

Werkstattbericht August 2005

Erläuterungen zu ausgewählten Folien

BFE / M. Renggli

Inhalt:

- Rahmenentwicklung
- Politikvarianten I: "Weiter wie bisher" und II: "Verstärkte Zusammenarbeit"
- Nachfrageperspektiven, zur Zeit noch ohne Umwandlungssektor
- Varianten des Ausbaus des Elektrizitätsangebotes, zur Zeit noch beschränkt auf neue Kernkraftwerke und gasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen (GuD)

1. Rahmenentwicklung

Energieperspektiven sind durch Rahmenentwicklungen geprägt, die durch die schweizerische Energiepolitik nicht, oder nur wenig, beeinflusst werden können. Wichtigste Grössen sind das Wachstum des Bruttoinlandproduktes (BIP), der Bevölkerung und der globalen Energiepreise.

Die Folie S. 3 zeigt für die Variante "Trend" eine Stabilisierung der Schweizer Bevölkerung und ein jährliches BIP-Wachstum von ca. 1% p.a. Dies bewirkt ein Wachstum der Wohnflächen, Personenkilometer und zahlreichen weiteren in den Perspektivmodellen berücksichtigten Mengenkompontenten. Mit der Variante "BIP-Hoch" wird die Umsetzung des Wachstumspaketes des Bundesrates unterstellt (s. Folie S. 4). Damit wachsen die Mengenkompontenten noch etwas stärker.

Die Folie S. 5 zeigt (schwarze Kurve) die historischen Rohölpreise nominal, also zu den jeweiligen Preisen. Kaufkraftbereinigt, also real (graue Kurve), waren die Erdölpreise 1980 deutlich höher als heute; Benzin kostete z.B. 1981 real über 2 Franken. Für die Perspektiven wird unterstellt, dass der Rohölpreis die Leitgrösse für die übrigen Energiepreise bleibt.

Die Variante "Preise 50\$/Fass" rechnet für die Zukunft mit einem Rohölpreis von real 50\$/Fass. Nominal entspricht dies 2035 einem Preis von 88\$. Unterstellt wird damit, dass sich das Öl rasch und dauerhaft verknappt. Mit der Variante "real 30\$/Fass" wird angenommen, dass sich das Öl erst ab 2030 zunehmend und dauerhaft verknappt.

Sind diese Annahmen plausibel? Momentan wird die Annahme "real 50\$/Fass" recht genau durch den Futures-Markt bestätigt (Folie S.6). Für Langfristperspektiven sind jedoch die langfristige Verfügbarkeit der Energieressourcen, und nicht kurzfristige Markterwartungen, massgebend (Folie S. 7). Variante "real 30 \$/Fass" bedeutet, dass der heutige "Angstzuschlag" auf dem Rohöl wieder abgebaut wird, und die gesicherten konventionellen Ölreserven die globale Nachfrage bis 2030 zu "vernünftigen", wenn auch steigenden, Preisen decken. Das Hauptproblem ist der grosse Nachholbedarf an Investitionen in der Erdölwirtschaft, so dass hohe Ölnotierungen voraussichtlichen noch mehrere Jahre die Weltwirtschaft begleiten werden.

2. Politikvarianten

Die nachfrageseitigen Politikvarianten setzen v.a. an den Verbrauchskomponenten an, d.h. an den MJ/m² und den Litern pro 100 Km.

Politikvariante Ia "Weiter wie bisher" (Folie S. 9) - die eine tragende Rolle im Szenario I spielen wird - geht davon aus, dass die bisherigen Anstrengungen weitergeführt werden. Geräte, Anlagen und Fahrzeuge werden dank dem autonomen technischen Fortschritt sowie politisch verlangten Etiketten und Standards deutlich effizienter. Über das Ganze gesehen werden aber Effizienzgewinne durch die wachsende Ausstattung mit mehr oder weniger nützlichen Dingen kompensiert. Keine grossen Sprünge sind auch bei den Gebäuden zu erwarten, wenn wie bisher, von tiefen energetischen Sanierungsraten ausgegangen wird.

Politikvariante Ib (Folie S. 9) geht etwas weiter als bisher, indem die CO₂-Abgabe, ein Bonus Malus für neue Personenkraftwagen und aufkommensneutrale Steuererleichterungen für Alternativtreibstoffe auf Ia aufgesetzt werden.

Politikvariante II (Folie S. 10) knüpft an der aktuellen Diskussion an, mit CO₂-Abgabe auf Brennstoffen, Klimarappen und Stromagentur. Im Unterschied zur aktuellen Debatte wird die Idee der "Verstärkten Zusammenarbeit" von Staat und Wirtschaft über den Zeithorizont 2010 des Kioto-Protokolls, des CO₂-Gesetzes und des Programms EnergieSchweiz hinaus weitergezogen bis 2035.

3. Nachfrageperspektiven

Die gesamte Endenergienachfrage nimmt bei "Weiter wie bisher", bei BIP-Trend, Ölpreis "real 30\$/Fass" und Politik Ia (d.h. ohne CO₂-Abgabe) gegenüber heute bis 2015 leicht zu. Anschliessend ist mit einer leichten Abnahme zu rechnen (Folie S. 11). Unterstellt man "BIP-Hoch", liegt 2035 die Gesamtnachfrage gegen 7% über dem "BIP-Trend". Bei der Realisierung der Politik Ib (mit CO₂-Abgabe und den erwähnten Anreizen für Alternativtreibstoffe) liegt die Kurve knapp 6% tiefer als Ia-Trend. Für alle diese Varianten ist eine Entkoppelung der gesamten Endenergienachfrage vom Wirtschaftswachstum festzustellen.

Dieselben Daten mit Nullpunkt in der senkrechten Achse (Energienmenge) zeigen, dass die deutlich unterschiedlichen Rahmenentwicklungen und die Politiken gemäss Ia und Ib effektiv zu keinen grossen Differenzen in der gesamten Endenergienachfrage führen (Folie S. 12).

Bei der Elektrizitätsnachfrage (Folie S. 13) fällt im Unterschied zur Gesamtnachfrage das starke Wachstum bei "BIP-Trend" auf (+ 24% bis 2035, annähernd parallel zum BIP). Mit der Variante "Klima wärmer" (violette Kurve) liegt die Zunahme bis 2035 sogar noch deutlich über der tiefsten Kurve mit der Variante "BIP-Trend" und konstantem Klima, nämlich 6-7%. Der Grund ist nahe liegend die wachsende Ausstattung mit - im Fall von "Weiter wie bisher" - wenig effizienten Klimaanlagen.

Demgegenüber sind die Substitutionseffekte in Richtung Elektrizität bei Ölpreis real 50 (statt 30\$/Fass) und einer Politik mit CO₂-Abgabe sehr bescheiden. Ein spürbareres Plus von 3% bringt der Elektrizität das "BIP-Hoch" gegenüber dem "BIP-Trend".

Folie S. 14 zeigt, dass die Politik der verstärkten Zusammenarbeit nach Variante II langsamer wirkt als Ib mit CO₂-Abgabe und Anreizen für Alternativtreibstoffe. Langfristig (2020) konvergiert jedoch das Ergebnis der stärker kooperationsbezogenen Politik II mit der stärker "staatlich" betriebenen Variante Ib bezüglich der gesamten Endenergienachfrage.

Die Elektrizität liegt aber, wie die Folie S. 15 zeigt, mit Variante II deutlich unter den Varianten I a oder I b. Der Grund dafür ist das unterstellte Stromeffizienzprogramm.

4. Ausbau des Elektrizitätsangebotes

Wie bei der "gesparten" Energie werden auch für die zusätzlich bereit zu stellende Energie die spezifischen Kosten (Rp/kWh), die technischen und wirtschaftlichen Potenziale (kWh, kW) und die je nach Politik zu erwartenden Ergebnisse evaluiert. Durch den zukünftigen technischen Fortschritt - gering bei Wasserkraft, spürbar etwa beim Holz - werden Kostenkurven (z.B. Folie S. 16) nach unten verschoben. Mit zunehmender Ausschöpfung der technischen Potenziale sind tendenziell ungünstigere Produktionsstandorte oder kleinere Anlagen nötig, was die spezifischen Kosten wieder ansteigen lässt.

Zurzeit werden mehrere Varianten und Strategien für den Ausbau des Stromangebotes entwickelt:

Mit direkten Strategien wird davon ausgegangen, dass sich eine einzige Technologielinie konsequent durchsetzen lässt (Folie S. 19).

Die Folie S. 20 zeigt dagegen den Fächer der plausibleren Übergangs-Strategien. Im Sinne der "Nachhaltigen Entwicklung" wird für 2050 eine praktisch CO₂-freie Stromproduktion anvisiert.

Vertieft untersucht werden zur Zeit für den Zeithorizont bis 2035 die Variante F und die Varianten G und H. Variante F geht davon aus, dass bis 2035 die KKW Mühleberg und Beznau - und ein wachsender Bedarf im Falle der Nachfragevariante I – durch KKW der dritten Generation ersetzt werden. Mit den Varianten G und H unterstellt man für den Zeithorizont 2035 einen Ausbau der Stromproduktion vor allem mit erdgasbefeuerten GuD.

Die Folie S. 21 zeigt den "Nuklearen Zwischenschritt" bis 2035: Die Folgen der fehlenden Modularität und der langen Vorlaufzeit des inländischen Kapazitätszubaues mit zwei Mal 1600 MW sind an den von 2020 bis 2030 notwendigen Nettoimporten im Winter ersichtlich. Anschliessend ergeben sich aber Exportüberschüsse bis etwa 2040.

In der Arbeitsgruppe Perspektiven des BFE ist die Diskussion über Volllaststunden, Betriebsdauer und Kosten dieser neuen KKW noch nicht abgeschlossen. Die Stromgestehungskosten sind stark abhängig vom Zinssatz, der Abschreibungsdauer und den Investitionskosten, hingegen wenig von den Brennstoff-, Stilllegungs- und Entsorgungskosten. Für die Investitionskosten soll, ausgehend von internationalen Angaben, eine Variante mit "Helvetisierungszuschlag" untersucht werden.

Der Beitrag der Stromproduktion aus neuen Erneuerbaren Energien, der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) und der Erhöhung der Stromproduktion aus Kehrlichtverbrennungsanlagen beschränkt sich in den bisherigen Arbeiten auf einen Umfang, wie er mit der Politikvariante I und mit dem autonomen technischen Fortschritt zu erwarten ist (Folien S. 21 und 22).

Die Folie S. 22 zeigt den "fossilen Zwischenschritt", wobei sich die allenfalls realisierbare Anpassung des Kapazitätszubaues an die Nachfrage zeigt. Ausgegangen wird hier von einer Reaktivierung der Anlage in Chavalon mit 357 MW sowie sechs weiteren 550 MW GuD-Blöcken. Unterstellt man, was weniger plausibel ist, keinen Zubau von dezentralen WKK würden bis 2035 acht solche Blöcke benötigt.

Fragen wie CO₂-Kompensation, Gaspreis-Sensitivität, Gasimport, Netzkapazitäten, Speicher und bivalente Feuerung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie grundsätzlich geeignete Standorte werden in der Arbeitsgruppe diskutiert.