwicklungsplan enthält den Bedarf an Anbindungsleitungen von Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz bis zum Jahr 2024.

Neben den zu realisierenden Anbindungen, die als „Zubaunetz" bezeichnet werden, enthält dieser zudem das „Startnetz". Dies sind zum einen in Betrieb geplante Netzanbindungssysteme für Offshore-Windparks, die schon vor der Aufstellung des O-NEP, aufgrund der alten Rechtslage, beauftragt wurden, sowie Vorhaben, die bereits in Betrieb genommen wurden.

Dabei umfasst das **Startnetz in der Nordsee ca. 7,1 GW**, wovon sich 1,8 GW vor oder im Zulassungsverfahren, 1 GW in der Bauvorbereitung und 4,3 GW im Betrieb befinden. In der **Ostsee umfasst das Startnetz hingegen 1,1 GW**, wovon sich 750 MW in der Bauvorbereitung bzw. im Bau befinden. Das aktuell bestätigte Zubaunetz umfasst mit den Leitungen NOR-1-1 und NOR-3-3 zwei 900-MW-Systeme in der Nordsee und mit OST-B-1 ein System in der Ostsee mit der Kapazität von zweimal 250 MW.

---

[25] Ursprünglich umfasste es 24 Vorhaben, im Rahmen der Entwicklung der NEP 2022 und 2024 wurde jedoch zwei Vorhaben die Notwendigkeit abgesprochen.

[26] Davon 3 km im dritten Quartal 2016.

[27] Stellungnahme der Amprion GmbH zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Änderung von Bestimmungen des Rechtes des Energieleitungsbaus (Oktober 2015).

IV.2. Stand des Ausbaus und der Verstärkung des Netzes in Frankreich

Für das Übertragungsnetz (225 kV und 400 kV) sind in Frankreich **1.200 km als Erdkabel oder Seekabel** in Gleichstrom sowie **600 km als Verstärkung oder Ersatz** bestehender Netze als Freileitung mit Drehstrom vorgesehen. Darüber hinaus sollen **auf 225 kV-Ebene** weitere **900 km als Erdkabel** und weitere **400 km als Freileitung** gelegt werden.[28]
Je nach betrachtetem Szenario der Prognose zu Stromerzeugung und -verbrauch von RTE (*bilan prévisionnel)* wird dabei von **Kosten von mehr als 10 Milliarden Euro bis 2025 ausgegangen**.
61 % der entstehenden Kosten werden laut SDDR dem Ausbau des Netzes, vorwiegend Offshore-Netzanschlussprojekte zufallen, während 26 % der Kosten durch die Erneuerung bestehenden Netzes sowie 13 % durch sonstige Maßnahmen (Informationssysteme, Logistik, etc.) entstehen werden.

Das SDDR - über alle Spannungsebenen gesehen - enthält über 400 Projekte. Davon beschäftigen sich die Vorhaben zu

- 21 % mit Freileitungen, vorwiegend Verstärkungen bestehender oder Entfernungen alter Leitungen,
- 27 % mit Ausbau von Erdkabel-Leitungen
- 52 % mit dem Neubau und der Modifikation von Umspannwerken oder Transformatoren, ein Großteil davon zum Netzanschluss von Kunden.

Ungefähr 80 % des zu errichtenden Netzes soll dabei als Erd- oder Seekabel verlegt werden. Für den Zeitraum zwischen 2016 und 2018 geht RTE davon aus, mehr als 200 dieser Projekte fertigzustellen.

Das SDDR 2014 (auf Französisch) listete 209 Projekte, die innerhalb von 3 Jahren zu bewerkstelligen waren. Im Jahr 2015 konnten davon, wie vorgesehen, **52 Projekte realisiert** werden, davon die Verlegung von drei Erdkabelleitungen auf 225 kV-Ebene zur Sicherung der Energieversorgung der Region Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) sowie die Realisierung eines PCI zwischen Spanien und den französischen Pyrenäen. Drei Projekte zu Netzanschlüssen wurden abgesagt. 55 neue Vorhaben sind im Laufe des Jahres 2015 hinzugekommen, sodass das SDDR 2015 ebenfalls 209 Projekte zur Fertigstellung innerhalb der kommenden drei Jahre aufführt. 56 noch laufende Projekte aus dem SDDR 2014 wurden modifiziert. Gründe dafür sind zum größten Teil auf Planungsänderungen bei Netzanschlüssen von Kunden (27 %), aber auch auf technische (21 %) und administrative (13 %) Schwierigkeiten zurückzuführen.

Bis 2020 sieht RTE unter anderem die Inbetriebnahme wichtiger 225 kV-Leitungen zur Sicherung der Stromversorgung der Departements Haute Loire, Loire, der Region Haute-Durance und zahlreicher Metropolregionen, insbesondere an den Küstengebieten von Atlantik und Mittelmeer, an denen die Bevölkerungsdynamik besonders hoch sei, vor.
Abbildung 7 zeigt die laut RTE bedeutendsten Vorhaben der kommenden 10 Jahre. Diese Vorhaben des Netzausbaus und der Netzverstärkung kommen dabei fünf Schwerpunkten nach, auf die im Folgenden eingegangen wird.

- Energieflüsse vereinfachen und die Stromversorgung in Europa gewährleisten
- Die nationale Solidarität der Stromnetze verbessern
- Die Versorgung der Regionen sichern
- Der Anschluss von Produktionskapazitäten
- Die Netzsicherheit garantieren

[28] SDDR, S. 2

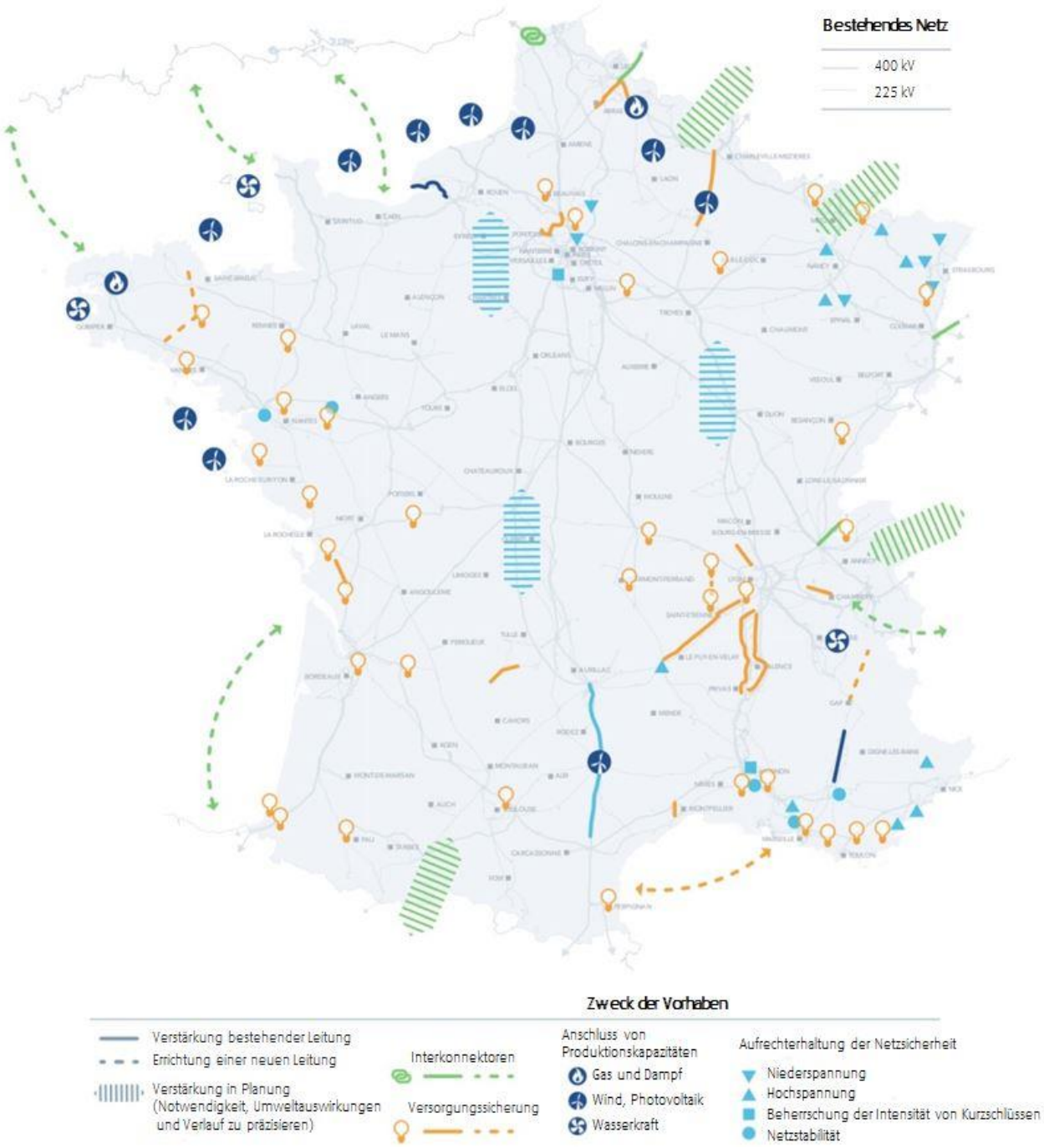

Abbildung 7: Die wichtigsten Verstärkungs- und Netzausbau-Vorhaben in Frankreich
Quelle: RTE (2016).

Energieflüsse vereinfachen und die Netzssicherheit in Europa gewährleisten

Kapazität der Interkonnektoren (GW)		Am 01.01.2016	Erwarteter Zuwachs
Frankreich	Irland	0	+0,7
		0	+0,7
Frankreich	England	2	+2 bis +3,4
		2	+2 bis +3,4
Frankreich	Belgien	3,6	+0,6 bis 1,3
		1,8	+0,6 bis 1,3
Frankreich	Deutschland	2,6	+0,3 bis +2
		3,6/1,8(*)	+0,3 bis +2
Frankreich	Schweiz	3,2	+0,5 bis +2
		1,1	+0 bis +1,5
Frankreich	Italien	3,2	+1,2
		1,2	+1
Frankreich	Spanien	2,8	+2,2
		2,4	+2,6

(*) Kapazität limitiert auf 1,8 GW bei Netzengpässen des deutschen Netzes

Abbildung 8: Derzeitige und geplante Kapazität von Interkonnektoren innerhalb der nächsten 10 Jahre von und nach Frankreich; Quelle: SDDR (2016).

Bezüglich Interkonnektoren ist eine Erhöhung der Gesamtkapazität **von 10 GW innerhalb der nächsten 10 Jahre** in der Vorbereitung oder Ausführung.
Treibende Kraft für den Ausbau dieser Verbindungen ist laut des Zehnjahresnetzentwicklungsplan des Europäischen Verban
des der Übertragungsnetzbetreiber mit 80 % der wichtigen Vorhaben der europäischen Netzausbauprojekte der **Ausbau und Anschluss der Erneuerbaren Energien** und dadurch benötigte **Kapazitäten zum Abtransport** des Stromes zwecks Sicherung der Versorgung von Verbraucherzentren – über nationale Grenzen hinweg. Durch das Zusammenspiel nationaler Energiemixe könnten in Zukunft Mitgliedsstaaten von kostengünstigerer Energie profitieren.[29] Auf diese Weise könne Frankreich seine Nachbarländer mit Strom aus Atomkraft und, bei entsprechenden Verhältnissen, erneuerbaren Energien versorgen, wohingegen bei Verbrauchsspitzen im Winter Strom importiert werden könne. **Besonders starke Beanspruchungen** würden in Zukunft die Verbindungen zwischen den **Britischen Inseln und dem europäischen Festland**[30] sowie der **Iberischen Halbinsel und dem Rest Europas**[31] erfahren. Um diesen gerecht zu werden, sollten die zukünftigen kumulierten Kapazitäten für erstere bei 7 bis 10 GW und für letztere bei mindestens 5 GW liegen.[32] Dies spiegelt sich auch in den Ausbauvorhaben des SDDR wieder, der für eben diese Verbindungen die jeweils insgesamt größten Kapazitätserhöhungen vorsieht (siehe Abbildung 7). Im Rahmen der Projekte IFA2 (*Interconnection France-Angleterre 2*), FAB (*France-Aurigny-Grande Bretagne*) und *Eleclink* sollen Seekabel mit einer Kapazität von insgesamt 3,4 GW bis spätestens 2025 verlegt werden.

Frankreich und Deutschland sind bereits über **drei 400 kV-Leitungen und eine 225 kV-Leitung** verbunden.[33] Zum einen soll eine bestehende Leitung zwischen Muhlbach (Elsass) und Eichstetten (Baden-Württemberg) dabei bis 2025 von 225 kV auf 400 kV hochgespannt werden. Ein entsprechendes Abkommen der verantwortlichen ÜNB RTE und TransnetBW wurde im Februar 2015 unterzeichnet. Zum anderen sollen Kabelerneuerungen zweier Leitungen zwischen Vigy und Uchtelfangen bis 2025 erneuert werden. Ein Abkommen zwischen RTE und dem deutschen ÜNB Amprion sollte noch 2016 Zustande kommen, das Projekt soll 2025 abgeschlossen sein.
Durch diese Netzverstärkungen sollen vor allem einerseits die Gebiete Elsass und Lothringen mit Erneuerbaren Energien aus Deutschland versorgt, andererseits Strom aus den Gebieten Alpen und Lothringen nach Süddeutschland exportiert werden, wenn dort die Energie aus Wind und Photovoltaik fehlt. Insgesamt soll die Übertragungskapazität zwischen beiden Ländern um 1 GW gesteigert werden.

[29] SDDR, S. 5.
[30] Aufgrund der Ausbaus der Windenergie in Irland, Schottland und vor allem England.
[31] Aufgrund des Ausbaus der Windenergie außerhalb Spaniens.
[32] SDDR, S. 56.
[33] SDDR, S. 66f.

Nationale Energieflüsse vereinfachen

Das Ziel, bis 2025 den Anteil des Stromes aus Atomkraft auf 50 % zu senken, sowie der Ausbau von Windkraft im Norden und Photovoltaik im Süden Frankreichs verbunden mit den hydraulischen Speichermöglichkeiten in der Mitte des Landes werden **räumliche Gradienten verschärfen** und eine **Verstärkung von Verbindungen** (vor allem der Nord-Süd-Achse) notwendig machen.

Bis 2020 sind Netzverstärkungen auf den Strecken Cergy-Persan (Region Île-de-France) mit der Spannungserhöhung einer bestehenden 225 kV-Leitung auf 400 kV, Lille-Arras (Region Hauts–de-France) und Charleville-Reims (Region Grand-Est) mit der Verdopplung einer bestehenden 400 kV-Leitung sowie im Elsass vorgesehen. Bis 2025 soll die einfache 400 kV-Leitung Gaudière-Rueyres (Region Occitanie) verdoppelt werden.

Die Versorgung der Regionen sichern

Hier sind vornehmlich Reaktionen auf Regionen mit einer **dynamischen Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung** zu verstehen. Dazu gehören die **Modifizierung oder Neuerrichtung von Umspannwerken** oder die **Spannungserhöhungen von Leitungen** niedriger Spannung (63 oder 90 kV) auf Hochspannung (225 kV).

2015 wurden in den Regionen Bretagne, Pays de la Loire sowie Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) entscheidende Vorhabenpakete abgeschlossen. Drei andere entscheidende Projekte beabsichtigen die (Re-)konstruktion von 225 kV- oder 400 kV-Leitungen über eine Länge von insgesamt 60 km in den Regionen Auvergne-Rhône-Alpes (Projekt „2 Loires"), Alsace-Champagne-Ardenne-Lorraine und Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA).

Neben diesen großen Projekten listet das SDDR weitere, zahlreiche Projekte landesweit, deren Ziel es ist, die **Versorgung von großen Agglomerationsräumen und Regionen hoher Dynamik in den kommenden 10 Jahren sicherzustellen**. RTE rechnet, dass ohne diese Maßnahmen mehr als 2 Millionen Menschen von einer sich verschlechternden Stromversorgung und Netzausfallzeiten von bis zu ca. 30 Minuten pro Jahr[34] betroffen wären.

Anschluss von Produktionskapazitäten

Um eine **Begrenzung von Produktionskapazitäten durch fehlende Netzanschlüsse vorzubeugen**, wird versucht, die Entwicklungen der Stromproduzenten vorherzusehen und **Netzanschlusszonen** einzurichten. Dabei liegen sowohl in Frankreich als auch in ganz Europa der Großteil der Produktionskapazitäten in Fluss- oder Meeresnähe, da dort möglicherweise notwendiges Kühlwasser, Häfen zum Import von Energieträgern oder entsprechende Windverhältnisse gegeben sind. In Frankreich trifft dies vor allem auf den Ärmelkanal zu, der sich zudem nahe an urbanen Regionen befindet.

Bezüglich der Photovoltaik und Windenergie an Land sind Vorhaben zum Netzanschluss aus dem SDDR Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung für mehr als die Hälfte der in den Regionalentwicklungsplänen zur Netzanbindung erneuerbarer Energien (S3REnR) geplanten 23 GW Anschlusskapazität. Die Schwerpunkte für Netzanschlusszonen liegen in den Regionen bzw. Departements Champagne-Ardenne, Somme, Aveyron, Tarn und Hérault sowie der Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA).

Bezüglich der Offshore-Windenergie liegt das Ziel des Gesetzgebers bei 3 GW installierter Leistung bis 2023.[35] Sechs Offshore-Windparks, die im Rahmen von 2011 und 2013 veranstalteten Ausschreibungen zugesagt wurden, sollen am Ärmelkanal und Atlantikküste per See- (Längen von 45 bis 60 km) und Erdkabel unter einer Spannung von 225 kV an das Landesnetz angeschlossen werden.

Netzsicherheit gewährleisten

Das SDDR enthält des Weiteren Vorhaben, die auf kleinerer Ebene der Netzsicherheit dienlich sind: Dabei geht es um **Hochspannungstechnik, speziell in Umspannwerken**, die Beherrschung von Kurzschlüssen und Maßnahmen zur Erhaltung der Netzstabilität.[36] Dabei sind die Schwerpunkte im Pariser Ballungsgebiet, im Osten und im Südosten des Landes festzustellen.

---

[34] Die durchschnittliche Netzausfallzeit in Frankreich liegt bei ca. 3 Minuten pro Jahr.
[35] Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 (auf Französisch) relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.
[36] Die wichtigsten Vorhaben lassen sich Abbildung 7 entnehmen.