



Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

**VKU Verband kommunaler
Unternehmen e. V.**
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

GEODE
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

§ 16 der Kooperationsvereinbarung

zwischen den Betreibern von in

Deutschland gelegenen

Gasversorgungsnetzen

Herausgegeben vom

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.,

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) sowie von

GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, EWIV

§ 16 Langfristprognose

1. Die Langfristprognose der Netzbetreiber ist eine wesentliche Eingangsgröße für den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff (NEP). Die Fernleitungsnetzbetreiber sind gemäß § 15b Absatz 1 Satz 1 EnWG verpflichtet, einen Szenariorahmen für den NEP zu erstellen und an die Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (KO.NEP) zu übermitteln. Gemäß § 15b Absatz 4 EnWG ist ein Entwurf dieses Szenariorahmens von der KO.NEP bis zum 30. Juni eines jeden geraden Kalenderjahres der Bundesnetzagentur vorzulegen. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, an der Erstellung der Langfristprognose wie folgt mitzuwirken.
2. Um die Langfristprognose im Szenariorahmen angemessen berücksichtigen zu können, muss sie den Fernleitungsnetzbetreibern von ihren unmittelbar nachgelagerten Verteilernetzbetreibern spätestens zum 1. März eines jeden geraden Kalenderjahres gemeldet werden. Verteilernetzbetreibern, die unmittelbar einem Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagert sind, ist die Langfristprognose spätestens 20 Werktage vor dem 1. März zu übermitteln. Im Übrigen stimmen sich die Verteilernetzbetreiber mit ihren nachgelagerten Verteilernetzbetreibern über die Termine der jeweiligen Abgabe der Langfristprognose ab, sodass die Frist nach Satz 2 gewahrt werden kann. Kann der nachgelagerte Netzbetreiber seiner Verpflichtung nicht nachkommen, hat er dem vorgelagerten Netzbetreiber zu begründen, warum er zu der Ermittlung nicht im Stande war. In diesem Fall legt der vorgelagerte Netzbetreiber geeignete Prognosewerte fest.
3. Die auf Fernleitungsebene aggregierten Werte werden von den Fernleitungsnetzbetreibern insbesondere differenziert nach den in den Ziffern 7 bis 10 definierten Härtegraden und dem gesicherten Bedarf, den Sektoren, die in der „Abfrage Langfristprognose“ nach Ziffer 4 definiert sind, sowie nach Gas und Wasserstoff dokumentiert und fließen als Eingangsgröße in den Entwurf des Szenariorahmens ein.
4. Die Angabe der Prognosewerte erfolgt anhand der auf der jeweiligen Internetseite des BDEW, VKU und GEODE veröffentlichten „Abfrage Langfristprognose“. Die Verbände stellen sicher, dass die für die Abgabe der Langfristprognose des Folgejahres von den Netzbetreibern einheitlich zu verwendende „Abfrage Langfristprognose“ bis spätestens 1. September eines ungeraden Kalenderjahres auf den Internetseiten der Verbände BDEW, VKU und GEODE veröffentlicht wird. Alternativ können die Netzbetreiber die in der „Abfrage Langfristprognose“ vorgegebenen Inhalte auch über ein elektronisches Portal abfragen.
5. Jeder Netzbetreiber hat in seiner Langfristprognose
 - a) gemäß gaswirtschaftlicher Sorgfaltspflicht,
 - b) unter Beachtung gasfachlich üblicher Methoden,
 - c) unter Berücksichtigung regionaler Gegebenheiten, der dem Netzbetreiber vorliegenden kommunalen Wärmepläne, von Veränderungen bei den Bedarfen und möglichen Effekten durch die festgelegten klima- und energiepolitischen Ziele aus dem Bundes-

Klimaschutzgesetz, u. a. das Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 und die damit im Zusammenhang stehende Gesetzgebung

die Leistungs- und Mengenentwicklung, einschließlich der jeweiligen Summe, für Gas sowie für Wasserstoff eigenverantwortlich und unverbindlich anzugeben. Der in der Langfristprognose abgefragte Zeitraum beginnt mit dem nächsten ungeraden Kalenderjahr. Der Netzbetreiber hat eine Prognose je Kalenderjahr bis einschließlich des Kalenderjahres 2045 und für das Kalenderjahr 2050 abzugeben.

6. Die Prognosewerte für Gas und für Wasserstoff des jeweiligen Netzbetreibers
 - a) umfassen die Werte des eigenen Netzes und die der nachgelagerten Netzbetreiber,
 - b) werden entweder bezogen auf Ausspeisezonen oder Netzkopplungspunkten angegeben,
 - c) werden nach Sektoren und für Wasserstoff zusätzlich nach den in Ziffern 7 bis 10 beschriebenen Härtegraden und dem gesicherten Bedarf aufgeschlüsselt,
 - d) umfassen weitergehende Werte für Großkunden mit einem erwarteten Wasserstoffleistungsbedarf von 20 MWh/h oder mehr und
 - e) werden vom Netzbetreiber zum jeweils vorgelagerten Netzbetreiber weitergegeben.

Die Plausibilisierung findet in geeigneter Form im Rahmen der regionalen Abstimmung der Netzbetreiber statt.

7. Der Härtegrad III der Wasserstoff-Prognose enthält die Bedarfe
 - a) aller Kunden, für die eine Versorgung mit Wasserstoff grundsätzlich möglich ist, d. h. die
 - aa) zukünftig nicht durch Biomethan oder anderes klimaneutrales Methan versorgt werden sollen,
 - bb) Methan nicht stofflich einsetzen,
 - cc) gegenüber dem Netzbetreiber keinen Wegfall des Methanbedarfs aufgezeigt haben und
 - dd) nicht in Härtegrad I oder II fallen, sowie
 - b) von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die
 - aa) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ein Prüfgebiet veröffentlicht wurde oder eine dezentrale Wärmeversorgung oder Wärmenetzgebiete geplant wurden und die vom Netzbetreiber nicht als gesichert angesehen werden oder in denen zumindest eine Teilversorgung mit Wasserstoff für möglich gehalten wird oder
 - bb) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. aa) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.

8. Der Härtegrad II der Wasserstoff-Prognose enthält die Bedarfe

- a) aller Kunden, für die eine abgeschlossene schriftliche Vereinbarung, insbesondere eine Absichtserklärung oder eine vom Kunden freigegebene Gesprächsdokumentation vorliegt, in der dieser gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass er an der Lieferung von Wasserstoff interessiert ist, wenn perspektivisch die netzseitige Kapazität und ein Wasserstoff-Lieferant verfügbar sind, der Wasserstoff zu einem marktgerechten Preis anbietet, sowie
 - b) von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die Kunden gemäß lit. a) existieren.
9. Der Härtegrad I der Wasserstoff-Prognose enthält die Bedarfe
- a) aller Kunden, für die
 - aa) ein konkretes netzplanerisches Umsetzungskonzept erarbeitet wurde, das in der Netzbetreiberkaskade am jeweiligen Netzkopplungspunkt bzw. in der jeweiligen Ausspeisezone einvernehmlich abgestimmt wurde, oder
 - bb) eine über Härtegrad II hinausgehende schriftliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Kunde mit finanzieller Komponente, z. B. Plankostenzuschuss, geschlossen wurde, sowie
 - b) von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die
 - aa) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung Wasserstoffnetzgebiete veröffentlicht wurden oder in denen Kunden gemäß lit. a) existieren, oder
 - bb) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. aa) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.
10. Ein gesicherter Wasserstoffbedarf von Kunden liegt vor, wenn eine konkrete Kapazitätsreservierung bzw. -buchung vorliegt oder ein Vertrag zur Festlegung der technischen Parameter zur Herstellung des Netzanschlusses, der Übernahme der damit verbundenen Kosten und Festlegung des Termins der technischen Inbetriebnahme oder eine substantielle Förderung mit öffentlichen Geldern (z. B. IPCEI-Projekte) existiert.
11. In einem Gebiet, für das keine kommunale Wärmeplanung vorliegt, können Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, maximal dem gleichen Härtegrad zugeordnet werden, wie die Kunden dieses Gebiets, die keine solche Wärmekunden sind.

Hinweis:

Die in diesem Dokument dargestellten Änderungen des § 16 KoV HT beziehen sich ausschließlich auf die Langfristprognose.

Die ehemaligen Ziffern 4 bis 7 werden im weiteren Verlauf der KoV XIV.2 im Rahmen einer Überprüfung von Auswirkungen aus der Festlegung KARLA 2.0 sowohl im Hinblick auf eine Verortung in § 11 als auch im Hinblick auf inhaltliche Änderungen überprüft.