



An die
Ministerinnen und Minister
für Energie und Wirtschaft
der Bundesländer

Dr. Robert Habeck MdB
Bundesminister

HAUSANSCHRIFT Scharnhorststraße 34 - 37, 10115 Berlin
POSTANSCHRIFT 11019 Berlin

TEL +49 (0)3018 615-76 00
FAX +49 (0)3018 615-70 30
E-MAIL info@bmwk.bund.de

DATUM Berlin, 7. Juli 2022

Aktuelle Maßnahmen zur Gasversorgung

Sehr geehrte Damen und Herren,
liebe Kolleginnen und Kollegen,

ich danke Ihnen für unser Gespräch am 23. Juni 2022, und mit einigen von Ihnen am 30. Juni 2022 auf der Wirtschaftsministerkonferenz in Dortmund, zu den Hintergründen der von der Bundesregierung ausgerufenen Alarmstufe des Notfallplans Gas. Ich hatte Ihnen zugesagt, einige Informationen nachzuliefern, was ich hiermit gerne mache.

1. Gas-Auktionsmodell

Die Bundesnetzagentur hat mögliche Auktions- bzw. Marktmechanismen geprüft, um Reduzierungen des Gasbezugs marktbasierend auf der Lastseite bzw. bei den Industriekunden zu erreichen. In Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz werden zwei Mechanismen vorangetrieben: ein sogenanntes kurzfristiges Regelenergieprodukt und eine Förderauktion/ein Förderprogramm (Substitutionsprodukt).

Die genaue Spezifikation des kurzfristigen Regelenergieprodukts wird derzeit zwischen meinem Haus, der Bundesnetzagentur und der THE erarbeitet. Im Kern geht es darum, dass Industriekunden über den jeweiligen Lieferanten/Bilanzkreisverantwortlichen der THE auf Arbeitspreisbasis Gasmengen auf der Regelenergie-Plattform anbieten. THE kann diese Angebote dann, sofern der entsprechende Regelenergiebedarf besteht, abrufen. Das Produkt stellt eine Ergänzung zu bestehenden, börsengängigen Regelenergie-Produkten dar. Bei diesem Produkt ist die Standardisierung geringer, womit der potenzielle Anbieterkreis erhöht wird. Ein Einsatz würde nachrangig zu anderen Regelenergieprodukten, aber vor der Ausrufung der Notfallstufe erfolgen – das Produkt kann somit einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die Notfallstufe zu vermeiden. Ein solches Produkt kann zudem auf bestehende Prozesse bei der Regelenergie aufsetzen und soll kurzfristig, das heißt zum Beginn der Heizperiode und damit vor dem Winter zur Verfügung stehen.

Durch flexible Reaktion auf Preissignale entspricht das neue Regelenergieprodukt im Ergebnis einem Auktionsmechanismus unter Berücksichtigung regionaler beziehungsweise lokaler Regelenergie-Bedarfe – diejenigen Verbraucher mit den niedrigsten Abschaltkosten für Gas wären ebenfalls die ersten, die ihren Verbrauch reduzieren beziehungsweise einstellen. Diejenigen mit den höchsten Abschaltkosten wären die letzten, die ihren Verbrauch reduzieren beziehungsweise einstellen würden. Das Produkt wird vom Lieferanten/Bilanzkreisverantwortlichen des industriellen Endverbrauchers in Abstimmung mit diesem angeboten. Für die Umsetzung sind Absprachen beziehungsweise vertragliche Regelungen zwischen Industriekunde und seinem Lieferanten bezüglich Preisstellung, Aufteilung von Erlösen, Abwicklung etc. zu treffen. Ziel ist es, dass das Produkt zum kommenden Winter eingesetzt werden kann.

Das ergänzende Substitutionsprodukt soll Investitionsanreize dafür schaffen, die dazu führen, dass industrielle Kunden alle technischen Voraussetzungen für eine dauerhafte Verringerung des Gasbezugs schaffen. Das Ziel ist die Umstellung auf klimafreundliche Energieträger, insbesondere Strom, gegebenenfalls auch Wasserstoff. Dazu könnten Gasverbraucher zum Beispiel eine Reduzierung der in Anspruch genommenen Gasbezugsleistung oder -menge versteigern. Der Zuschlag würde mit zusätzlichen Nachweispflichten versehen, die sicherstellen, dass tatsächlich Investitionen zur Reduktion des Gasbezugs getätigt wurden. Der Fokus soll auf Maßnahmen liegen, die idealerweise noch vor diesem Winter, spätestens vor dem Winter 2023/2024, ergriffen werden können. Die Finanzierung des Produkts ist noch offen.

2. Gas Infrastruktur

Deutschland ist aufgrund seiner zentralen Lage in Europa Transitland, einer eigenen energieintensiven Industrie sowie den größten Erdgasspeicherreserven in Europa mit einer sehr gut erschlossenen Erdgasinfrastruktur ausgestattet, die in sämtliche Landesregionen reicht (vergleiche auch anliegende Karte). Mit dem Netzentwicklungsplan Gas steht zudem ein Verfahren zur Verfügung, das bestehende Gasnetz auch zukünftig den geänderten Rahmenbedingungen anzupassen. Wie die letzten Monate gezeigt haben, ist es derzeit auch dahingehend flexibel genug ausgebaut, um die sinkenden Gasflüsse aus Russland nach Deutschland und weiter in die angrenzenden Nachbarstaaten durch erhöhte Importe aus dem Westen netztechnisch abbilden zu können. Dies wurde ohne Netzausbau nur durch sogenannte Kapazitätsverlagerungen von den östlichen Grenzübergangspunkten hin zu denen an der belgischen und niederländischen Grenze erreicht. Darüber hinaus sind die Behörden im steten Austausch mit den Infrastrukturbetreibern, um durch geeignete Ausbaumaßnahmen weitere alternative Transportkapazitäten zu schaffen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang immer auch der Blick auf mögliche innerdeutsche Netzengpässe.

Gegenwärtig werden unterschiedliche Standorte für die stationär schwimmenden LNG-Terminals (Floating Storage and Regasification Unit – FSRU) geprüft. Die Standorte verfügen über verschiedene Voraussetzungen in der Kapazität der Fernleitungsnetze, an die durch Anbindungsleitung angeschlossen wird. Nach Fertigstellung der Anbindungsmaßnahmen der Standorte könnten folgende Kapazitäten im Gasnetz aufgenommen und abtransportiert werden:

- Brunsbüttel 4,5 GW (ca. 3,5 Mrd. m³) zum Q3 2023
- Hamburg: 8 GW (ca. 6,5 Mrd. m³) sobald die Anbindungsleitung realisiert ist
- Stade 8 GW (ca. 6,5 Mrd. m³) zum Q2 2023
- Rostock 5 GW (ca. 4 Mrd. m³) bereits Q4 2022; nach Fertigstellung wesentlicher Netzausbaumaßnahmen: 21 GW (ca. 17 Mrd. m³) zum Q1 2024
- Wilhelmshaven 11GW (ca. 9 Mrd. m³) bereits zum Q1 2023; nach Fertigstellung erster Netzausbaumaßnahmen: 13,8 GW (ca. 11 Mrd. m³) zum Q1 2024
 - Aber: max. 10,6 GW (ca. 8,5 Mrd. m³) für Brunsbüttel, Stade und Hamburg zusammen. Ab Q4 2026 werden hier mehr Kapazitäten verfügbar.
- Lubmin: Netzausbau wird nicht erwartet, da große Kapazitäten durch NEL/Eugal/Opal grundsätzlich zur Verfügung stehen.

3. Biogas

Es sind derzeit rund 8.000 Biogas- und Biomethananlagen in Betrieb, die gesamt etwa 30 TWh Strom pro Jahr erzeugen. Einer starken Ausweitung der Biogaserzeugung steht die Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion entgegen. Eine verstärkte Nutzung von Anbaubiomasse mit zusätzlichem Flächenbedarf ist daher unter anderem aus diesem Grund nicht die erste Option. Das zusätzlich – vor allem kurzfristig – mobilisierbare Potenzial an Abfall- und Reststoffen sollte hingegen voll genutzt werden.

In der aktuellen EEG-Novelle wird die Förderung der Biomasse stärker auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke fokussiert, damit die Bioenergie ihre Stärke als speicherbarer Energieträger zunehmend systemdienlich ausspielen kann und einen größeren Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung leistet. Bei der Ausrichtung auf die Spitzenkraftwerke wird ein Schwerpunkt auf die Biomethan-Erzeugung gelegt, weil dies ein Einspeisen des aufbereiteten Biogases in das Gasnetz und die Verstromung an anderer Stelle ermöglicht. Hierzu wird eine neue Ausschreibung geschaffen, die die bisherigen Biomethan-Kapazitäten erhalten und neue Kapazitäten anreizen soll. Das Ausschreibungsvolumen beträgt 600 MW pro Jahr (von 2023 bis 2028).

Neue Biomethan- und neue KWK-Anlagen werden darüber hinaus auf Wasserstoff ausgerichtet werden („H₂-ready“). Zudem werden die Rahmenbedingungen für die Vergärung von Wirtschaftsdünger verbessert, so dass auch hier größere Mengen Biogas erzeugt werden können. Darüber hinaus ist es möglich, dass Biomasseanlagen kurzfristig auch mehr Strom erzeugen, wenn sie den Strom oder die Wärme aufgrund der erhöhten Preise direkt vermarkten können. Inwieweit dieses Potenzial genutzt werden wird, können wir derzeit allerdings nicht abschätzen.

4. Unterstützung der Energieversorger und Stadtwerke

Der Bund hat in den letzten Monaten bereits umfangreiche Maßnahmen zur Unterstützung der Energiewirtschaft ergriffen. Insbesondere wurden erhebliche Bundesmittel zur Stabilisierung der Gaslieferkette auf Ebene der Importeure aufgewendet, um Kaskadeneffekte zu vermeiden und die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Daneben steht jetzt das Margining-Finanzierungsinstrument privaten ebenso wie kommunalen Energieversorgungsunternehmen, die mehrheitlich in öffentlicher Hand sind, offen.

Dieses Instrument unterstützt gezielt Unternehmen, die am Börsen-Terminhandel mit Strom, Erdgas und Emissionszertifikaten von hohen Sicherheitsleistungen betroffen sind. Private Energieversorgungsunternehmen können zudem auf das KfW-Sonderprogramm UBR 2022 zugreifen.

Darüber hinaus hat der Bund umfangreiche Entlastungs- und Unterstützungsmaßnahmen für private Haushalte und Unternehmen am Ende der Gaslieferkette auf den Weg gebracht (unter anderem Entlastungspakete I und II, Kostendämpfungsprogramm und Großbürgerschaftsprogramm). Hierdurch werden betriebswirtschaftliche Risiken aufgrund von Forderungsausfällen seitens der Letztverbraucher sowohl für private als auch für öffentliche Energieversorger reduziert.

Vor diesem Hintergrund möchte ich um Ihr Verständnis werben, dass wir bei hilfebedürftigen Stadtwerken die Verantwortung grundsätzlich bei den jeweiligen Kommunen bzw. in Ihren Landesregierungen sehen. Es entspricht dem föderalen Staatsaufbau, dass die Verantwortung für öffentliche Unternehmen beim jeweiligen Eigentümer liegt. Angesichts der enormen Herausforderungen im Kontext der Auswirkungen des Ukraine-Kriegs möchte ich Sie bitten, dass insoweit die Länder ihren Beitrag leisten; der Bund kann dies nicht übernehmen.

Liebe Kolleginnen und Kollegen, ich hoffe damit Ihre noch offenen Fragen beantwortet zu haben. Ich wünsche uns allen viel Erfolg bei der Bewältigung dieser großen Aufgaben und freue mich auf die weiterhin gute Zusammenarbeit.

Mit freundlichen Grüßen

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Robert Haas', written in a cursive style.

Anlage: Erdgasnetz in Deutschland

