



Amprion GmbH



EnBW Transportnetze AG



transpower
stromübertragungs GmbH



Vattenfall Europe
Transmission GmbH

Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2013“)

Die an die deutschen Übertragungsnetzbetreiber gestellten Einspeisebegehren für konventionelle thermische Kraftwerke (i. W. Gas-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke) sowie die weitere Zunahme von Erzeugungsanlagen, die dem Geltungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) unterliegen (i. W. Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen) führen in den kommenden Jahren zu einer signifikanten Änderung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks in den jeweiligen Netzgebieten. Die Übertragungsnetzbetreiber tragen die Verantwortung für die bedarfsgerechte Bereitstellung der deutschen Übertragungsnetze in ihrem jeweiligen Verantwortungsbereich, die den Veränderungen der Erzeugungsstruktur Rechnung tragen und gleichzeitig als Marktplattform im liberalisierten EU-Elektrizitätsbinnenmarkt dienen. In diesem Zusammenhang besteht die Herausforderung, den Marktakteuren einen möglichst freizügigen Übertragungsnetzzugang zu ermöglichen.

In einer gemeinsamen Analyse der zu erwartenden Situationen für den Zeithorizont 2013 haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die nachfolgend skizzierten Transportaufgaben für das deutsche Höchstspannungsnetz und die sich daraus ergebenden physikalischen Leistungsflüsse identifiziert (Stand 03/2009).

Hintergrund der folgenden Darstellungen ist, dass die deutschen Übertragungsnetze in ihren heutigen Strukturen keine „Kupferplatten“ darstellen, die unabhängig von Einspeise-, Last- und Transitzszenarien keinerlei Beschränkungen für Marktaktivitäten aufweisen. Die Strukturen der Übertragungsnetze heute und auch im Grundsatz in den folgenden Jahren haben sich aus dem Prinzip der lastnahen Erzeugung entwickelt. In diesen „gewachsenen Netzen“ sind weniger und stärker vermaschte Gebiete vorhanden und die Lasten wurden im Wesentlichen durch regional vorhandene Erzeugungseinheiten abgedeckt. Die Veränderungen in der Erzeugungslandschaft führen zu sich rasch verändernden Aufgaben der Übertragungsnetze bei vorwiegend gleichen Netzstrukturen in den kommenden Jahren. Die folgenden Betrachtungen beziehen sich ausschließlich auf die Darstellung der netztechnischen Zusammenhänge. Sie tragen den physikalischen Leistungsflüssen bei verschiedenen Szenarien Rechnung; Handelsflüsse zwischen einzelnen Regionen sind nicht Gegenstand der Darstellung.

Für die genannte netztechnische Betrachtung wurden die 4 Regelzonen in Deutschland in insgesamt 20 Regionen entsprechend Bild 1 unterteilt. Neben zwei Regionen für die Offshore-Windenergieanlagen in Nord- und Ostsee wurden 18 Regionen gebildet, die jeweils durch Erzeugungs- und Lastschwerpunkte charakterisiert sind. Die Bildung von Regionen bezweckt, die weiträumigen Übertragungsaufgaben zwischen diesen Erzeugungs- und Lastschwerpunkten hervorzuheben und von der regionalen Versorgungsaufgabe des Transportnetzes abzugrenzen.

Textfassung vom 11.03.2009

Die prognostizierte Zusammensetzung der installierten Kraftwerksleistung in den Regionen nach Primärenergieträgern und Grobeinteilung der Alterstruktur der Kraftwerke im Jahr 2013 wird in Bild 2 dargestellt.

Der jeweilige konventionelle Kraftwerkspark in den einzelnen Regionen umfasst bereits heute bestehende Kraftwerke (soweit bekannt auch Kraftwerke in unterlagerten Netzen ab einer installierten Kraftwerksleistung von ca. 50 MW) sowie geplante Erzeugungsanlagen, denen entweder bereits Netzanschlusskapazitäten zugesagt worden sind oder mit deren Errichtung aus heutiger Sicht gerechnet wird.

Die Einspeisungen aus EEG-Erzeugungsanlagen, einschließlich der Offshore-Windenergieanlagen, werden gemäß den aktuellen Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber für den Zeithorizont 2013 berücksichtigt.

Der physikalische Leistungstransport zwischen den einzelnen Regionen spiegelt die Transportaufgabe der deutschen Übertragungsnetze wider. Die Versorgungsaufgabe für die unterlagerten Netze wird durch die jeweils angegebene vertikale Netzlast in den einzelnen Regionen der Übertragungsnetze charakterisiert. Für die bedarfsgerechte Netzbemessung ist die Betrachtung realistischer Einspeise-, Last- und Transitszenarien erforderlich, die hohe Anforderungen an die Transportaufgaben der deutschen Übertragungsnetze stellen (realistische worst-case-Betrachtung). Neben der vertikalen und horizontalen Netzbelastung ist hierbei vor allem eine Variation der dargebotsabhängigen Energieerzeugung erforderlich. Es wird postuliert, dass ein Übertragungsnetz, welches den Anforderungen realistischer worst-case-Szenarien genügt, insgesamt eine bedarfsgerechte Netzstruktur für die zu erwartenden Transport- und Versorgungsaufgaben bietet.

Folgende Unterscheidungsmerkmale der Szenarien werden betrachtet:

- Vertikale Starklast (prognostizierte Winterstarklast 2013)
- Vertikale Schwachlast (prognostizierte Sommerschwachlast 2013)
- Schwachwind (minimale Windenergieeinspeisung)
- Starkwind (hohe Windenergieeinspeisung, knapp 90 % der deutschlandweit installierten Windenergieleistung)
- Leistungsexport Deutschlands in Höhe von ca. 10 GW (horizontale Netzbelastung)

Die Vertikal- und Horizontallasten in den jeweiligen Szenarien abzüglich der EEG-Einspeisungen definieren die Gesamthöhe der verbleibenden disponiblen Einspeisung der konventionellen Kraftwerke. Die Aufteilung auf die einzelnen Kraftwerke erfolgt dabei in Anlehnung an einen marktorientierten Kraftwerkseinsatz nach merit-order. Hierzu wird der Kraftwerkspark in folgende Cluster aufgeteilt:

	Kraftwerkstyp	Klassifizierung
1	(Pump-)Speicherkraftwerke	Spitzenlast
2	Gas- und Ölkraftwerke Bj. vor 1990	
3	Gas- und Ölkraftwerke Bj. ab 1990	
4	Steinkohlekraftwerke Bj. vor 1990	Mittellast
5	Steinkohlekraftwerke Bj. ab 1990	
6	Braunkohlekraftwerke Bj. vor 1990	Grundlast
7	Braunkohlekraftwerke Bj. ab 1990	
8	Kernkraftwerke	
9	Laufwasser-, KWK- und prozessgeführte Kraftwerke	
10	Kraftwerke nach EEG	dargebotsabhängig

Als relevant für die Netzbemessung wurden folgende Szenarien identifiziert und eingehender untersucht:

- Szenario A: vertikale Starklast, Schwachwind
- Szenario B: vertikale Starklast, Starkwind
- Szenario C: vertikale Schwachlast, Starkwind
- Szenario D: vertikale Schwachlast, Schwachwind

Für alle Szenarien wurde eine starke horizontale Netzbelastung zu Grunde gelegt.

Die Bilder 3 bis 6 zeigen für die jeweiligen Szenarien die physikalischen Leistungsflüsse, die sich zwischen den einzelnen Regionen und in das benachbarte Ausland unter den jeweiligen Last-, Erzeugungs- und Transitprämissen der betrachteten Szenarien einstellen. Diejenigen Leistungsflüsse, bei denen tendenziell die Grenzen der Übertragungsfähigkeit zwischen benachbarten Netzregionen erreicht werden, sind farblich hervorgehoben. Die Kraftwerkseinspeisungen werden dargestellt unterteilt in EEG-Erzeugungsanlagen (bevorrechtigt) und konventionelle Erzeugung nach den vorgenannten Kriterien. Zusätzlich sind die Vertikallasten in den Regionen angegeben, so dass ein Indikator für die Ausgewogenheit von Erzeugung und Last in den Regionen vorliegt. Die Darstellungen dienen der Vermittlung eines ersten Eindrucks; insbesondere bei konkreten Anfragen für neue Kraftwerke sind weiterführende netztechnische Analysen erforderlich, da auch innerhalb der gebildeten Netzregionen die Grenzen der Übertragungsfähigkeit erreicht und entsprechende Netzausbaumaßnahmen erforderlich werden können.

Bei den Untersuchungen wurden geplante und voraussichtlich bis 2013 realisierbare Netzausbaumaßnahmen als umgesetzt unterstellt. Auch mit diesen Ausbaumaßnahmen treten bei den betrachteten Szenarien, insbesondere in den Szenarien A, B und C sehr hohe



Amprion GmbH



EnBW Transportnetze AG



transpower
stromübertragungs GmbH

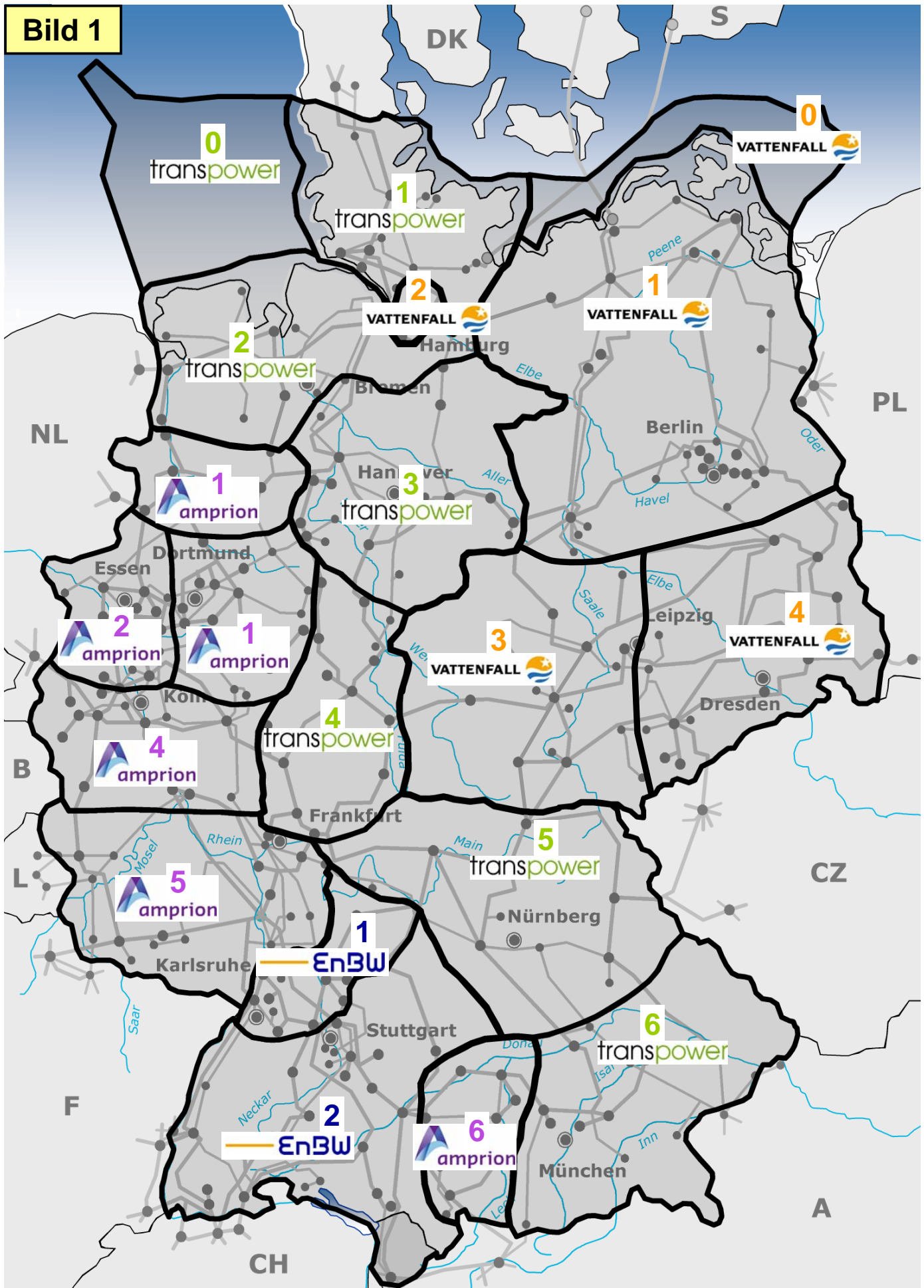


Vattenfall Europe
Transmission GmbH

Netzauslastungen auf, wobei in einigen Fällen Engpässe durch Eingriff in den unterstellten Kraftwerkseinsatz behoben wurden.

Durch die hohen Leistungsflüsse resultiert ein hoher Blindleistungsbedarf, welchem durch einen erheblichen Einsatz von Blindleistungs-Kompensationsanlagen (Kondensatoren) begegnet wurde.

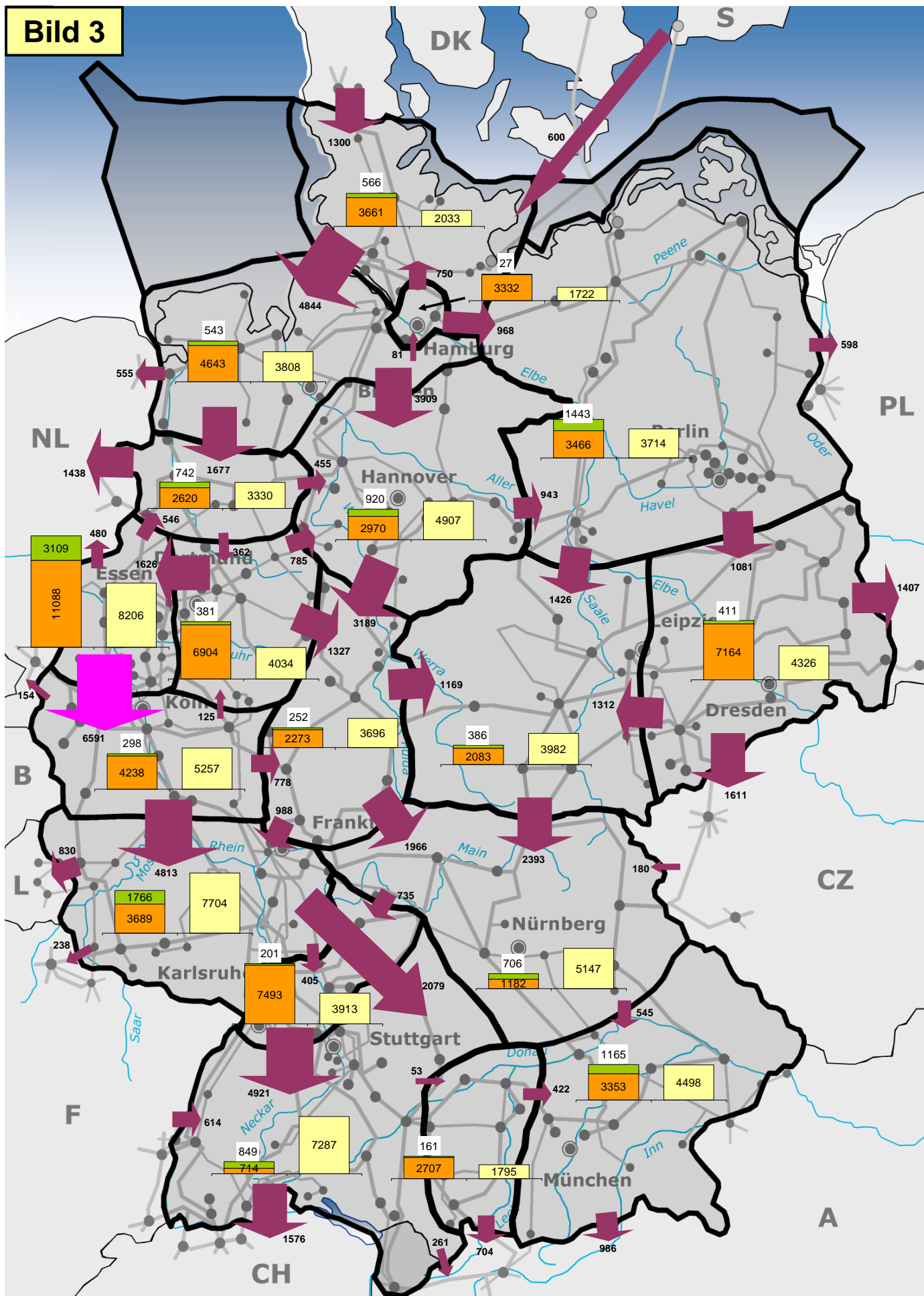
Dynamische Vorgänge und Auswirkungen auf die Systemstabilität auf Grund der hohen Auslastungen und weiträumigen Leistungstransite wurden bei den Leistungsflussberechnungen noch nicht untersucht.



Regionenmodell

Einteilung der deutschen Transportnetze in Regionen

Bild 3

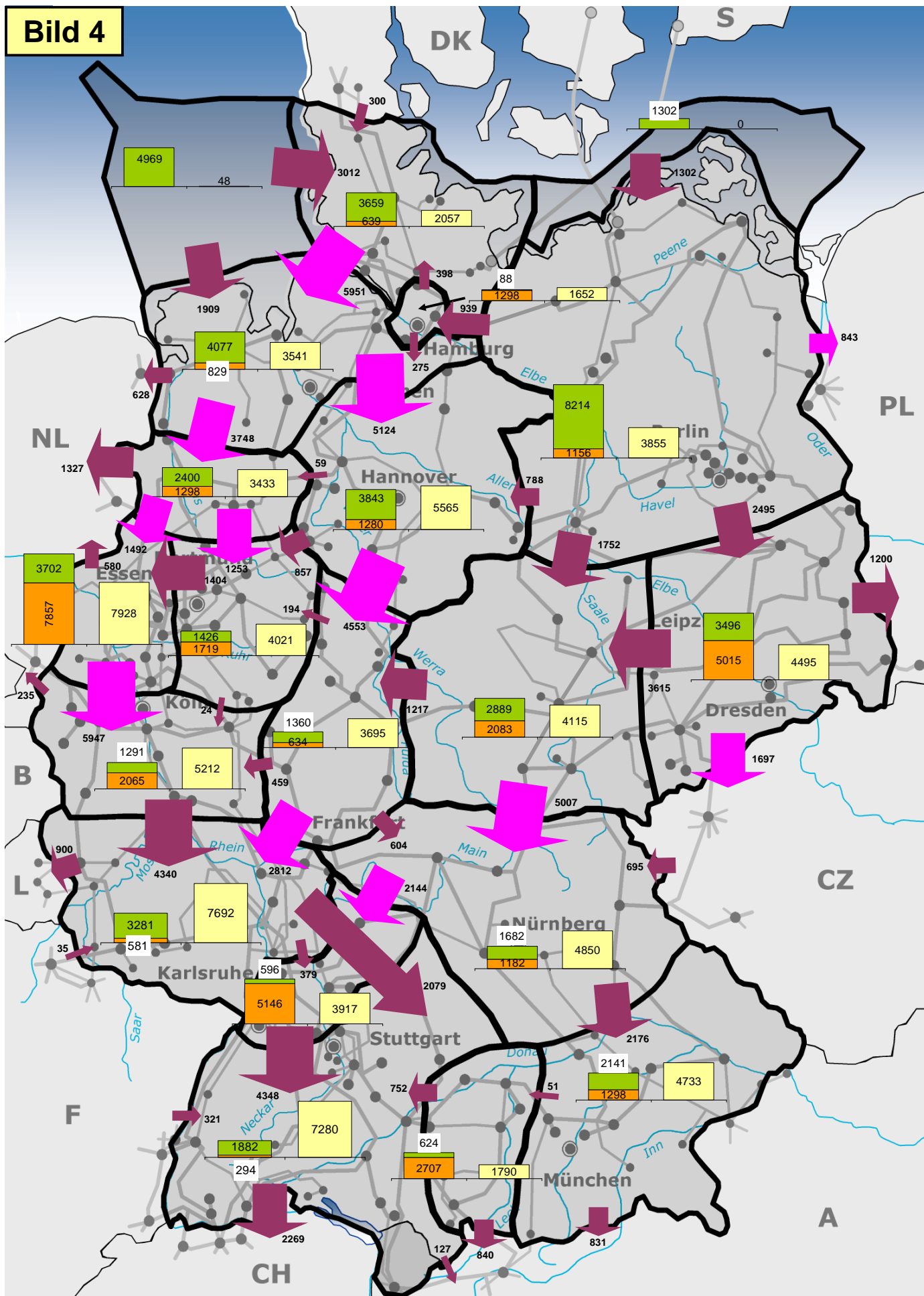


Regionale Verteilung Erzeugung/Last Szenario A (2013): Starklast/Schwachwind

Stand: März 2009
alle Zahlenangaben in MW

- Konventionelle Erzeugung
- EEG, KWK und prozessgeführte Erzeugung
- Last
- Leistungsfluss (mit Tendenz zum Erreichen der Übertragungsfähigkeit)
- Leistungsfluss

Bild 4

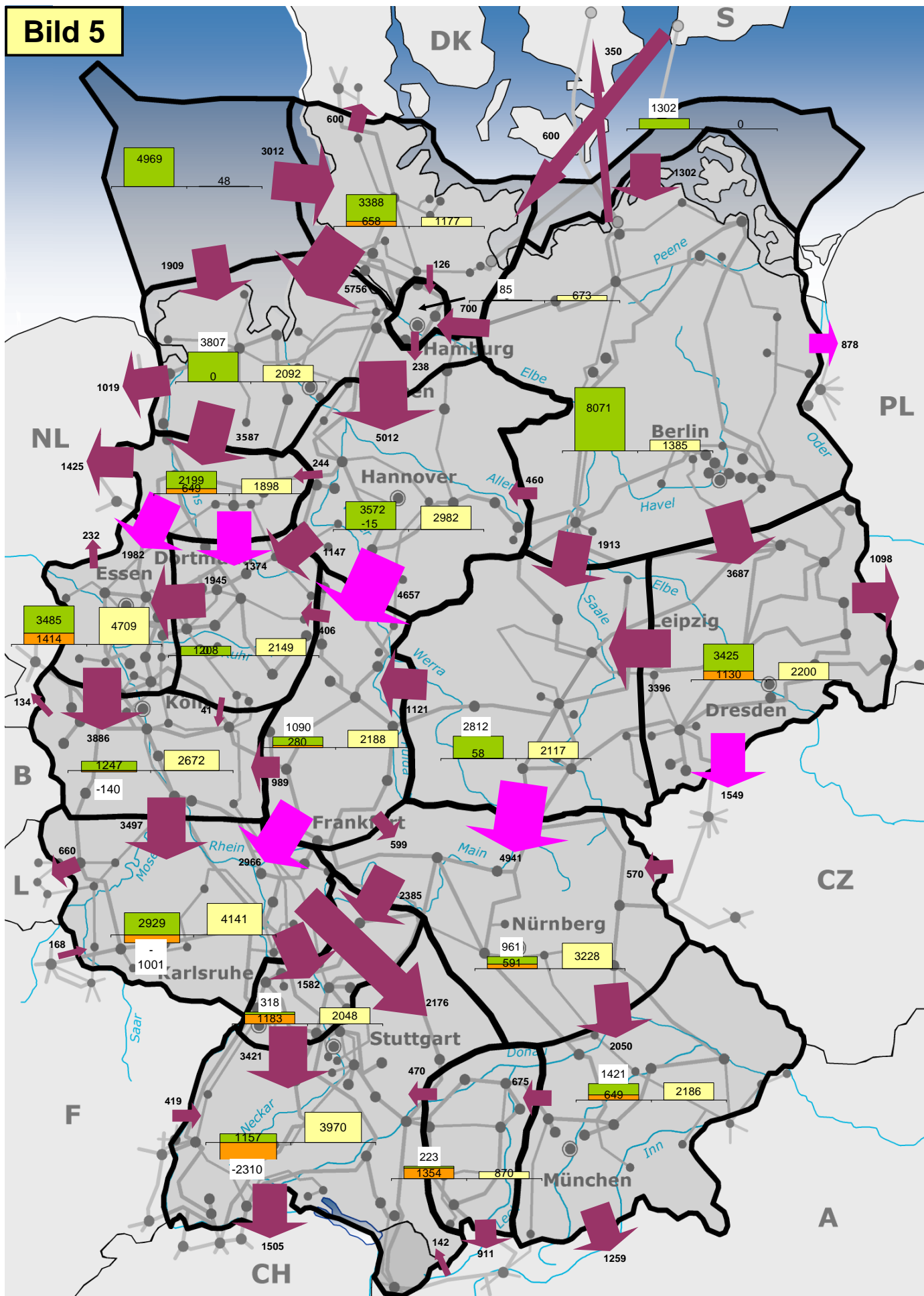


Regionale Verteilung Erzeugung/Last Szenario B (2013): Starklast/Starkwind

Stand: März 2009
alle Zahlenangaben in MW

- Konventionelle Erzeugung
- EEG, KWK und prozessgeführte Erzeugung
- Last
- ➔ Leistungsfluss (mit Tendenz zum Erreichen der Übertragungsfähigkeit)
- ➔ Leistungsfluss

Bild 5

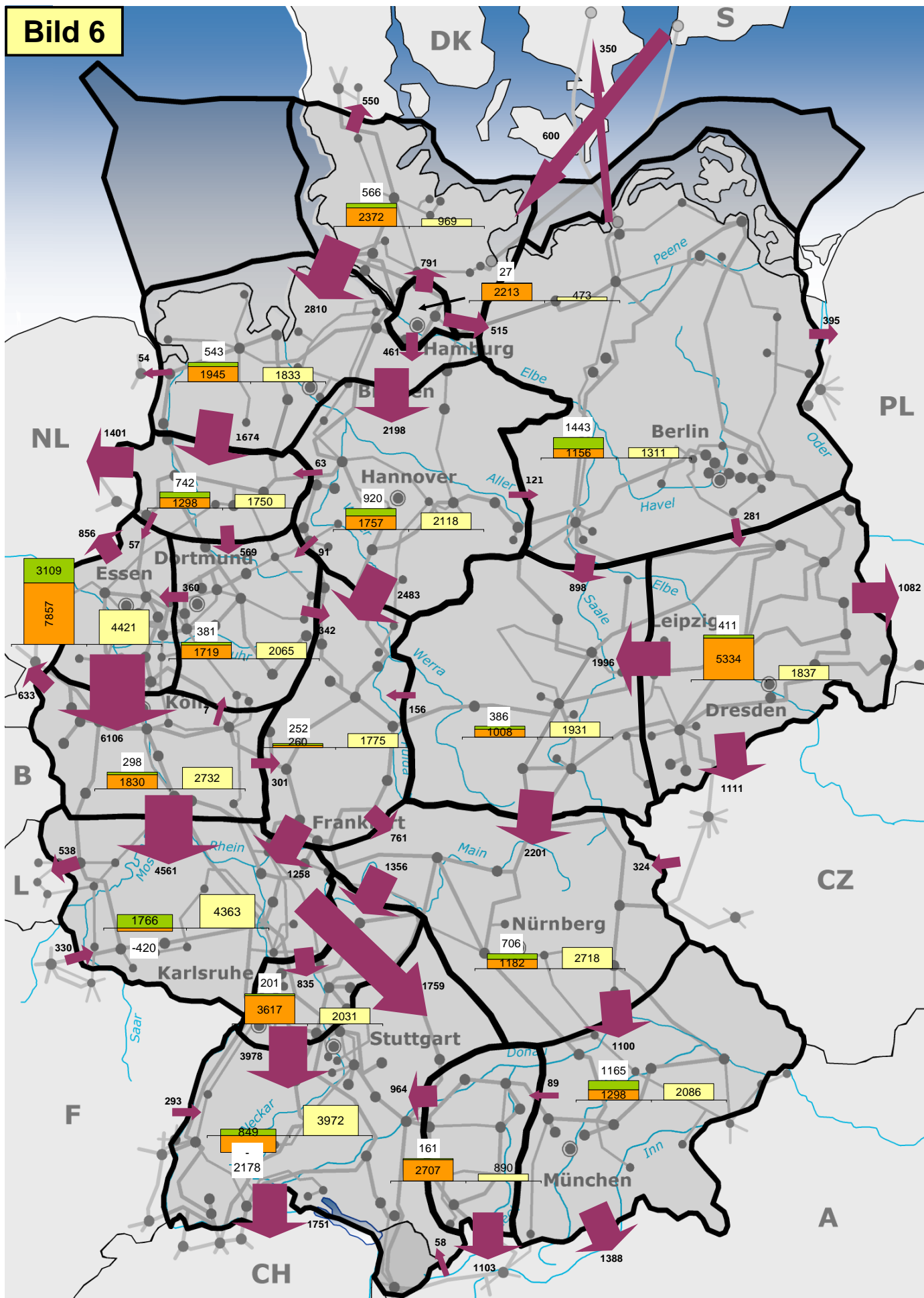


Regionale Verteilung Erzeugung/Last Szenario C (2013): Schwachlast/Starkwind

Stand: März 2009
alle Zahlenangaben in MW

- Konventionelle Erzeugung
- EEG, KWK und prozessgeführte Erzeugung
- Last
- Leistungsfluss (mit Tendenz zum Erreichen der Übertragungsfähigkeit)
- Leistungsfluss

Bild 6



Regionale Verteilung Erzeugung/Last Szenario D (2013): Schwachlast/Schwachwind

Stand: März 2009
alle Zahlenangaben in MW

- Konventionelle Erzeugung
- EEG, KWK und prozessgeführte Erzeugung
- Last
- Leistungsfluss (mit Tendenz zum Erreichen der Übertragungsfähigkeit)
- Leistungsfluss