



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieversorgung

Vincent Beuret und Christian Holzner

1. März 2011

Marktentwicklung fossiler Energieträger 1 / 2011

Der Verbrauch fossiler Energie steigt wieder stark an



1	Zusammenfassung.....	3
1.1	Ausland	3
1.2	Schweiz.....	4
2	Marktübersicht International.....	5
2.1	Entwicklung im Jahr 2010	6
2.2	Perspektiven für 2011	7
2.3	Mittelfristige Perspektiven	8
2.4	Längerfristige Perspektiven der IEA (World Energy Outlook)	9
2.5	Verschiedenes zum internationalen Energiemarkt	12
3	Marktübersicht Schweiz	14
3.1	Marktentwicklung im Jahr 2010	14
3.2	Energiepreise	15
3.3	Verschiedenes zum Schweizer Energiemarkt	18
Anhang:	Zusätzliche Abbildungen und Tabellen	22

Dieser Bericht wird ein Mal pro Quartal aktualisiert.



1 Zusammenfassung

1.1 Ausland

Nach dem Internationalen Währungsfonds (IWF) ist die Weltwirtschaft im Jahr 2010 um rund 5 % gewachsen. In den Schwellen- und Entwicklungsländern erreichte der reale Zuwachs gut 7 %, verglichen mit nur 3 % in den OECD-Ländern. Mit Wachstumsraten von 10.3 % bzw. 9.7 % stechen China und Indien wie in den Vorjahren hervor. Nach Schätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) ist die Weltölnachfrage in 2010 im Vergleich zu 2009 um rund 3 % auf 87.8 Millionen Fass pro Tag (million barrels per day, mbd) gestiegen. Im Jahr 2010 sind die Ölpreise erst im letzten Quartal aus der Bandbreite von 65 bis 85 Dollar pro Fass ausgebrochen. Ende Jahr lag der Preis pro Fass Rohöl Brent bei 94 Dollar und derjenige für die Rohölsorte WTI bei 91 Dollar. Gemäss CGES resultierte dieser Preishöhenflug vor allem aus der nach wie vor dynamischen Konjunktur in China und der Wiederbelebung der Ölnachfrage in den OECD-Ländern. Ein weiterer Grund dafür ist auch das Verhalten der OPEC, welche sich geweigert hat, das offizielle Förderplafond ihrer Mitglieder (ohne den Irak) seit der Rekordkürzung von Ende 2008 (-4.2 mbd) auf 24.845 mbd wieder anzuheben. Dies obwohl das Kartell über grosse Produktionskapazitätsüberschüsse verfügt, womit es die Welt mehrere Jahre lang vor einer Ölverknappung bewahren könnte. Infolge der Umwälzungen in Tunesien und Ägypten¹ sowie der Unruhen in vielen arabischen Ländern hat sich die Stimmung auf dem Ölmarkt anfangs 2011 zugespitzt. Auf Grund der Ereignisse in Libyen ist der Preis von Rohöl der Sorte Brent Ende Februar gegen 120 Dollar pro Fass geklettert, den höchsten Stand seit Mitte 2008. Um den Markt zu beruhigen und die Preisspirale zu stoppen, hat Saudi-Arabien eine sofortige Erhöhung seiner Ölproduktion angemeldet.

Für 2011 wird das Weltwirtschaftswachstum vom IWF auf 4.4 % veranschlagt. Die Internationale Energieagentur (IEA) rechnet mit einem globalen Ölverbrauchszuwachs von 1.4 mbd (+1.6 %), etwa gleich viel wie der CGES. Diese positiven Perspektiven könnten sich als nicht realistisch erweisen, falls die Unruhen in Nordafrika auf weitere wichtige Ölproduzentenländer – insbesondere arabische Länder am Persischen Golf – übergreifen würden.

Beim Erdgas rechnet die IEA mit einem 2.5-prozentigen Zuwachs des globalen Verbrauchs im Jahr 2010. Dank unkonventionellen Ressourcen² bleibt die Gasproduktion in den USA im Steigen begriffen, was die Preise im Vergleich zu Erdöl tief hält. Weltweit erwartet die IEA weder Hindernisse in der Produktion noch beim Gastransport, welche die Nachfragedynamik dämpfen könnten.

Anfangs November 2010 hat die IEA ihren jährlichen World Energy Outlook (WEO) publiziert. In diesem Bericht zeigt die IEA jeweils die Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs auf und macht anhand von Szenarien eine Projektion in die Zukunft. So ist bis 2035 in allen Szenarien mit einer Zunahme der weltweiten Primärenergienachfrage zu rechnen. Von 2008 bis 2035 beträgt der Zuwachs 1.2 % pro Jahr im Szenario „Neue politische Instrumente“ (insgesamt +4'500 Mtoe bzw. +36 %). China ist für 36 % und Indien für 18 % dieses Zuwachses verantwortlich. Fossile Energieträger dominieren auch künftig die globale Energieversorgung. Jedoch wird nur für Erdgas in allen IEA-Szenarien im Jahr 2035 mit einer höheren Nachfrage als 2008 gerechnet.



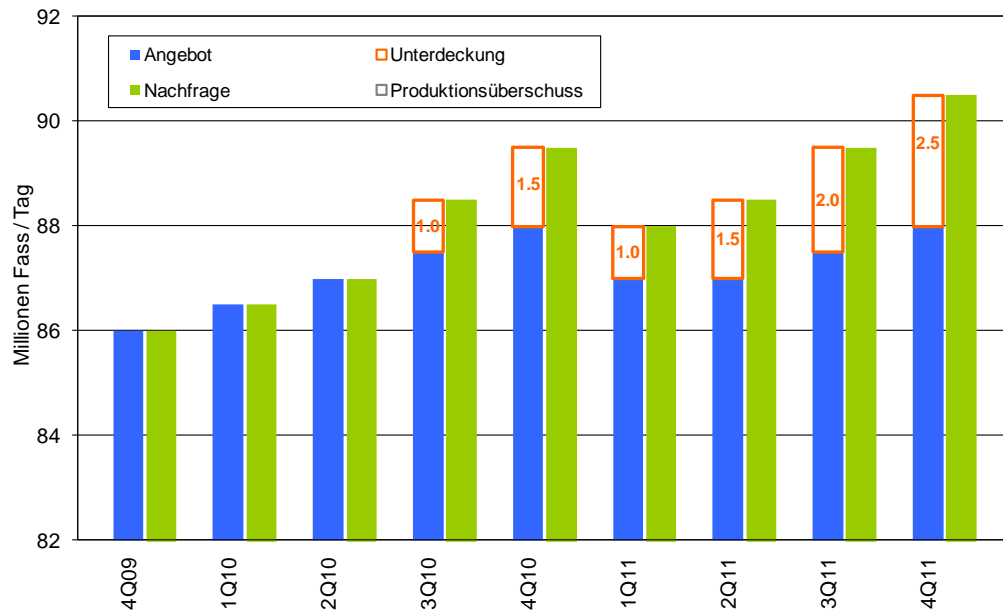
1.2 Schweiz

Laut der Expertengruppe Konjunkturprognosen des Bundes dürfte das Wirtschaftswachstum im Jahr 2010 nach ersten Auswertungen 2.7 % erreicht haben. Zusammen mit deutlich tieferen Temperaturen als 2009, hat das zu einem Wiederaufschwung des Erdöl- und des Erdgaskonsums geführt. In 2010 sind die Erdölpreise in der Schweiz um 14 % gestiegen. Somit sind auch die Endverbraucher-Ausgaben für Erdölbrenn- und Treibstoffe im Vergleich zur entsprechenden Vorjahresperiode deutlich angestiegen. Im Jahresdurchschnitt ist das allgemeine Preisniveau um 0.7 % gestiegen. Ohne Erdölprodukte hätte die Inflationsrate nahe bei null gelegen.

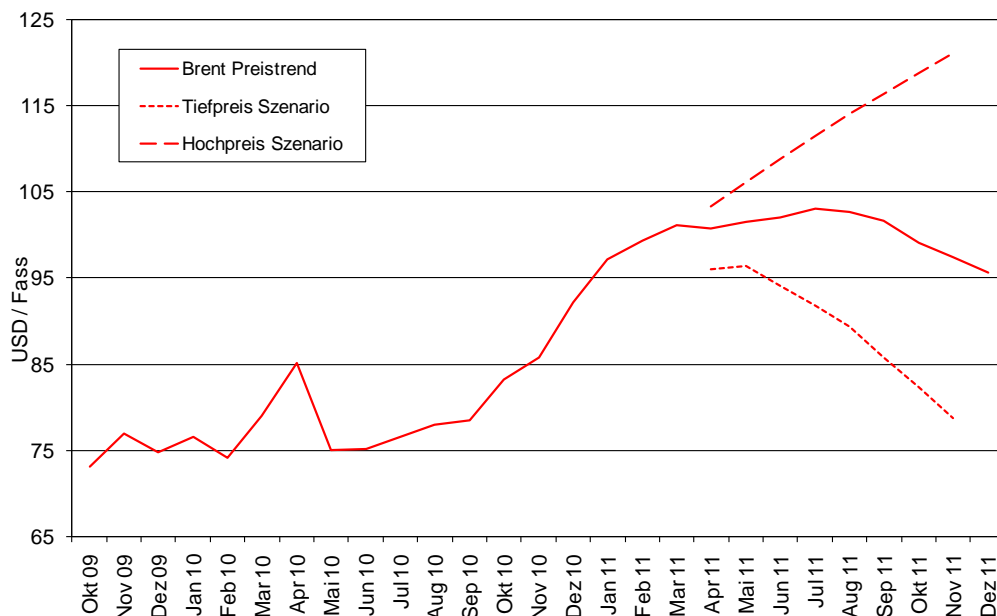
Wie die Analyse der Preisentwicklung von Benzin und Heizöl extra-leicht (HEL) zeigt, funktionieren die Schweizer Benzin- und Heizölmärkte weiterhin gut. Der Benzinpreis an den Tankstellen bzw. der HEL-Preis bei den Händlern bewegt sich etwa so, wie man aufgrund der Entwicklung der zugrunde liegenden Faktoren (Preise am Rotterdamer Spot-Markt, Wechselkurs des Dollars zum Franken, Frachtkosten für den Transport auf dem Rhein usw.) erwarteten kann.



2 Marktübersicht International



A



B

Abbildung 1: Globale Angebots- und Nachfrageentwicklung (A) sowie Preisentwicklung (B) von Rohöl. Die Daten für das Angebot und die Nachfrage in der Vergangenheit stammen aus dem Ölmarktbericht der IEA vom 10. Februar 2011. Die Preisentwicklung für Rohöl Brent, die Preisszenarien, sowie die Prognosen für das zukünftige Rohölangebot und die Nachfrage basieren auf dem Bericht des CGES vom 21. Februar 2011 (Referenzszenario). Die Mengenangaben für Rohöl wurden auf 0.5 Millionen Fass pro Tag gerundet.



2.1 Entwicklung im Jahr 2010

2.1.1 Rahmenbedingungen

Nach dem Internationalen Währungsfonds (IWF) ist die Weltwirtschaft im Jahr 2010 um rund 5 % gewachsen. In den Schwellen- und Entwicklungsländern erreichte der reale Zuwachs gut 7 %, verglichen mit nur 3.0 % in den OECD-Ländern. Für den Euro-Raum meldet Eurostat ein BIP-Wachstum von 1.7 %. Das kalte Wetter in den zwei letzten Monaten hat insbesondere die Baubranche beeinträchtigt. In den IWF-Zahlen stechen China und Indien mit Wachstumsraten von 10.3 % bzw. 9.7 % wie in den Vorjahren hervor.

2.1.2 Angebot und Nachfrage

Wie bereits im Jahr 2009, waren das weltweite Rohölangebot und die Nachfrage auch in der 1. Jahreshälfte 2010 gemäss den Marktberichten der IEA weitgehend ausgeglichen (siehe Abbildung 1 A). In der 2. Jahreshälfte 2010 hat die weltweite Rohölnachfrage unerwartet stark zugenommen, was aufgrund des langsamer wachenden Angebots zu einer deutlichen Unterdeckung führte. Der aktuelle Anstieg der Rohölnachfrage hängt vor allem mit dem Wirtschaftswachstum, insbesondere in Asien, zusammen. Im Vergleich zum Vorjahr haben gemäss IEA das weltweite Angebot und die Nachfrage im Jahr 2010 je um rund 3 % zugenommen. Im 4. Quartal 2010 stieg das Angebot im Jahresvergleich um 2 % und die Nachfrage um 4 %. Gemäss OPEC sei die Welt aber weiterhin gut mit Öl versorgt und sie sieht keinen Anlass, ihre Fördermengen zu erhöhen. Die Differenz zwischen Angebot und Nachfrage schlägt sich in den weltweite Rohölvorräten nieder. Der Überschuss an Vorräten, welcher die globale Rezession begleitete, wurde inzwischen überall ausser in den USA abgebaut. Die Rohölvorräte in Europa erreichten im Januar 2011 gar den tiefsten Stand seit 6 Jahren.

Die Energy Information Administration (EIA) schätzt ihrerseits das Wachstum des globalen Erdölverbrauchs im Jahr 2010 auf 2.4 mbd oder +2.9 %³. In den letzten 30 Jahren hat man nur einmal⁴ eine höhere Zuwachsrate als im vergangenen Jahr registriert. Im Jahr 2010 wurde sogar mehr Erdöl konsumiert als im 2007, vor der Weltwirtschaftskrise. Ein Drittel des Mehrverbrauchs geht auf das Konto von China. Im Reich der Mitte ist auch der Kohleverbrauch in den letzten Jahren regelrecht explodiert. 2008 wurde China zum Kohleimporteure. Der extrem strenge Winter 2009/10 hat die Verwundbarkeit der chinesischen Energieversorgung noch verschärft: Nicht nur treibt die Kohleknappheit die Preise in die Höhe, sie wirkt sich auch auf die Nachfrage von Diesel aus, welcher in China immer öfter als Notbrennstoff für Elektrizitätswerke dient sowie den Betrieb von Tausenden privaten Stromaggregaten sichert. Im Reich der Mitte wächst auch der Fahrzeugbestand rasant. Letztes Jahr sind rund 18 Millionen Autos verkauft worden, ein Drittel mehr als 2009⁵. Dagegen ist 2010 der Personenwagenabsatz in Europa um 5 % auf rund 13 Millionen Einheiten zurückgegangen und der Erdölkonsum stabil geblieben.

Was Erdgas anbelangt, ist gemäss der IEA der globale Verbrauch 2010 nach dem rekordhohen Rückgang in 2009⁶ wieder auf seinen langfristigen Aufwärtstrend von rund +2.5 % pro Jahr eingeschwenkt. Den Anstieg führt die IEA vor allem auf China, Indien und den Mittleren Osten zurück. Auf der Nordhalbkugel hat das kühle Wetter im 1. Halbjahr sowie gegen Ende 2010 mitgeholfen, die Gasnachfrage anzukurbeln. Gemäss der Fachzeitschrift Argus Gas hat sich in Europa der Mehrverbrauch besonders negativ auf die Gaslagerbestände ausgewirkt. Diese höhere Nachfrage kontrastiert mit dem um etwa 140 Mia m³ tieferen Gasexport der russischen Gazprom in Richtung Westen⁷. Gleichwohl meldete Russland eine um 12 % höhere Produktion von 650 Mia m³ in 2010⁸. Dank unkonventionellen Ressourcen führen die USA die Weltrangliste der Gasproduzentenländer weiter an⁹. Seit 2000 wächst die US-Schiefergasproduktion im zweistelligen Prozentbereich. Eine Konsequenz davon ist,



dass erste LNG-Hafen, welche für den Import gebaut wurden, jetzt als LNG-Exportanlagen umgerüstet werden¹⁰.

2.1.3 Preise

Die Rohölpreise im internationalen Markt (siehe Abbildung 1 B für die Preisentwicklung der europäischen Rohölsorte Brent) haben – mit Ausnahme der USA – seit Oktober 2010 wieder deutlich zugelegt und zu Jahresbeginn 2011 zeitweise die 100 Dollar-Marke überschritten. Sie liegen nun bei rund 95 US-Dollar pro Fass (USD/Fass). Im Gegensatz dazu haben die Rohölpreise im amerikanischen Markt zu Beginn des Jahres leicht abgenommen, weil dieser Markt weiterhin gut mit Öl versorgt ist. Die OPEC vertritt die Meinung, dass der deutliche Ölpreisanstieg in Europa und Asien nicht die effektive Knappheit im Markt widerspiegeln und viel mehr durch die Reaktion spekulativer Händler auf die Unruhen in Nordafrika verursacht worden sei. Das CGES ist dagegen der Ansicht, dass eine Erhöhung der OPEC-Förderquoten notwendig sei, um den Ölpreisanstieg zu bremsen.

Im Jahresvergleich sind 2010 die Gaspreise an der EU-Grenze nach Schätzungen von Argus Gas um beinahe 20 % gestiegen. Für Kohle und Rohöl betrug die Preissteigerung zirka 30 %. Im Jahresdurchschnitt ging Erdgas zu einem Preis von rund 330 Dollar pro 1000 m³ über die EU-Grenze. Das entspricht etwa 9.2 Dollar pro Millionen British Thermal Units (MBTU). Ende Jahr lag das Preisniveau bei 340 Dollar pro 1000 m³ (9.5 USD/MBTU), 13 % höher als 12 Monate zuvor. Dagegen sind die Spotgaspreise an der New Yorker Börse NYMEX von etwa 5.5 Dollar pro MBTU anfangs 2010 auf rund 3.5 Dollar Ende Oktober gesunken, was einem Erdölpreis von 30 bzw. 20 Dollar pro Fass entspricht. Wegen den kalten Temperaturen in November und Dezember in Nordamerika haben sich die Gaspreise an der NYMEX (Henry Hub¹¹) bis zum Jahreswechsel auf 4.5 Dollar pro MBTU erholt. Wegen dem kalten Wetter sind auch die Spotpreise in Europa Ende 2010 auf mehr als 10 Dollar pro MBTU geklettert¹².

2.2 Perspektiven für 2011

2.2.1 Rahmenbedingungen

Für 2011 rechnet der IWF mit einem Wachstum der Weltwirtschaft um 4.4 %. Im Vergleich zu 2010 verliert der Aufschwung etwas an Tempo. Von Region zu Region variiert er aber beträchtlich mit +6.5 % in den Nicht-OECD-Ländern (davon +9.6 % in China und +8.4 % in Indien) und +2.5 % in der OECD-Zone (davon +3.0 % in den USA und lediglich +1.5 % im Euroraum). Für Deutschland wird von den meisten deutschen Konjunkturforschern ein BIP-Wachstum von etwa 2.5 % erwartet. Der IWF sieht immer noch erhebliche Risiken in den Finanzmärkten und der hohen Verschuldung vieler Staaten¹³.

2.2.2 Angebot und Nachfrage

Für das Jahr 2011 prognostiziert das CGES eine weiter ansteigende globale Erdölnachfrage, mit welcher das Angebot nicht Schritt halten kann (siehe Abbildung 1 A). Die erwarteten Unterdeckungen dürften gegen Jahresende über 2 % der Nachfrage ausmachen. Bei den nachgefragten und angebotenen Mengen geht das CGES in seinen Prognosen für die erste Jahreshälfte 2011 von etwas tieferen Zahlen aus, als von der IEA für das 4. Quartal 2010 erhoben wurden. Grundsätzlich rechnen aber beide Organisationen für 2011 mit einem weiteren Nachfragezuwachs, der sich aber möglicherweise im Jahresverlauf verlangsamt. Die Nachfrage in den OECD-Ländern wird sich dabei kaum ändern: Der CGES rechnet mit einem Nullwachstum, die OPEC mit kaum mehr als +0.5 %. Wie in den letzten fünf



Jahren wird der Ölnachfragezuwachs fast ausschliesslich in den Nicht-OECD-Ländern stattfinden, vor allem im Transportsektor, nicht zuletzt wegen subventionierten Treibstoffpreisen.

Was Erdgas anbelangt, rechnet die Zeitschrift *Petroleum Economist* damit, dass der Erfolg der unkonventionellen Gasressourcen sich ab 2011 auch ausserhalb von Nordamerika ausbreiten wird. Polen wird mehrere Förderprojekte starten¹⁴. Das Hauptinteresse sollte sich aber auf China fokussieren, wo riesige Reserven an Schiefergas und Kohleflözgas¹⁵ vermutet werden¹⁶. Betreffend LNG beabsichtigt das Emirat Katar bis Ende 2011 seine Ausfuhren um 22 auf 64 Mia m³ pro Jahr zu steigern¹⁷. Auch Australien wird 2011 seine LNG-Exportkapazitäten mit der Inbetriebnahme des Projektes Pluto¹⁸ um etwa 6 Mia m³ pro Jahr erhöhen. Näher bei der Schweiz wird die Gasleitung Medgaz zwischen Algerien und Spanien anfangs 2011 in Betrieb gehen¹⁹. Ihre Kapazität beträgt 8 Mia m³ pro Jahr. Insgesamt dürfte gemäss IEA das globale Gasüberangebot in 2011 200 Mia m³ erreichen²⁰, rund die Hälfte davon allein auf dem europäischen Markt, was indirekt auch die Gasversorgungssicherheit der Schweiz fördert. Dies dürfte die Marktbedingungen für die traditionellen Gasexporteure wie Russland erschweren. Kürzlich sandte die Firma Gazprom widersprüchliche Signale: Einerseits rechnet der russische Gigant für 2011 mit einer 9-prozentigen Erhöhung seiner Gasexporte nach Europa²¹. Andererseits hat ein hoher Vertreter Gazproms Ende Januar angekündigt, dass seine Firma eher weniger Gas exportieren würde als weitere Preiskonzessionen einzugehen²².

2.2.3 Preise

Das CGES rechnet in seinem Referenzszenario für die ersten drei Quartale des Jahres 2011 mit etwa gleich bleibenden Ölpreisen auf dem jetzigen Niveau von beinahe 100 USD/Fass und einem leichten Rückgang zum Jahresende (siehe Abbildung 1 B). Dieser Preisverlauf basiert auf der Annahme, dass die OPEC im Jahresverlauf ihre Produktion erhöht, um der steigenden Nachfrage, die nicht allein durch zusätzliche Nicht-OPEC-Produktion gedeckt werden kann, gerecht zu werden²³. Das Hochpreis-Szenario des CGES geht davon aus, dass die OPEC-Staaten ihre Produktion nicht genügend ausweiten um die Nachfrigesteigerung zu decken, insbesondere auch aufgrund der aktuellen Ereignisse in Nordafrika. Durch das fehlende Angebot könnten die Ölpreise im 4. Quartal 2011 auf bis zu 120 USD/Fass steigen. Im Tiefpreis Szenario des CGES wird angenommen, dass die Nachfrigesteigerung im nächsten Jahr unter den aktuellen Erwartungen bleibt, was aufgrund der weiterhin bestehenden Unsicherheiten bezüglich der wirtschaftlichen Erholung als nicht unwahrscheinlich erscheint. Zusätzlich dürften hohe Ölpreise von über 100 USD/Fass auch zu einem Verbrauchsrückgang insbesondere bei Triebstoffen führen²⁴, was das Nachfragewachstum ebenfalls bremsen würde.

Was die Gaspreise anbelangt, tendierten die Spotpreise in Europa anfangs Februar infolge milder Temperaturen wieder nach unten. Für 2011 erwartet *Petroleum Economist* tiefe Gaspreise, insbesondere in den USA, wo die Preise für Henry-Hub-Gas an der NYMEX weiterhin halb so hoch wie die Spotpreise für Öl bleiben dürften²⁵.

2.3 Mittelfristige Perspektiven

2.3.1 Erdöl

In der Publikation "Medium-Term Oil & Gas Markets 2010"²⁶ der IEA mit Zeithorizont 2015 überwiegt wie bisher die wachsende Energienachfrage der Nicht-OECD-Länder, vor allem im Mobilitätsbereich. Anhand von zwei Konjunkturszenarien²⁷ rechnet die IEA mit einem durchschnittlichen Ölverbrauchszuwachs von 1.4 % bzw. 1.0 % pro Jahr. Im ersten Fall steigt der globale Erdölverbrauch bis 2015 gegen 92 mbd, im zweiten Fall liegt er bei 90 mbd. In beiden Szenarien würden die OPEC-Länder für das Gros der zusätzlichen Produktion aufkommen.



2.3.2 Erdgas

Bezüglich Erdgas geht die IEA mittelfristig von einem weltweiten Gasverbrauchszuwachs von 2.5 % pro Jahr aus, vergleichbar mit der Entwicklung vor der Weltwirtschaftskrise. In den OECD-Ländern wird ein geringer Zuwachs von jährlich 1.4 % erwartet. Die IEA sieht weder Hindernisse in der Produktion noch beim Transport. Bis 2013 wächst die globale LNG-Produktionskapazität um 130 Milliarden Kubikmeter pro Jahr (+50 %), davon die Hälfte allein in Katar, dem weltweit bedeutendsten LNG-Exporteur. Mit dem Rückgang der LNG-Nachfrage in den USA kommt es zu einem Gasüberangebot, welches nach IEA-Meinung noch länger anhalten dürfte als bisher erwartet, und zwar bis 2020²⁸. Es wird zumindest dort anhalten, wo Erdgas über Pipelines transportiert wird und die Preise im Rahmen von Langfristverträgen an den Erdölpreis gekoppelt sind. Eine weniger starre Haltung bezüglich dieser Koppelung sowie Preiszugeständnisse werden von den traditionellen Gasexporteuren erwartet. Bereits sind mindestens 15 % der von Gazprom gelieferten Gasmengen nicht mehr an den Ölpreis gekoppelt. Trotzdem bestreitet Russland jegliche Zugeständnisse an seine europäischen Kunden²⁹. Gazprom erhofft sich ein Ende des Gasüberangebotes in Europa schon in den Jahren 2012–2013. Dagegen rechnen gewichtige Gasfirmen wie E.on, Gaz de France und Eni erst 2017–2020 mit einer Nachfrageerholung auf unserem Kontinent. Wie lange das Gasüberangebot bestehen bleibt, wird von der Konjunkturerholung, der Dynamik des LNG-Marktes³⁰ und dem Durchbruch der unkonventionellen Gasförderung weltweit abhängen.

2.4 Längerfristige Perspektiven der IEA (World Energy Outlook)

2.4.1 World Energy Outlook 2010 der IEA

Die Internationale Energieagentur IEA publiziert jährlich ihren World Energy Outlook (WEO), der die Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs aufzeigt und anhand von Szenarien eine Projektion in die Zukunft macht. Weltweit betrachtet ist Erdöl mit einem Anteil von einem Drittel am Energieverbrauch der wichtigste Primärenergieträger, gefolgt von Kohle (27 %), Gas (21 %) und Biomasse/Abfall (10 %). Weltweit ist der Primärenergieverbrauch von 2000 bis 2008 um 22 % angestiegen. Ein Blick auf die Regionen (vgl. Abbildung 2) zeigt, dass der Zuwachs vor allem auf das Konto der Nicht-OECD-Länder geht, insbesondere China.

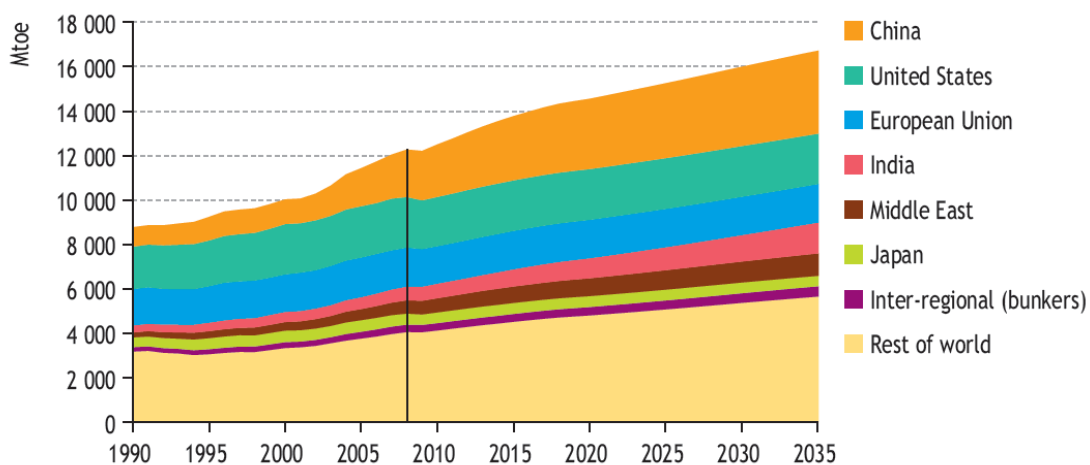


Abbildung 2: Primärenergienachfrage in Millionen Tonnen Öläquivalente (Mtoe), differenziert nach Weltregionen, mit einem Ausblick bis 2035 (Quelle: IEA WEO 2010).



2.4.2 Die drei Szenarien des World Energy Outlook 2010

Im World Energy Outlook (WEO) 2010³¹ werden drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Energiesektors vorgestellt, welche sich bezüglich der energiepolitischen Strategien, die von den Staaten weltweit verfolgt werden, unterscheiden. Obwohl bereits viele unterschiedliche Ziele, Instrumente und Massnahmen angekündigt wurden, besteht grosse Unsicherheit darüber, welchen energiepolitischen Weg die internationale Staatengemeinschaft und die einzelnen Länder in Zukunft beschreiten werden. Die drei folgenden Szenarien sollen die Bandbreite möglicher Entwicklungen abdecken:

- **Basisszenario „Weiterführung der bestehenden Politik“ (Current Policies Scenario):** In diesem Szenario werden nur bereits formell eingeführte politische Massnahmen berücksichtigt.
- **Szenario „Neue politische Instrumente“ (New Policies Scenario):** Dieses Szenario nimmt die Einführung geplanter neuer Massnahmen an (aber auf einer relativ vorsichtigen Basis) um die breit angekündigten politischen Ziele zu erreichen, wie nationale Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasen und – in gewissen Ländern – Pläne zur Aufhebung von Subventionen für fossile Energieträger. Die CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage) spielt in diesem Szenario erst gegen Ende der untersuchten Zeitperiode eine gewisse Rolle.
- **Klimaszenario 450 ppm (450 Scenario):** Das Klimaszenario zeigt einen energiepolitischen Weg auf, welcher mit dem globalen Ziel der Beschränkung der Klimaerwärmung auf 2 °C vereinbar ist. Letzteres erfordert eine Beschränkung der atmosphärischen Treibhausgaskonzentrationen auf etwa 450 ppm CO₂-Äquivalente. In diesem Szenario wird ein starker Rückgang des Konsums fossiler Energieträger ab 2020 erwartet. Die CCS-Technologie wird in diesem Szenario verstärkt gefördert.

2.4.3 Trend der Energienachfrage und des Angebots in den Szenarien bis 2035

In allen Szenarien der IEA ist bis 2035 weltweit mit einer zunehmenden Primärenergienachfrage zu rechnen (Abbildung 3), wobei sich der Zuwachs je nach Szenario deutlich unterscheidet.

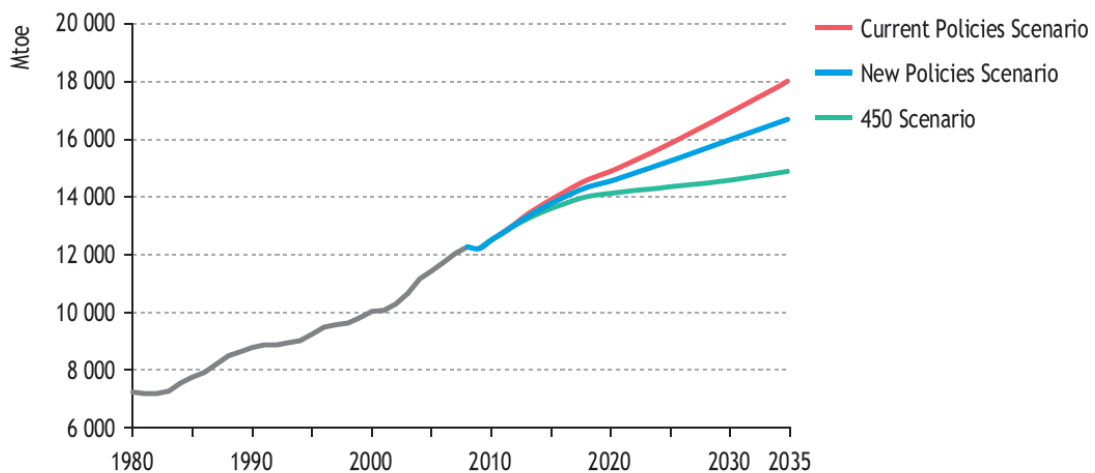


Abbildung 3: Weltweite Primärenergienachfrage nach Szenario in Millionen Tonnen Öläquivalente (Quelle: IEA, WEO 2010).

Im Szenario „Neue politische Instrumente“ rechnet die IEA von 2008 bis 2035 mit einem jährlichen Zuwachs der globalen Primärenergienachfrage von 1.2 % bis auf 16'750 Millionen Tonnen Öläquivalente (Mtoe). Dies entspricht einer Zunahme um insgesamt 4'500 Mtoe (bzw. 36 %) in der untersuchten Periode. China ist für 36 % und Indien für 18 % dieses Zuwachses verantwortlich. Die Nachfrage



wächst im Basisszenario deutlich schneller mit durchschnittlich 1.4 % pro Jahr zwischen 2008 und 2035 (bzw. um insgesamt 47 %). Im Klimaszenario ist die Zunahme der Nachfrage bis 2035 deutlich geringer mit insgesamt 22 % oder durchschnittlich 0.7 % pro Jahr. Bis 2035 bleiben fossile Energieträger in allen Szenarien die dominanten Energiequellen. Ihr Anteil an der gesamten globalen Primärenergienachfrage im Jahr 2035 variiert aber stark von 62 % im Klimaszenario über 74 % im Szenario „Neue politische Instrumente“ bis zu 79 % im Basisszenario.

2.4.4 Angebots- und Nachfrageperspektiven für die einzelnen fossilen Energieträger

Erdöl

Die Erdölnachfrage im Szenario „Neue politische Instrumente“ wächst kontinuierlich an und erreicht 99 MBT (ohne Biotreibstoffe) bis im Jahr 2035 – 15 MBT (18 %) mehr als 2009. Der gesamte Zuwachs erfolgt in Nicht-OECD-Ländern, 57 % davon in China, hauptsächlich getrieben durch den zunehmenden Verbrauch von Treibstoffen. Die Nachfrage der OECD-Länder fällt um 6 MBT (15 %). Im Basisszenario steigt die Erdölnachfrage bis auf 107 MBT (Zunahme um 28 % bis 2035), während sie im Klimaszenario bis 2015 auf 88 MBT steigt und anschliessend wieder auf 81 MBT im Jahr 2035 sinkt, 3 % unter das Niveau von 2009.

Die globale Rohölproduktion im Szenario „Neue politische Instrumente“ erreicht um 2020 68–69 MBT – etwas unterhalb des Maximums von etwa 70 MBT, welches im Jahr 2006 erreicht wurde – während die Produktion von Erdgaskondensaten und nicht-konventionellem Öl (z.B. Ölsande) stark zunimmt.

In der EU wird die Bedeutung des Erdöls gemäss der IEA im Gegensatz zum weltweiten Trend abnehmen. So geht die IEA davon aus, dass zwischen 2008 und 2035 die Ölnachfrage pro Jahr im Durchschnitt um 0.5 % abnimmt (Abnahme insgesamt 5 %).

Erdgas

Unter den fossilen Energieträgern wächst der Gasverbrauch im Szenario „Neue politische Instrumente“ am schnellsten (+1.4 % pro Jahr). Auch im Klimaszenario 450 ppm liegt die Gasnachfrage in 2035 höher als jetzt. Erdgas ist der einzige fossile Energieträger, für welchen im Jahr 2035 die Nachfrage in allen Szenarien höher ist als 2008. Insgesamt wächst die Gasnachfrage bis 2035 im Basisszenario um 55 %, im Szenario „Neue politische Instrumente“ um 44 % und im Klimaszenario um 15 %. Wie beim Öl erfolgt der Nachfragezuwachs hauptsächlich in den Nicht-OECD-Ländern und insbesondere in China, welches ein Wachstum von beinahe 6 % pro Jahr aufweist.

Auf der Angebotsseite sichern die Nicht-OECD-Länder bis 2035 98 % der zusätzlichen Gasproduktion, der Mittlere Osten allein einen Drittel³². Zirka 35 % des Anstiegs entfallen auf Schiefergas, Kohleflözgas und tight-gas (Erdgas aus dichten Lagerstätten). Der Anteil dieser nicht-konventionellen Ressourcen an der weltweiten Gasproduktion steigt von 12 % auf 18 %. Nach neuester Einschätzung der EIA (AEO 2011³³) wächst die Erdgasproduktion in den USA bis 2035 um rund 10 % auf 750 Milliarden m³. Schiefergas deckt dann 45 % der US-Gasbedürfnisse, verglichen mit zurzeit 12 %. Im Jahr 2035 müssen die USA gemäss IEA und EIA kaum noch Erdgas importieren. Dessen ungeachtet gewinnt der weltweite Erdgashandel weiter an Bedeutung, insbesondere durch den Umsatz von verflüssigtem Gas (LNG).

Für den EU-Raum prognostiziert die IEA zwischen 2008 und 2035 einen jährlichen Anstieg der Gasnachfrage um durchschnittlich 0.8 % (Zunahme insgesamt 17 %). Durch den steigenden Erdgasbedarf und den Rückgang der Förderung in Europa wird die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen weiter massiv zunehmen. Die Notwendigkeit, dass Europa seine Gasversorgung weiter diversifiziert, wurde durch den Streit zwischen der Ukraine und Russland im Januar 2006 und 2009 deutlich, weil



dieser für einige EU-Länder zu Unterbrechungen der Lieferungen von russischem Gas führte. Die EU sieht die Öffnung des südlichen Gaskorridors in Richtung des kaspischen Beckens und des Mittleren Ostens als erste Priorität. Inwieweit Aserbaidzhan, Turkmenistan, Irak etc. die anvisierten Gasmenngen liefern können, bleibt bis auf weiteres sehr ungewiss. Um neuen Gaskrisen möglichst vorzubeugen, hat die Europäische Kommission im Juli 2009 einen Vorschlag für eine Verordnung zur Krisenvorsorge im Erdgassektor vorgelegt. Dieser wurde im September 2010 vom Europäischen Parlament verabschiedet und trat Ende 2010 in Kraft.

Kohle

Auch die Kohlenachfrage steigt im Szenario „Neue politische Instrumente“ zwischen 2009 und 2035 deutlich an (um insgesamt 19 %), wobei praktisch das gesamte Wachstum vor 2020 erfolgt. Im Basis-szenario wächst die Nachfrage praktisch stetig um insgesamt 59 %. Für das Klimaszenario, welches eine weitere Verschärfung der politischen Massnahmen nach 2020 annimmt, wird ebenfalls eine Zunahme der Kohlenachfrage bis in diesen Zeitraum erwartet, gefolgt von einem deutlichen Rückgang in die Nähe der Nachfrage in den 1990er Jahren (Rückgang 2009–2035 insgesamt 25 %). Im Szenario „Neue politische Instrumente“ stammt 2035 rund die Hälfte der weltweiten Kohleproduktion aus China, während Australien von Indonesien als zweitgrösster Kohleproduzent abgelöst wird.

Was den EU-Raum anbelangt, geht die IEA davon aus, dass die Nachfrage zwischen 2008 und 2035 jährlich um durchschnittlich 1.2 % zurückgeht. Insgesamt beträgt die Abnahme über diesen Zeitraum 18 %.

2.5 Verschiedenes zum internationalen Energiemarkt

2.5.1 Bedeutung von Libyen für die Erdöl- und Erdgasversorgung

Gemäss BP-Statistik verfügt Libyen über die grössten Ölreserven auf dem afrikanischen Kontinent. Mit einer Produktion von rund 1.7 mbd in 2010 (gemäss IEA) liegt das Land an vierter Stelle hinter Nigeria, Algerien und Angola. 1.5 mbd der libyschen Rohölproduktion werden exportiert, davon 1.2 mbd in die europäischen OECD-Länder. Haupterdölablehmerländer sind Italien, Frankreich, Deutschland und Spanien. Die libysche Ölproduktion macht rund 2 % der weltweiten Produktion aus. Was Erdgas anbelangt, fördert Libyen zirka 15 Milliarden Kubikmeter pro Jahr. Zwei Drittel davon werden exportiert, grossmehrheitlich nach Italien (9 Milliarden m³ pro Jahr). Fast die Hälfte des BIP Libyens wird mit der Förderung von fossilen Energieträgern generiert. Diese sichern mindestens 90 % der Staatseinnahmen. Ohne Erdöl- und Erdgasgelder, könnte Libyen seine Einfuhren – nicht zuletzt von Lebensmitteln – nicht finanzieren. Anders gesagt hängt Libyen viel mehr von diesen Einnahmequellen ab, als die Welt auf libysches Erdöl- und Erdgas angewiesen ist. Zwar hat die Libyen-Krise die Ölpreise deutlich in die Höhe getrieben, was sich aber vor allem mit den Bedenken der Marktteilnehmer erklären lässt, dass diese Krise auf die arabischen Ölproduzenten in der Golfregion übergreifen könnte. Nach dem praktisch vollständigen Erliegen der libyschen Erdölexporte ist der Preis pro Barrel Rohöl der Sorte Brent am 24. Februar 2011 auf beinahe 120 Dollar geklettert. Saudi Arabien hat darauf reagiert und eine sofortige Erhöhung seiner Produktion angekündigt³⁴. Auch das Emirat Katar erklärte sich bereit, nötigenfalls bei der Kompensation des libyschen Ölexportausfalls mitzuhelfen.

Die Schweiz hat seit 2008 seine Abhängigkeit vom libyschen Rohöl stark reduziert. Im Sommer 2008 hat Libyen ein Ölembargo gegen die Schweiz verhängt. In der Folge ist der Anteil Libyens an den Schweizer Rohölimporten von 75 % in 2008 auf 19 % in 2010 und sogar gegen 10 %³⁵ anfangs 2011 gesunken. Das hat weder auf die Versorgung noch auf die Erdölpreise im Schweizer Markt Auswirkungen gehabt. Aserbaidzhan ist unverzüglich in die Bresche gesprungen und seit 2009 ist dieser zentralasiatische Staat der Haupterdöllieferant der Schweiz. Kasachstan, Ägypten und Algerien haben gemäss Aussenhandelsstatistik der Eidgenössischen Oberzolldirektion die Restlücke an libyschem



Rohöl kompensiert. Dem Ölembargo zum Trotz hat Libyen als Alleinbesitzer der Raffinerie Tamoil in Collombey keine Einstellung des Betriebs angeordnet, wohl wissend, dass es für ihn eine wichtige Einnahmequelle darstellt. Laut Medienberichten bezieht die Raffinerie, welche rund einen Fünftel der in der Schweiz konsumierten Erdölprodukte produziert, gar kein libysches Rohöl mehr³⁶.



3 Marktübersicht Schweiz

3.1 Marktentwicklung im Jahr 2010

3.1.1 Rahmenbedingungen

Im Jahr 2010 ist die Anzahl Heizgradtage im Vergleich zum deutlich wärmeren Vorjahr um rund 13 % gestiegen. Die darauf folgenden Monate Januar und Februar 2011 sind wärmer als normal ausgefallen.

Im Jahr 2010 ist das Bruttoinlandprodukt vor allem durch die Inlandnachfrage getragen worden. Gemäss provisorischer Hochrechnung des Staatssekretariats für Wirtschaft (Seco) ist das Schweizer Bruttoinlandprodukt (BIP) im Vergleich zu 2009 real um 2.6 % gewachsen. Die Ausfuhren haben im Jahresverlauf aufgrund des hohen Kurses des Schweizerfrankens einen Dämpfer erhalten. Im Jahr 2011 soll das Schweizer BIP laut der Expertengruppe Konjunkturprognosen des Bundes nicht zuletzt wegen des starken Frankens und der damit zusammenhängenden Abschwächung der Exporte nur noch um 1.5 % zulegen³⁷. Diese Aussicht basiert auf der Annahme eines Rohölpreises von 86 Dollar im Jahresdurchschnitt. Die meisten Konjunkturforscher erwarten im laufenden Jahr einen BIP-Zuwachs von 1.5 % bis 2.3 % bei einem weiter tiefen Inflationsniveau (unter 1 %).

Die Schweizer Wohnbevölkerung wächst gemäss Bundesamt für Statistik (BFS) seit einem Jahrzehnt um etwa 0.8 % pro Jahr – seit 2006 sogar um 1.1 % pro Jahr. Bis 2020 rechnet das BFS mit einem leicht tieferen Zuwachs von etwa 0.7 % pro Jahr³⁸.

Im Lauf des Jahres 2010 hat sich der Dollar gegenüber dem Franken zuerst aufgewertet (+12 % bis Mitte Mai), was sich deutlich auf die einheimischen Energiekosten niedergeschlagen hat. Im Juli und August hat die US-Währung diese Aufwertung wieder eingebüsst und Ende Dezember stand sein Kurs mit 0.94 Franken sogar 7 Rappen tiefer als ein Jahr zuvor. Was den Euro anbelangt, hat er sich über das ganze Jahr 2010 gegenüber der Schweizer Währung abgeschwächt, insgesamt um 22 Rappen auf 1.25 Franken (-15 %).

3.1.2 Angebot und Nachfrage

Wie Abbildung 6 im Anhang zeigt, ist der Endverbrauch von Erdölprodukten in der Schweiz im Jahr 2010 schätzungsweise um rund 2 % gewachsen, verglichen mit 2009. Den kälteren Temperaturen zum Trotz (13-prozentiger Zuwachs der Heizgradtage), ist der Verbrauch von Heizöl extra-leicht (HEL) lediglich um annähernd 4 % gestiegen, verglichen mit +10 % beim Erdgas. Diese grosse Diskrepanz ist vor allem auf die extrem gegensätzliche Preisentwicklung der beiden Brennstoffe sowie auf den Erfolg anderer konkurrierenden Energien (Holz, Fernwärme, Geothermie) zurückzuführen.

Im 1. Quartal 2010 stieg der Absatz von Treibstoffen im Strassenverkehr um etwa 1 %. Im 2. Quartal ging er dagegen im gleichen Mass zurück. Im 3. und im 4. Quartal setzte sich der Rückgang fort, dies obwohl im vergangenen Jahr die Motorfahrzeugflotte um 1.6 % und die Anzahl neu immatrikulierten Personenwagen um gut 10 % gegenüber 2009 zugelegt haben. Beim Benzin gründet der Absatzrückgang von schätzungsweise 3 % zum Teil auf dem so genannten Tanktourismus. Besonders ab Mai war es für ausländische Automobilisten wegen der Euro-Schwäche weniger attraktiv in der Schweiz zu tanken. Was Diesel anbelangt ist der Zuwachs in der Grössenordnung von 4 % vor allem auf die Konjunkturerholung zurückzuführen.



3.1.3 Endverbraucher-Ausgaben

Wie Abbildung 7 im Anhang zeigt, sind die Endverbraucher-Ausgaben für Erdölbrenn- und Treibstoffe in 2010 infolge der Ölteuerung deutlich gestiegen. Was Erdgas anbelangt, begründet sich der leichte Ausgabenzuwachs mit dem höheren Verbrauch.

3.2 Energiepreise

3.2.1 Preisentwicklung

Im Jahr 2010 hat sich Benzin im Vergleich zum Vorjahr um rund 8 % verteuert. An der Tankstelle kostete Ende Jahr ein Liter aber immer noch 30 Rappen weniger als im Sommer 2008. Gemäss der Preisstatistik der IEA ist Benzin in der Schweiz billiger als in der Mehrheit der OECD-Länder (siehe Abbildung 9 im Anhang). Wegen des starken Frankens haben sich aber die Unterschiede zu den Nachbarländern im Jahresverlauf reduziert. Verglichen mit Deutschland und Italien betragen die Unterschiede Ende 2010 25 bis 30 Rappen pro Liter, gegenüber etwa 50 Rappen zu Beginn des Jahres. Gegenüber Österreich war der Preisunterschied um den Jahreswechsel 2010/11 gleich null, gegenüber 15 Rappen ein Jahr früher.

Trotz dreimal höherer CO₂-Abgabe (+0.43 Rp./kWh ab 1. Januar 2010) lagen die Gaspreise im Jahresdurchschnitt 5 % tiefer als im 2009, während sich HEL um 24 % verteuert hat. Im 1. Halbjahr 2010 stieg der Heizölpreis wegen der Verdreifachung der CO₂-Abgabe³⁹, der Dollaraufwertung und der höheren Rohölpreise in Rotterdam. Im 3. Quartal sank der Heizölpreis wegen der erneuten Dollarabwertung wieder. Der strenge Winteranfang auf der Nordhalbkugel hat den HEL-Preis auf den internationalen Märkten wieder in die Höhe getrieben. Der sinkende Dollarkurs hat diese Teuerung auf dem Schweizer Markt teilweise ausgeglichen. Infolge der politischen Turbulenzen in vielen arabischen Ländern und insbesondere in Libyen, haben die HEL-Preise Ende Februar 2011 mit mehr als 100 Franken pro 100 Liter den höchsten Stand seit Oktober 2008 erreicht. Abbildung 8 im Anhang zeigt auf dem Schweizer Heizenergiemarkt die Preisentwicklung für HEL, Erdgas, Holzpellets und Strom. Infolge der höheren CO₂-Abgabe ist Heizöl wieder deutlich teurer als Holzpellets. HEL liegt jetzt etwa auf dem gleichen Preisniveau wie Erdgas. Nach einem mehrjährigen Preisrückgang sind die Strompreise seit 2008 wieder im Steigen begriffen. Trotz höherer CO₂-Abgabe, bleibt HEL in der Schweiz günstiger als in den meisten OECD-Ländern. Abbildung 9 im Anhang zeigt, dass im 3. Quartal 2010 einzig in Luxemburg und den Vereinigten Staaten die Heizölpreise tiefer waren als in der Schweiz.

In den letzten drei Jahren hat die Erdölpreisentwicklung das allgemeine Preisniveau in der Schweiz massgeblich mitbestimmt. Im Jahr 2008 haben die höchsten jemals notierten Preise zur stärksten Allgemeinteuerung seit 1993 geführt (+2.4 %). Im folgenden Jahr sind die Erdölpreise wieder stark gesunken, was den Konsumentenpreisindex der Schweiz zum ersten Mal seit 1959 in die Minuszone gedrückt hat (-0.5 %). Gemäss BFS hat die allgemeine Teuerung im Jahr 2010 0.7 % erreicht. Ohne Erdölprodukte, welche sich um 14 % verteuert haben, hätte mit +0.1 % ein beinahe stabiles allgemeines Preisniveau resultiert.

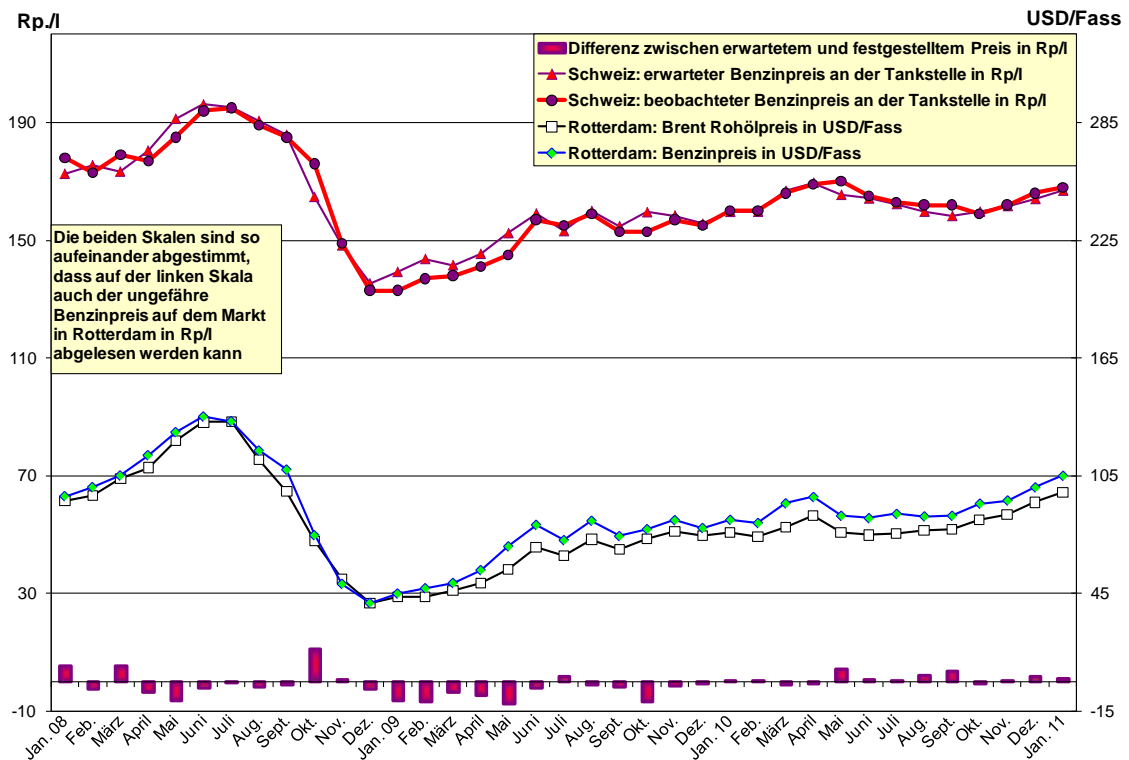


Abbildung 4: Entwicklung der Schweizer Benzinpreise im Vergleich zum Markt in Rotterdam. Benzinpreise in der Schweiz von Januar bis Mai 2008 und ab Januar 2010 gemäss Erhebungen des Bundesamtes für Statistik. Die Preise für Juni 2008 bis Dezember 2009 wurden aufgrund der Tagesmeldungen auf der Website Tanktipp.ch berechnet. Quellen: siehe Tabelle 1 und eigene Berechnungen.

3.2.2 Vergleich der Benzin- und Heizölpreise mit ihren einzelnen Preiskomponenten

Seit 2008 vergleicht das BFE die Entwicklung des Benzinpreises an den Schweizer Tankstellen mit den Einkaufspreisen am Spot-Markt in Rotterdam, dem Wechselkurs des Dollars zum Franken, den Frachtkosten für den Transport auf dem Rhein sowie weiteren Komponenten, welche diesen Preis mitbestimmen (siehe Abbildung 4 und Tabelle 1 im Anhang)⁴⁰. Eine solche Auswertung wird auch für HEL erstellt (siehe Abbildung 5 und Tabelle 2 im Anhang). Über einen Vergleichszeitraum von mehreren Monaten weicht der an den Tankstellen bzw. bei den HEL-Händlern beobachtete, „effektive“ Preis kaum von dem aufgrund der Entwicklung der zugrunde liegenden Komponenten „erwarteten“ Preis ab. Für Benzin machte die Differenz im Durchschnitt des Jahres 2010 rund 1 Rappen pro Liter aus. Für HEL gab es in der gleichen Periode sozusagen keine Abweichung. Daraus lässt sich schliessen, dass sowohl der Schweizer Benzin- als auch der Heizölmarkt gut funktionieren.

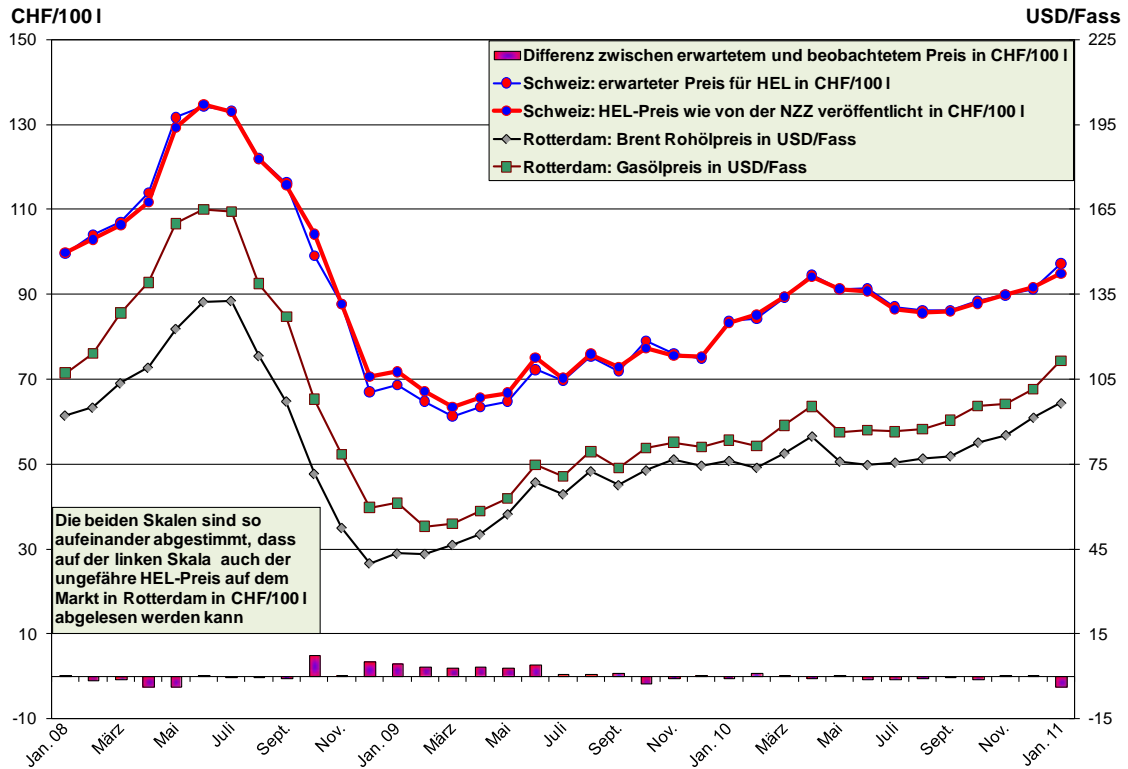


Abbildung 5: Entwicklung der Schweizer Heizölpreise im Vergleich zum Markt in Rotterdam. Jeden Montag veröffentlicht die Neue Zürcher Zeitung die während der Vorwoche in den Hauptregionen der Schweiz beobachteten Preise für Heizöl extra-leicht (Liefermenge: 3000–6000 l). Hier sind diese Daten in Form von Monatsmittelwerten dargestellt. Quellen: siehe Tabelle 2 und eigene Berechnungen.

3.2.3 Energieperspektiven 2035 und 2050 des BFE

Zwischen 2004 und 2007 hat das BFE Energieperspektiven mit einem Zeithorizont bis 2035 erarbeitet. Anhand von vier Szenarien und Annahmen zur Entwicklung der wirtschaftlichen und sozialen Rahmenbedingungen (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung, Energiepreise, Verkehrsperspektiven, Klima, technologische Fortschritte etc.) wurde abgeschätzt, wie sich der Stromverbrauch und der Verbrauch an fossilen Energien und erneuerbaren Energien sowie die CO₂-Emissionen in den nächsten 30 Jahren unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen entwickeln könnten. In drei der Szenarien dieser Perspektiven gelingt es, die Endenergienachfrage in den nächsten zwei Jahrzehnten zu senken. Problematisch ist vor allem die steigende Stromnachfrage, welche ohne Zubau beim Kraftwerkpark unweigerlich zu einer stärkeren Auslandabhängigkeit führen würde. Die Bedeutung erneuerbarer Energien wird zukünftig steigen.

Um das notwendige Fundament für die zukünftige Energiepolitik mit Zeithorizont 2050 zu schaffen werden neue Energieperspektiven ausgearbeitet. Das BFE hat die notwendigen Vorarbeiten bereits in Auftrag gegeben. Die Arbeiten sollen auf aktualisierten gesamtwirtschaftlichen Grundlagen und Perspektiven basieren. Massgebend für die Energienachfrage sind dabei insbesondere die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Wirtschaftswachstums, des Bevölkerungswachstums und der Verkehrsentwicklung. Der Schlussbericht der Energieperspektiven 2050 wird voraussichtlich Ende 2015 oder Anfang 2016 vorliegen.



3.3 Verschiedenes zum Schweizer Energiemarkt

3.3.1 Keine Gefährdung der Versorgungssicherheit durch die Streikwelle in Frankreich

Die Streikwelle in der französischen Ölindustrie, welche Ende September 2010 begonnen und ab Mitte Oktober 2010 den gesamten Sektor blockiert hat, hat auch die Ölversorgung der Schweiz tangiert. Nach der Lahmlegung des Ölterminals von Marseille wurde die Belieferung der Raffinerie Petroplus in Cressier sowie der Firma SAPPRO in Vernier (GE), welche Erdölprodukte aus den Raffinerien im Raum Marseille importiert, zeitweise unterbrochen. Die Streikwelle hat in keinem Moment die kurzfristige Versorgungssicherheit der Schweiz gefährdet. Erstens war die Nachfrage nach Erdölprodukten saisonbedingt tief und die Manövriertlager der Importeure waren gut gefüllt. Zweitens lief der Betrieb der zweiten schweizerischen Raffinerie in Collombey, welche vom Hafen Genua her versorgt wird, weiter normal. Drittens gab es keine Versorgungsprobleme in Deutschland, Italien und Benelux, woher die Schweiz den Hauptteil ihrer Erdölprodukte importiert. Die sechs am Flughafen Cointrin aktiven Ölgesellschaften konnten problemlos auf Ersatzlösungen ausweichen. Gemäss der Erdölvereinigung bestand kein Versorgungsengpass. Die Flughäfen von Zürich und Basel wurden gar nicht tangiert. Auch die landesweite Versorgung mit Benzin, Diesel und Heizöl hat ohne Probleme funktioniert. In Cressier musste die Raffinerie am 26. Oktober 2010 die Produktion einstellen, weil sie kein Rohöl mehr erhielt. Am 29. und 30. Oktober 2010 ging die Streikwelle in den französischen Häfen und Raffinerien grösstenteils zu Ende. Am 3. November 2010 wurde die Produktion in Cressier wieder aufgenommen.

Infolge der reduzierten Versorgung des Flughafens Cointrin mit Flugpetrol aus Frankreich (über die Pipeline von SAPPRO), haben die Bundesbehörden (EVD) die Pflichtlager an Flugtreibstoffen bis Ende 2010 freigegeben⁴¹. Mit diesen könnte der Schweizer Konsum während 3 Monaten gedeckt werden⁴². Nach Normalisierung der Situation im Laufe des Novembers, hat das EVD den Pflichtlagereinsatz per 1. Dezember 2010 beendet⁴³.

3.3.2 Über die Leitung Transigas fliesst wieder Erdgas nach Italien

Im Sommer 2010 wurde die wichtigste Nordsee-Italien-Pipeline, die Transigasleitung, auf dem Schweizer Abschnitt infolge mehrerer Erdbeben auf dem Gemeindegebiet von Guttanen (Berner Oberland) ausser Betrieb genommen. Die Versorgung der Schweiz wurde davon mit Ausnahme des Kantons Wallis nicht tangiert. Solange kein Gas nach Italien floss, wurde das Wallis vollständig aus der Genferseeregion versorgt, wo das Gas mehrheitlich aus Frankreich stammt. In der Folge wurde im Oktober 2010 sechsmal mehr Gas aus diesem Land importiert als im gleichen Monat des Vorjahres. Hier ist zu bemerken, dass die gleichzeitige Streikwelle in Frankreich zu keinen Problemen auf dem Schweizer Gasmarkt führte, im Gegensatz zum Ölmarkt.

Bis Ende 2010 wurde die durch Erdbeben betroffene Stelle in Guttannen saniert und stabilisiert. Um die Versorgungssicherheit Italiens im Winter 2010/11 nicht zu gefährden, wurde die Transigasleitung wieder provisorisch in Betrieb genommen. Mittelfristig wird das Leitungsstück am kritischen Ort verlegt. Die dafür nötige Bewilligung hat das BFE Mitte Dezember erteilt⁴⁴.

Betreiberin der Transigasleitung ist die Firma Transigas AG, die zu 51 % in Besitz von Swissgas ist. Der Rest des Aktienkapitals gehört der italienischen ENI SpA (46 %) sowie der deutschen E.ON Ruhrgas (3 %). Aus wettbewerbstechnischen Gründen wurde ENI von der EU-Kommission dazu verpflichtet, seinen Anteil an der Transigas AG zu veräussern. Seit Dezember 2010 läuft nun der Veräusserungsprozess, welcher für die Schweiz von grosser Bedeutung ist, da es sich bei der Transigasleitung um das wichtigste Element der Schweizer Gasversorgung handelt.



Erläuterungen und Quellenangaben

- ¹ Die Internationale Energieagentur ist Ende Januar zum Schluss gekommen, dass die Lage in Ägypten die Erdölversorgungssicherheit nicht gefährde. Eine Schliessung des Suezkanals würde keine Knappheit auslösen.
- ² Schiefergas, Kohleflözgas, Tight Gas (in besonders undurchlässigen Muttersteinen), Methanhydrate, siehe: http://www.naturalgas.org/overview/unconventional_resource.asp.
- ³ Siehe: http://www.eia.doe.gov/steo/cf_tables/steotables.cfm?tableNumber=30.
- ⁴ Im Jahr 2004 betrug der Zuwachs 3.8 % gemäss BP Statistical Review of World Energy: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>.
- ⁵ Siehe: <http://business.newsplurk.com/2011/01/china-car-sales-growth-set-to-slow.html>.
- ⁶ Gemäss BP-Statistik ist der globale Erdgasverbrauch 2009 um 2.1% zurückgegangen. In der EU betrug der Rückgang sogar 5.9 %.
- ⁷ Diese Zahl ist eine erste Schätzung von Gazprom: <http://en.rian.ru/business/20110112/162112030.html>
- ⁸ Siehe: http://news.yahoo.com/s/nm/20110102/bs_nm/us_russia_energ.
- ⁹ Im Jahr 2003 haben die USA den Rang des grössten Gasproduzenten der Welt an Russland abgetreten. 2009 haben sie diese Leaderposition wiedererobert.
- ¹⁰ Siehe: <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/NaturalGas/6617360>.
- ¹¹ Siehe die Ausführungen von Wikipedia zum virtuellen Handelspunkt Henry Hub: http://en.wikipedia.org/wiki/Henry_Hub.
- ¹² Siehe Figur der US-Federal Energy Regulatory Commission: <http://www.ferc.gov/market-oversight/othr-mkts/lng/2011/01-2011-othr-lng-archive.pdf> (S. 4) bezüglich der LNG-Preisentwicklung für den TTF-Markt in Holland (http://www.gastransportservices.nl/en/shippers/our_services/ttf_gas_exchange) und für den britischen NBP ([http://en.wikipedia.org/wiki/National_Balancing_Point_\(UK\)](http://en.wikipedia.org/wiki/National_Balancing_Point_(UK))).
- ¹³ Siehe: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/fmu/eng/index.asp>.
- ¹⁴ Siehe: <http://www.wbj.pl/article-52775-shale-gas-search-gains-momentum.html>.
- ¹⁵ Bei Kohleflözgas handelt es sich um das aus Kohlegruben gewonnene Methan. Für weitere Informationen, siehe: <http://de.wikipedia.org/wiki/Kohlefl%C3%B6zgas>.
- ¹⁶ Siehe: <http://www.oilandgasobserver.com/commentary/china-next-in-line-to-benefit-from-shale-gas-boom/002355>.
- ¹⁷ Siehe die mittelfristigen Öl- und Gasmarktperspektiven der IEA, S. 10: <http://www.regjeringen.no/upload/OED/IEApart2.pdf>.
- ¹⁸ Siehe: <http://www.offshore-technology.com/projects/pluto/>.
- ¹⁹ Siehe: <http://www.lemaghreb.dz.com/lire.php?id=31370> und <http://www.energie-algerie.com/energie-algerie/gazoduc/medgaz> (Text Französisch).
- ²⁰ Das macht zirka 7 % der aktuellen Nachfrage aus.
- ²¹ Siehe: <http://www.akm.ru/eng/news/2011/february/16/ns3349305.htm>.



²² Siehe: <http://www.accessmylibrary.com/article-1G1-248264487/diminishing-returns-buyers-should.html>.

²³ Fatih Birol, Chef-Volkswirt der IEA, vertritt die Meinung, dass die OPEC-Länder mehr Öl produzieren sollten, um keine Wiederholung des Preishöhenflugs von 2008 zu riskieren. Hier ist daran zu erinnern, dass die OPEC am 14. Oktober 2010 entschieden hat, ungeachtet der wachsenden Weltölnachfrage ihr Produktionsplafond unverändert auf 24.845 mbd zu belassen. Das nächste reguläre Treffen des Kartells wird erst im Juni 2011 stattfinden. Bis dahin ist kaum mit einer Produktionserhöhung der OPEC zu rechnen. Glücklicherweise sind die Öllager in den OECD-Ländern zurzeit viel besser gefüllt als anfangs 2008. Die OPEC-Förderreserve von rund 5 mbd wird erst preisdämpfend wirken, wenn das Kartell seine Bereitschaft signalisiert, davon Gebrauch zu machen.

²⁴ Beispielsweise hat Spanien als Reaktion auf die im Rahmen der unstabilen Lage in Nordafrika steigenden Ölpreise seine Bürger zum Energiesparen aufgerufen. Um den spanischen Treibstoffverbrauch zu drosseln, werden die Tempolimiten auf Autobahnen und die Preise für Bahntickets gesenkt (Der Bund, 26.02.2011).

²⁵ In der Ausgabe vom 10. Februar 2011 (S. 3) vertritt die Zeitschrift Argus Gas Connections die Meinung, dass Henry Hub als globale Preisreferenz für den LNG-Handel bald zugunsten des viel liquideren britischen Gashubs NBP Platz machen könnte: "As a global marker for LNG...UK's National Balancing Point (NBP) is becoming the price marker with the best available liquidity".

²⁶ Siehe: <http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=397>.

²⁷ Im Referenzszenario „Higher GDP“, wächst die Weltwirtschaft um etwa 4.5 % und die Erdölintensität sinkt um 3 % pro Jahr. Im Szenario „Weaker Economic Growth“ steigt der globale BIP nur noch um 3 % pro Jahr und die Effizienzgewinne liegen ein Drittel tiefer.

²⁸ Siehe: <http://uk.reuters.com/article/idUKLNE6A802X20101109>.

²⁹ Siehe: <http://en.rian.ru/business/20101119/161413792.html>.

³⁰ Bis 2020 beabsichtigt Australien seine LNG-Ausfuhrkapazitäten auf 70 Mio. Tonnen pro Jahr (rund 95 Mia m³) zu erhöhen, dreieinhalb Mal mehr als heute. Siehe: <http://www.alloccasionsgroup.com/upload/documents/AIE2010/Presentations/1000%20-%20Dr%20F%20Fesharaki%20%5BCompatibility%20Mode%5D.pdf>, S. 15.

³¹ Siehe die deutsche Zusammenfassung des World Energy Outlook 2010: http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2010/weo2010_es_german.pdf.

³² Katar, Iran, Saudi-Arabien, die Arabischen Emirate und der Irak verfügen über 40 % der gesicherten Gasreserven und die Produktionskosten sind dort besonders tief.

³³ Siehe die Vorschau des Annual Energy Outlook 2011: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383er\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383er(2011).pdf).

³⁴ Siehe: <http://www.reuters.com/article/2011/02/25/us-saudi-libya-oil-idUSTRE71O3P020110225>.

³⁵ Die Schweiz importiert zirka 40 % ihres Erdölbedarfs in Rohölform. Entsprechend liegt der Anteil Libyens am Schweizer Ölkonsum nur noch bei 4%.

³⁶ Siehe: <http://www.lenouvelliste.ch/fr/news/valais/du-petrole-kazakh-pour-le-valais-9-247878> et <http://archives.24heures.ch/VQ/LAUSANNE/-/article-2011-02-3494/la-raffinerie-de-collombey--vs--tournait-a-plein-regime-hier-alors-que-les-evenements-se>.



³⁷ Siehe die Pressemitteilung des Seco vom 14. Dezember 2010:

<http://www.seco.admin.ch/themen/00374/00375/00376/index.html?lang=de>.

³⁸ In den darauf folgenden Jahrzehnten schwächt sich das Wachstum kontinuierlich ab bis sich die Schweizer Bevölkerung gegen 2055 bei rund 9 Millionen Einwohnern stabilisiert. Siehe die diesbezüglichen Szenarien des BFS:

<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/news/publikationen.html?publicationID=3989>.

³⁹ Rund 40 % der HEL-Teuerung geht auf das Konto der höheren CO₂-Abgabe von +6.37 Rp./Liter.

⁴⁰ Weitere Erläuterungen finden sich im BFE-Bericht „Benzin an schweizerischen Tankstellen: ein funktionierender Markt“, siehe:

http://www.bfe.admin.ch/themen/00486/00487/index.html?lang=de&dossier_id=00743.

⁴¹ Gestützt auf das Landesversorgungsgesetz (LVG) darf das EVD dem BWL erlauben, die Pflichtlagermengen zu reduzieren, wenn die Schweiz landesweit von einer mengenmässigen Krise betroffen ist oder im Rahmen eines von der IEA international koordinierten Interventionsprogramms dazu aufgefordert wird. Wie in den meisten ähnlichen Fällen, wurde auch während der Streikwelle in Frankreich im Oktober die landesweite Ölversorgung der Schweiz nicht gefährdet, aber lediglich regional erschwert. Das BWL hat jedoch vorsorglich eingegriffen und nicht umsonst: gemäss seinen Angaben wurde während der Streikwelle 30 % des Flugpetrolbedarfs von Cointrin mit Pflichtlagerentnahmen gedeckt.

⁴² Was Benzin, Diesel und Heizöl anbelangt, decken die Pflichtlager den durchschnittlichen Verbrauch über 4.5 Monate ab. Mehr Information über Pflichtlager gibt das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, siehe: <http://www.bwl.admin.ch/themen/01008/index.html?lang=de>.

⁴³ Siehe die diesbezügliche Meldung des BWL: <http://www.bwl.admin.ch/01042/index.html?lang=de>.

⁴⁴ Siehe die Medienmitteilung des Bundesamtes für Energie vom 16. Dezember 2010:

<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=36825>.



Anhang: Zusätzliche Abbildungen und Tabellen

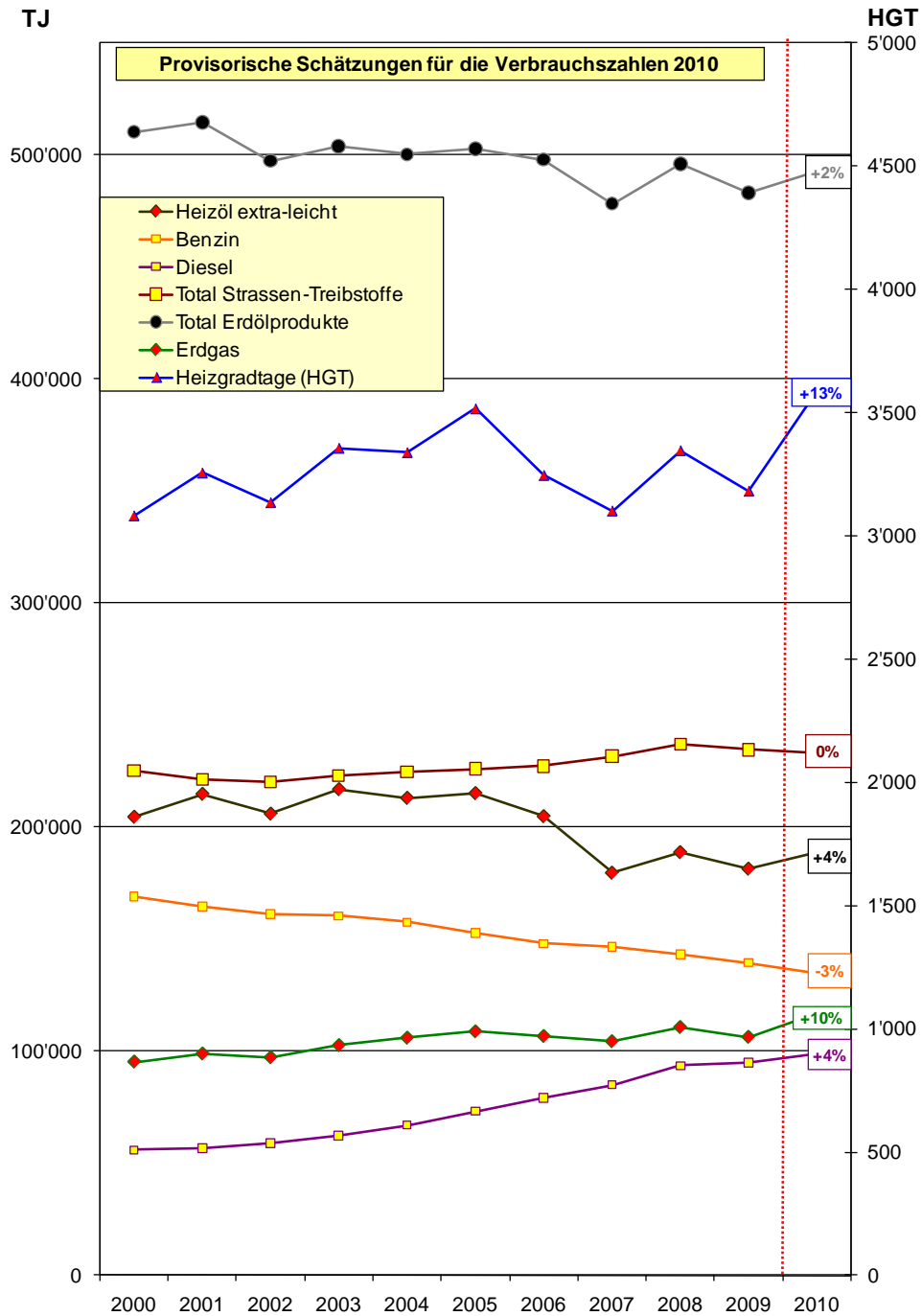


Abbildung 6: Entwicklung des Endverbrauchs von Erdölprodukten und Erdgas in der Schweiz gemäss BFE Gesamtenergiestatistik. Für das Jahr 2010 ist eine Trendabschätzung pro Produkt als Prozentzahl angegeben.

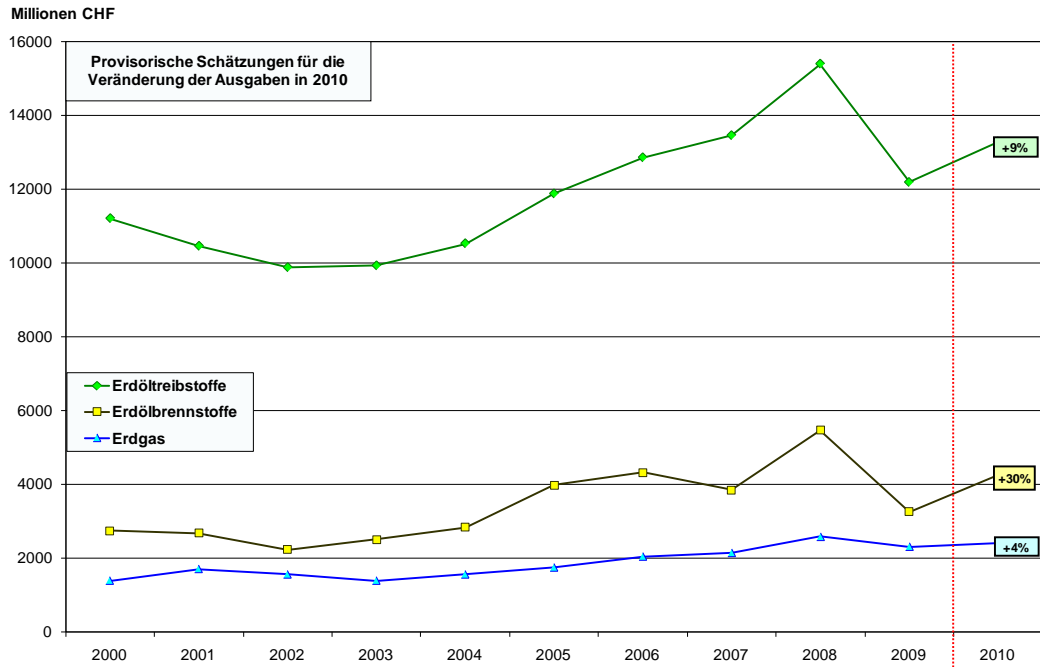


Abbildung 7: Schweizerische Endverbraucherausgaben für Erdöl und Erdgas gemäss BFE Gesamtenergiestatistik. Bei den Angaben für 2010 handelt es sich um provisorische Schätzungen.

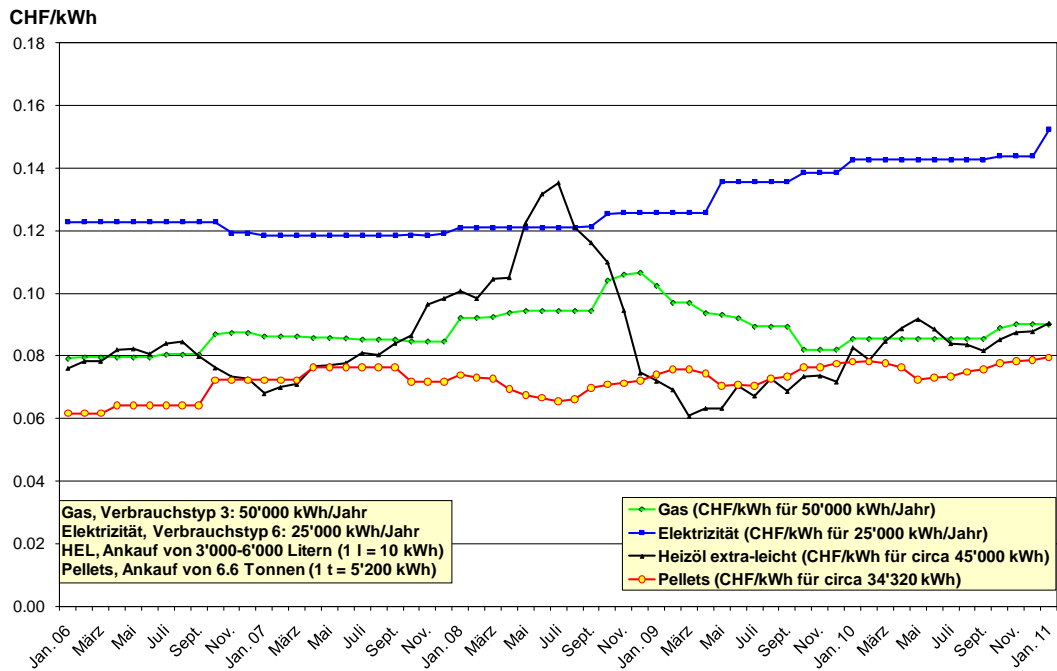


Abbildung 8: Entwicklung der durchschnittlichen Heizenergiepreise für Heizöl extra-leicht, Erdgas, Holzpellets und Elektrizität (Verbrauch: 25'000 bis 50'000 kWh/Jahr). Quelle: monatliche Erhebungen des BFS und eigene Berechnungen.

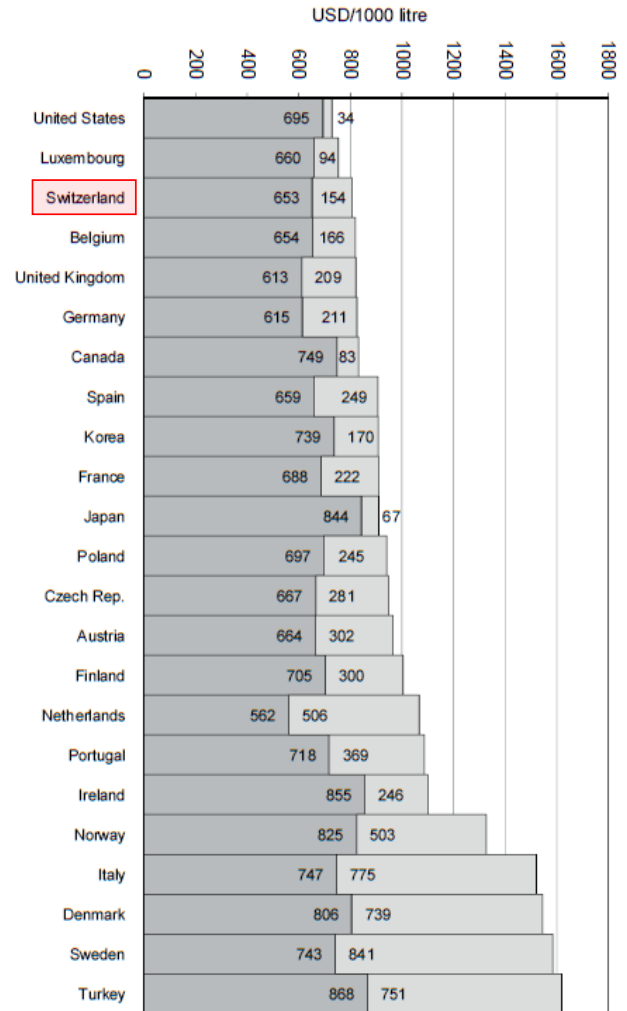


Abbildung 9: Preise von Benzin bleifrei 95 (links) bzw. Heizöl extra-leicht (rechts) in den OECD-Ländern im 3. Quartal 2010, Quelle: Internationale Energieagentur, Statistik „Energy Prices & Taxes“, Ausgabe 4. Quartal 2010, Dunkelgrau: Preis ohne Abgaben, Hellgrau: Abgaben (inkl. MwSt.).



Tabelle 1: Entwicklung des Benzinpreises an Schweizer Tankstellen nach einzelnen Preiskomponenten (Preis am Spot-Markt in Rotterdam, Wechselkurs Dollar zu Franken, Frachtkosten für den Transport auf dem Rhein, Steuerbelastung und Handelsspanne).

	Zahlen 2010												Durchschnitt 2010	Durchschnitt 2009	Entwicklung 2010 / 2009
	Jan.	Feb.	März	April	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.			
Preis für Brent (USD/Fass) (1)	76.2	73.8	78.8	84.8	76.0	74.8	75.6	77.0	77.8	82.7	85.3	91.5	79.5	61.5	18.0
Monatliche Veränderung	2.2%	-3.2%	6.9%	7.6%	-10.5%	-1.6%	1.1%	1.9%	1.0%	6.2%	3.1%	7.2%			29.3%
Benzinpreis in Rotterdam USD/1000 l (=0.744 l) (2)	519	509	572	592	532	524	538	530	532	571	581	623	552	428	124
Monatliche Veränderung	5.3%	-2.0%	12.4%	3.6%	-10.2%	-1.4%	2.6%	-1.5%	0.4%	7.3%	1.8%	7.2%			29.1%
Dollarkurs in Franken	1.03	1.07	1.07	1.07	1.13	1.13	1.06	1.04	1.01	0.97	0.98	0.97	1.04	1.09	-0.04
Monatliche Veränderung	0.4%	3.7%	-0.5%	0.0%	5.6%	0.3%	-6.2%	-1.9%	-2.9%	-4.0%	1.4%	-1.5%			-3.9%
Benzinpreiskomponenten Schweiz (in Rp/Liter)															
Preis in Rotterdam (Rp/l)	53.67	54.55	61.01	63.18	59.94	59.26	57.03	55.12	53.73	55.39	57.17	60.37	57.53	46.09	11.45
Monatliche Veränderung	85.1%	1.6%	11.8%	3.6%	-5.1%	-1.1%	-3.8%	-3.3%	-2.5%	3.1%	3.2%	5.6%			24.8%
Transportkosten auf dem Rhein (3)	1.5	1.5	1.5	2.0	1.5	1.0	1.5	1.0	1.0	2.0	2.0	1.0	1.5	2.7	-1.2
Mineralölsteuer (4)	43.93	43.93	43.93	43.93	43.93	43.93	43.93	43.93	43.93	43.12	43.12	43.12	43.73	43.93	-0.20
Mineralölsteuerzuschlag	30.54	30.54	30.54	30.54	30.54	30.54	30.54	30.54	30.54	30.00	30.00	30.00	30.41	30.54	-0.14
Carbura-Gebühr (5)	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0
Klimarappen (6)	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	0
Handelsspanne (7)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0
Gesamtpreis vor MWST	148.40	148.44	155.00	157.59	153.77	152.62	150.87	148.46	147.08	148.44	150.23	152.45	151.11	141.18	9.93
"erwarteter" Preis inkl. MWST (7,6%)	160	160	167	170	165	164	162	160	158	160	162	164	163	152	11
"effektiver" Preis, gemäss BFS (8)	160	160	166	169	170	165	163	162	162	159	162	166	164	151	13
Differenz (Rp/l)	0.3	0.3	-0.8	-0.6	4.5	0.8	0.7	2.3	3.7	-0.7	0.4	2.0	1.1	-1.2	

- (1) Siehe: Energy Information Administration: <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/rbrteM.htm>
- (2) Quellen: Presseartikel, verschiedene Webseiten, BFE-Schätzungen
- (3) Quellen: Presseartikel, BFE-Schätzungen (Frachtkosten für Benzin 10 % höher als für Heizöl)
- (4) Siehe: http://www.ezv.admin.ch/zollinfo_firmen/steuern_abgaben/00382/01841/index.html?lang=de
Dokument "Belastung der Treib- und Brennstoffe"
- (5) Siehe: http://www.carbura.ch/pl_haltung_0.html?&L=1&L=0 und <http://www.bwl.admin.ch/themen/00527/index.html?lang=de>
- (6) Siehe: <http://www.stiftungsklimarappen.ch/>
- (7) Quelle: Gemäss Erdölindustrie-Vertretern sinkt die Handelsmarge seit einigen Jahren.
- (8) Quelle: <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/05/02/blank/key/durchschnittspreise.html>
Die Erhebung des BFS erfolgt zweimal monatlich, Anfangs und Mitte Monat. Die Entwicklung bis zum Monatsende wird nicht berücksichtigt.
http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/infothek/erhebungen_quellen/blank/blank/lik/01.html



Tabelle 2: Entwicklung des Preises für Heizöl extra-leicht in der Schweiz nach einzelnen Preiskomponenten (Preis am Spot-Markt in Rotterdam, Wechselkurs Dollar zu Franken, Frachtkosten für den Transport auf dem Rhein, Steuerbelastung und Handelsspanne).

	Zahlen 2010												Durchschnitt 2010	Durchschnitt 2009	Entwick- lung 2010 / 2009
	Jan.	Feb.	März	April	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.			
Preis für Brent (USD/Fass) (1)	76.2	73.8	78.8	84.8	76.0	74.8	75.6	77.0	77.8	82.7	85.3	91.5	79.5	61.5	18.0
<i>Monatliche Veränderung</i>	2.2%	-3.2%	6.9%	7.6%	-10.5%	-1.6%	1.1%	1.9%	1.0%	6.2%	3.1%	7.2%			29.3%
Gasölpreis in Rotterdam (2)															
USD/1000 l (=0.845 l)	525	511	558	600	543	548	544	549	569	601	605	638	566	437	129.45
<i>Monatliche Veränderung</i>	3.0%	-2.6%	9.1%	7.5%	-9.4%	0.8%	-0.7%	0.9%	3.6%	5.6%	0.7%	5.5%			29.7%
Dollarkurs in Franken	1.03	1.07	1.07	1.07	1.13	1.13	1.06	1.04	1.01	0.97	0.98	0.97	1.08	1.09	0.00
<i>Monatliche Veränderung</i>	0.4%	3.7%	-0.5%	0.0%	5.6%	0.3%	-6.5%	-1.5%	-3.4%	-3.6%	1.5%	-1.5%			-0.4%
HEL-Preiskomponenten Schweiz (in CHF/100 Liter)															
Preis in Rotterdam (CHF/100 l)	54.31	54.83	59.52	64.02	61.23	61.91	57.45	57.10	57.18	58.24	59.53	61.82	58.93	47.11	11.8
<i>Monatliche Veränderung</i>	3.4%	1.0%	8.6%	7.5%	-4.4%	1.1%	-7.2%	-0.6%	0.2%	1.8%	2.2%	3.8%			25.1%
Transportkosten auf dem Rhein (3)	1.5	1.5	1.5	2.0	1.5	1.0	1.5	1.0	1.0	2.0	2.0	1.0	1.5	2.7	-1.2
Mineralölsteuer (4)	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.00
Carbura-Gebühr (5)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	-0.05	0.15
CO ₂ -Abgabe (6)	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	3.18	6.4
Handelsspanne (7)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12.00	12	0.0
Gesamtpreis vor MWST	77.77	78.29	82.98	87.97	84.68	84.86	80.90	80.05	80.14	82.19	83.49	84.78	82.34	65.21	17.1
"erwarteter" Preis inkl. MWST (7,6%)	83.7	84.2	89.3	94.7	91.1	91.3	87.0	86.1	86.2	88.4	89.8	91.2	88.6	70.2	18.4
"effektiver" Preis, gemäss BFS (8)	82.7	78.6	84.7	88.7	91.7	88.7	84.0	83.6	81.8	85.3	87.5	87.8	85.4	68.9	16.5
Differenz (CHF/100 l)	-1.00	-5.66	-4.56	-5.94	0.57	-2.64	-3.06	-2.52	-4.46	-3.19	-2.37	-3.42	-3.19	-1.27	
Preis nach Daten in der NZZ (9)	83.2	85.1	89.4	94.2	91.3	90.8	86.4	85.6	86.0	87.8	89.9	91.6	88.43	71.4	17.0
Differenz (CHF/100 l)	-0.48	0.86	0.06	-0.51	0.16	-0.56	-0.62	-0.51	-0.28	-0.61	0.07	0.40	-0.17	1.26	

- (1) Siehe: Energy Information Administration: <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/rbrteM.htm>
- (2) Quellen: Presseartikel, verschiedene Websites, BFE-Schätzungen
- (3) Quellen: Presseartikel, verschiedene Websites, BFE-Schätzungen
- (4) Siehe: http://www.ezv.admin.ch/zollinfo_firmen/steuern_abgaben/00382/01841/index.html?lang=de
Dokument "Belastung der Treib- und Brennstoffe"
- (5) Siehe: http://www.carbura.ch/pl_haltung.0.html?&L=1 und <http://www.bwl.admin.ch/themen/00527/index.html?lang=de>
- (6) Siehe: <http://www.bafu.admin.ch/co2-abgabe/index.html?lang=de> und
http://www.ezv.admin.ch/zollinfo_firmen/steuern_abgaben/00379/02315/index.html?lang=de
- (7) Quelle: BFE-Hochrechnung: rund CHF 150.- Fahrspesen + CHF 8.- bis 9.- Marge pro 100 l, was etwa CHF 12.- für eine Menge 4'500 l (Durchschnitt der Kategorie 3000–6000 l) entspricht.
- (8) Quelle: <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/05/02/blank/key/durchschnittspreise.html>
Die Erhebung des BFS erfolgt zweimal monatlich, Anfangs und Mitte Monat. Die Entwicklung bis zum Monatsende wird nicht berücksichtigt.
http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/infothek/erhebungen_quellen/blank/blank/lik/01.html
- (9) Siehe: Jeden Montag veröffentlicht die Neue Zürcher Zeitung die während der Vorwoche in den Hauptregionen der Schweiz festgestellten Preise für HEL. In der Tabelle sind diese Daten in Form von Monatsmittelwerten aufgeführt.