Stellungnahme der RWE AG im Namen der Konzerngesellschaften zum Netzentwicklungsplan Gas 2013

Essen, den 20. Juni 2013

Die RWE AG nimmt im Namen der Konzerngesellschaften wie folgt zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 Stellung:

1. Kraftwerksprodukt

RWE lehnt das Kraftwerksprodukt aus grundsätzlichen Erwägungen ab. Es bedeutet eine volkswirtschaftlich nicht gerechtfertigte Rückkehr zu einem Punkt-zu-Punkt Modell. Ein solcher Eingriff ist schädlich für den Markt und führt zudem zu einer Benachteiligung der betroffenen Kraftwerksbetreiber. Damit wird der Erhalt und der Neubau von benötigten Gaskraftwerken zusätzlich erschwert.

Wir weisen darauf hin, dass das Kraftwerksprodukt **negative Auswirkungen** auf die **Versorgungssicherheit** hat. Bei den vorgeschlagenen alternativen Versorgungswegen besteht keine Sicherheit, dass die benötigten Gasmengen und Transportkapazitäten im Ernstfall zur Verfügung stehen.

Ohne verlässliche Gasbereitstellung ergibt sich eine geringere Einsatzbereitschaft der Kraftwerke. Dies kann die Stromversorgung gefährden – und zwar nicht nur, wenn systemrelevante Kraftwerke betroffen sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Engpässe im Gassystem häufig mit einer angespannten Situation in der Stromversorgung korrelieren werden. Zudem können sich erhebliche Schäden auf Seiten von Industrieunternehmen ergeben, wenn mangels Gas Prozesswärme und -dampf nicht mehr geliefert werden können.

Daher ist die **Kosten-Nutzen-Analyse unzureichend**. Es werden nicht die Aufwendungen des betroffenen Kraftwerksbetreibers einbezogen, um die jederzeitige Versorgung der Kraftwerke mit Gas sicherzustellen. Aber nur mit einer langfristigen Absicherung ist gewährleistet, dass Kraftwerke auch in Engpasssituationen Gas über den alternativen Versorgungsweg beziehen können. Ansonsten besteht immer die Gefahr, dass die benötigten Ressourcen im In- oder Ausland anderweitig vergeben sind. Außerdem werden die Beschaffungskosten an alternativen Märkten während Engpässen systematisch unterschätzt.

Im Einzelnen lässt die Analyse die folgenden Risiken unberücksichtigt:

- **Keine unterbrechungsfreie Kapazität beim ausländischen Netzbetreiber**

  Es ist davon auszugehen, dass ein betroffenes Kraftwerk **insbesondere bei extremen Wetterbedingungen** vom VHP unterbrochen und auf die Beschaffung von Gas aus dem Ausland verwiesen wird. Es besteht das Risiko, dass zu diesen Zeiten auch im Ausland außergewöhnliche Flüsse auftreten. Es sind daher Situationen möglich, in denen der ausländische Fernleitungsbetreiber kurzfristig keine unterbrechungsfreie Exit-Kapazität mit freier Zuordnung zu dem Hub bereitstellen kann. Nötig wäre hier in jedem Fall eine verbindliche Zusage gegenüber dem Kraftwerksbetreiber.

Nach unseren Erfahrungen erfolgt eine solche Zusage nur bei einer langfristigen festen Buchung durch den Kraftwerksbetreiber.

- **Fehlende Ausspeisekapazität am MüT-Punkt**

  Entsprechend ist keine Verfügbarkeit ausreichender Kapazität am MüT-Punkt während Zeiten mit besonders niedrigen Temperaturen gewährleistet. Gerade während kalter Temperaturen kann die hohe Nachfrage in Süddeutschland zu einer Kapazitätsknappheit führen.

  Auch hier bedarf es daher einer verbindlichen Buchung von Exit-Kapazität am MüT.

- **Eingeschränkte Liquidität der benachbarten Märkte**

  Ein Kraftwerksprodukt mit einer alternativen Zuweisung zu einem Importpunkt kann nur funktionieren, wenn die entsprechenden Hubs mit der nötigen Sicherheit einen kurzfristigen Erwerb der benötigten Mengen gestatten. Allerdings wird sich während der relevanten Zeiträume in aller Regel auch in den benachbarten Ländern ein erhöhter Verbrauch von Gas ergeben.

  An Märkten mit ohnehin begrenzter Liquidität (NPTF, CH und CEGH) ist zu diesen Zeiten ein ausreichendes Angebot in keiner Weise gewährleistet. Selbst bei Märkten mit normalerweise hoher Liquidität (wie TTF und ZEE) kann es zu Engpässen kommen.

  Daher muss sich ein Kraftwerksbetreiber vorab über eine Option die benötigten Mengen sichern, auch um das Preisrisiko zu begrenzen.

- **Beschaffungsmöglichkeiten am Speicher zu prüfen**:

  Ein Kraftwerksbetreiber könnte nur dann auf einen Gasspeicher zurückgreifen, wenn er vorab die erforderliche Speicherkapazität bucht und die entsprechenden Gasmengen im Speicher vorhält bzw. die Vorhaltung bei einem Dritten bestellt. Entsprechende kurzfristige Buchungsmöglichkeiten von Speicherkapazitäten wären näher zu prüfen beziehungsweise weiterzuentwickeln.

- **Keine kurzfristige Beschaffungsmöglichkeit an Produktionsanlagen**

  Produktionsanlagen speichern regelmäßig gleichmäßig aus, die Produktion wird langfristig verkauft. Daher gibt es auch keinen Flangehandel, der eine spontane Eindeckung erlauben würde.

  Hier müsste sich der Kraftwerksbetreiber ein Optionsrecht bei dem Produzenten sichern.

Hieraus ergibt sich, dass die Analyse von Kosten und Nutzen noch einmal vollständig überarbeitet werden muss. Zum einen sind die **zusätzlichen Aufwendungen** zu beziffern. Darüber hinaus ist die Quantifizierung der Preisrisiken zu korrigieren: Die Kosten-Nutzen-Analyse basiert auf der Annahme, dass Unterbrechungen der VHP-Zuordnungen gleichmäßig über das ganze Jahr verteilt sind und berechnet auf dieser Grundlage die zusätzlichen Gaskosten. Dies erscheint wirklichkeitsfremd: Unterbrechungen werden vor allem im Winter während besonders niedriger Temperaturen auftreten. An diesen Tagen werden sich an allen Märkten besonders hohe Aufschläge **gegenüber den Preisen in langfristigen Versorgungsverträgen** bilden.

Berücksichtigt man diese Kosten, ist äußert zweifelhaft, dass das Kraftwerksproduktes wirtschaftlich effizient ist.

Im Übrigen ist es ökonomisch auch nicht möglich, die Kosten und Risiken aus dem Kraftwerksprodukt einfach auf die betroffenen Kraftwerke zu wälzen. Der Erhalt und Bau von Gaskraftwerken ist ohnehin unter den gegebenen Rahmenbedingungen kaum wirtschaftlich. Für die Betreiber ist es weder darstellbar, einen alternativen Bezug zum VHP unter erheblichen Mehrkosten abzusichern noch das Risiko einer Erzeugungsunterbrechung gerade während Hochpreiszeiten am Strommarkt einzugehen. Als Folge werden Investitionsentscheidungen für neue Gaskraftwerke in Frage gestellt und Stilllegungsentscheidungen wahrscheinlicher.

Rechtlich ist zu beanstanden, dass das Kraftwerksprodukt nicht der Diskriminierungsfreiheit entspricht. Kraftwerke, die sich über einen alternativen Weg versorgen müssen, werden benachteiligt gegenüber Kraftwerken, welche feste Kapazität gemäß § 39 GasNZV erhalten.

Zusammenfassend ist die Einführung des Kraftwerksprodukts aus den folgenden Gründen abzulehnen:

- Eine **bloße Zuordnung** zu alternativen Entry-Punkten im Engpassfall ist **nicht ausreichend** für eine Sicherung der Versorgungssicherheit. Die vorgeschlagenen alternativen Versorgungswege stehen nicht ohne Weiteres bereit, um kurzfristig die benötigten Kapazitäten und Gasmengen zur Verfügung zu stellen.
- Es darf nicht übersehen werden, dass Produktionsanlagen auch langfristig vermarket werden, so dass eine **Nutzbarkeit nicht als sicher unterstellt werden** kann, schon gar nicht während kritischer Wettersituationen. Kurzfristige Buchungsmöglichkeiten von Speicherkapazitäten sind näher zu untersuchen.
- Zudem fehlt es in praktischer Hinsicht an einer Beschaffungsmöglichkeit, weil es an den alternativen Punkten in der Regel **keinen liquiden Kurzfristmarkt** gibt.
- Zusätzliche **Maßnahmen des Kraftwerksbetreibers** sind notwendig, damit Kapazität und Gas auch während extremer Temperaturen zuverlässig zur Verfügung steht.
- Die Kosten dafür dürfen in der **Kosten-Nutzen-Analyse** nicht unberücksichtigt bleiben. Es ist zweifelhaft, ob die Einführung eines Kraftwerksproduktes dann noch effizient ist.
- **Investitionen** in neue Kraftwerke bzw. der Erhalt bestehender Anlagen werden so gefährdet.
- Außerdem besteht ein erhebliches **Diskriminierungspotential**.

Daher muss es bei der **Option Netzausbau** bleiben, in Verbindung mit marktbasierten Maßnahmen wie Lastflusszusagen und einem Überbuchungs- und Rückkaufsystem.

Wollte man dennoch das Kraftwerksprodukt einführen, müssten sämtliche Kosten der Maßnahmen **über die Netzentgelte gewälzt** werden. Grundsätzlich sollte der Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit haben, die Mehrkosten im Einzelnen nachzuweisen. Eine Pauschalierung ist schwierig, weil die Aufwendungen je nach Art des Alternativpunktes stark variieren können.

2. TAK-Produkt

RWE spricht sich gegen die Einführung der „Temperaturabhängig festen Kapazitäten“ (TAK) als zusätzliches Kapazitätsprodukt aus. Zu den einzelnen Gründen, die zu dieser Einschätzung führen, verweist RWE auf das „Gutachten zur ökonomischen Bewertung des Produktes TAK für den Netzzugang von Erdgasspeichern“ vom Mai 2013, das von Frontier Economics für diverse Speicherbetreiber (u. a. RWE Gasspeicher GmbH) erstellt wurde.

RWE unterstützt grundsätzlich den aktuellen Ansatz der BNetzA für ein sogenanntes Trennungsmodell, d, h. die Differenzierung zwischen den Ansätzen bzw. Prämissen für die Ausbauplanung des Gasnetzes einerseits und den für Transportkunden buchbaren Kapazitätsprodukten im Gasnetz andererseits:

- Als Planungsprämisse für den Netzausbau ist ein temperaturabhängiges Nutzungsprofil von Speichern grundsätzlich denkbar. Hierbei ist jedoch sicherzustellen, dass für noch zu definierende Grenztemperaturen ein An- bzw. Abtransport von 100 % der Lastflüsse an Speichern gesichert erfolgt.
- Als Kapazitätsprodukt an Ein-/Ausspeisepunkten von neuen Speichern sollten die Fernleitungsnetzbetreiber dem Markt aber kein TAK-Produkt, sondern basierend auf den gebauten neuen Transportkapazitäten und den zusätzlichen Einsatz von Marktinstrumenten (z. B. Rückkauf von Kapazitäten, Lastflusszusagen, Regelenergie) möglichst viel feste frei zuordenbare Kapazität (FFZK) und ggf. unterbrechbare frei zuordenbare Kapazität (UFZK) anbieten.

RWE spricht sich dafür aus, dass die Arbeiten zur Entwicklung sachgerechter Planungsprämissen für einen effizienten Netzausbau und die Entwicklung marktgerechter Kapazitätsprodukte im Rahmen der BDEW Projektgruppe TAK fortgesetzt werden.

3. Interne Bestellung

Die Planungen unserer Netzgesellschaften weisen keinen Rückgang der Internen Bestellung aus. Der Bedarfsrückgang der Bestandsanschlüsse aufgrund verbesserter Wärmedämmmaßnahmen und Heizungssysteme wird durch den Neuanschluss von Gebäuden oder durch Umstellungen von anderen Energieträgern auf Erdgas oder Bio-Methan kompensiert.

Die Erfahrungen der letzten Jahre bzgl. des Zuwachses von Neuanschlüssen lassen Zweifel an den Prognosen des NEP aufkommen. So liegen beispielsweise bei der Westnetz im Zeitraum von Juli 2012 bis heute Anschlussanfragen in Höhe von rd. 2,3 % des aktuellen Leistungsbedarfs vor. Wir erwarten nicht, dass der Leistungsbedarf der übrigen Kunden im entsprechenden Umfang zurück geht.

Abweichend von unseren Erwartungen wurden die 10-Jahresprognosen unserer Netzgesellschaften ausweislich der Anlage 1: „Input-Liste für die Modellierung (NEP 2013)“ im favorisierten Szenario IIc, durchweg nach unten korrigiert. Wir sehen diesen Ansatz kritisch. Die den Szenarien zugrunde liegende Energieverbrauchsprognose der Prognos bezieht sich lediglich auf die Entwicklung des Verbrauches und nicht auf den Leistungsbedarf.

Beispielsweise wird bei bivalenter Wärmebereitstellung nach Umstellung von Heizungssystemen (z. B. Warmwasserbereitung über Solarthermie) oder aber bei Wärmedämmmaßnahmen bei denen kein Heizungssystem mit verminderter Leistung eingebaut wurde, der Sättigungseffekt bei Temperaturen unterhalb der Auslegungstemperatur auf Grund der Leistungsüberdimensionierung ausbleiben. D. h. die planerischen Annahmen bzgl. des Verbrauchsrückgangs können nicht unmittelbar auf den Rückgang des Leistungsbedarfs übertragen werden. Es ist also davon auszugehen, dass der Verbrauch im Bestand stärker als die Leistungsinanspruchnahme zurückgehen wird.

Insgesamt halten wir es für sachgerechter bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans die von den RWE-Verteilnetzbetreibern ermittelten Internen Bestellungen zugrunde zu legen.

Im Übrigen ist zu berücksichtigen, dass die Angaben zur Internen Bestellung auf den Vorgaben der Kooperationsvereinbarung basieren. Der Berechnungsalgorithmus beruht auf einer Regression der höchsten Leistungsbedarfe in einem zurückliegenden Zeitraum. Dies ist ein sachgerechtes Näherungsverfahren zur objektivierten Berechnung der Internen Bestellung. Dabei wird allerdings nicht berücksichtigt, dass der tatsächliche Leistungsbedarf bei extremen Witterungsbedingungen durchaus höher liegen kann. Wir halten es für ein Gebot der planerischen Vorsicht in Verbindung mit § 11 EnWG (Verpflichtung zum bedarfsgerechten Ausbau) und den §§ 17, 18 EnWG (Anschlusspflicht), dass bei Netzplanungsrechnungen dieser Sachverhalt berücksichtigt und eine gewisse Sicherheitsmarge eingerechnet wird, um in durchaus vorstellbaren Extremsituationen die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können. Inwieweit dies bei den Berechnungen für den Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetze erfolgt ist entzieht sich unserer Kenntnis.

4. Marktraumumstellung

Um Missverständnisse zu vermeiden, schlagen wir vor, dass Marktraumumstellungsgebiet „Versmold“ in „Obere Hunte/Teutoburger Wald“ umzubenennen, da die Bezeichnung „Versmold“ lediglich als Synonym für die Umstellungsregion zu verstehen ist.