

Fossile Energieimporte und hohe Heizkosten

Herausforderungen für die deutsche Wärmepolitik

Kurzstudie
im Auftrag der Bundestagsfraktion
Bündnis 90/Die Grünen

Autor:
Dr. Steffen Bukold

EnergyComment
Hamburg, Dezember 2013

Inhaltsverzeichnis

0. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	3
1. Einleitung	6
2. Auf kleiner Flamme: Der GroKo-Vertrag	7
3. Fossile Energiemimporte: Steigende Preise, steigende Abhängigkeiten	9
3.1 Importmengen und Importkosten für Öl, Gas und Steinkohle	10
3.2 Importkosten insgesamt (Öl, Gas, Steinkohle)	13
3.3 Importkosten je Kopf und als BIP-Anteil	14
3.4 Indirekte Kosten fossiler Energieimporte	15
4. Ausblick 2030: Preis- und Versorgungsrisiken bei Rohöl und Heizöl	17
4.1 Wachsende Abhängigkeit und steigende Risiken	17
4.2 Fracking: Fossil Fuels Forever?	19
4.3 Kostenszenario für fossile Energieimporte	20
5. Folgen für die Heizölrechnung	24
5.1 Raumwärme und Wohnflächen	24
5.2 Heizöl im Raumwärmemarkt	24
5.3 Ein zentrales Problem: Die Altersstruktur der Ölheizungen	26
5.4 Heizöl - Preisfalle für 12 Mio. Haushalte	27
5.5 Energiearmut und fehlende Alternativen	28
5.6 Preisprognose für Heizöl	29
6. Exemplarische Gegenmaßnahmen	31
6.1 Heizöl in der Sackgasse	31
6.2 Einsparpotenziale - Vier Beispiele	31
Anhang	33

0. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

1. Diese Kurzstudie skizziert drei Probleme:

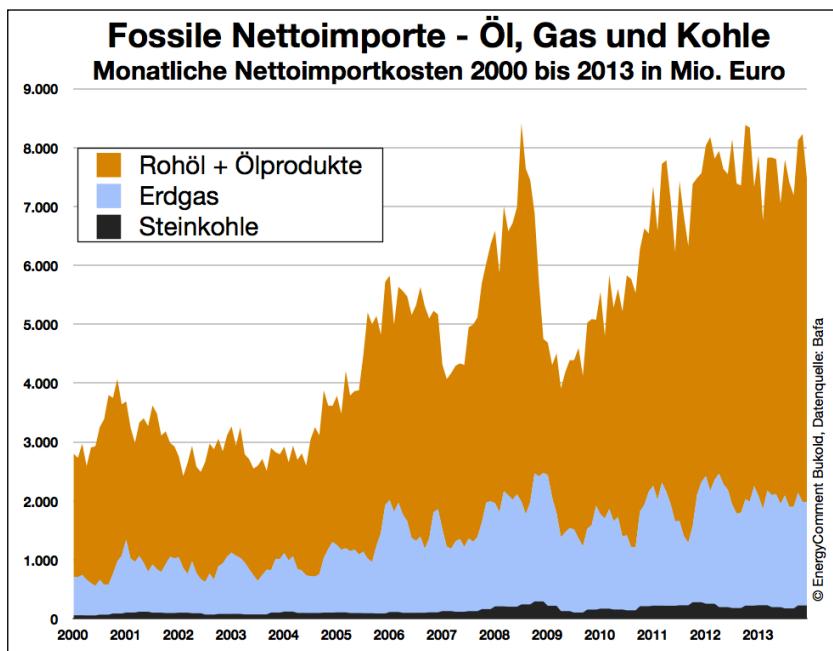
- die steigenden **Kosten der Importabhängigkeit** Deutschlands von Öl, Erdgas und Steinkohle
- die Folgen dieser Abhängigkeit für die deutschen **Heizkosten**
- die **soziale Dimension** dieser Kostenexplosion.

2. Die Energiedebatte in Deutschland konzentriert sich seit Jahren auf den Stromsektor, und hier vor allem auf die Kosten der Energiewende. Diese Debatte bleibt jedoch unvollständig, wenn nicht auch die **Kosten** und **Kostenrisiken** unserer bestehenden, ganz überwiegend **fossil** geprägten Energieversorgung berücksichtigt werden.

3. Diese einseitige Orientierung ist dafür verantwortlich, dass 2012 und 2013 zu den **teuersten Heizjahren der Geschichte** wurden. Die Nachzahlungen für 2012 beliefen sich für eine 80qm-Wohnung mit Ölheizung auf durchschnittlich 204 Euro. Der Trend setzt sich 2013 fort. Allein das erste Quartal 2013 dürfte zu erneuten Mehrkosten von **55-65 Euro** pro Haushalt geführt haben.

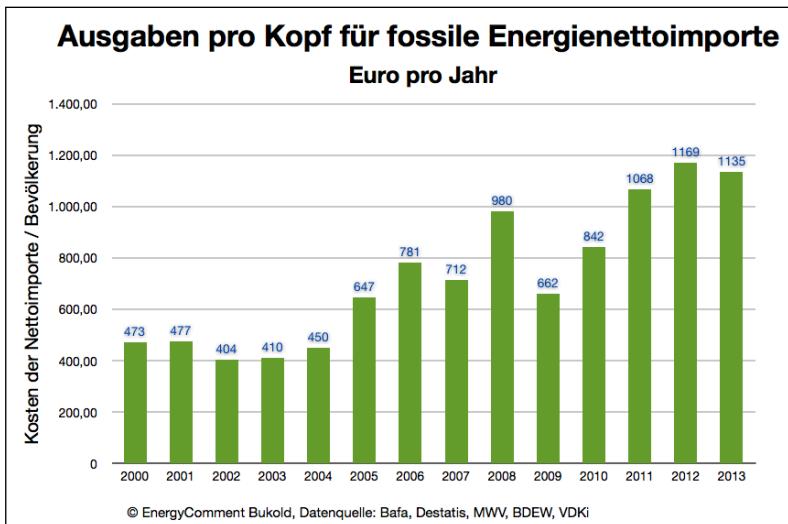
4. Die Vorhaben der **Großen Koalition** aus CDU/CSU und SPD, soweit sie im Vertrag zur Großen Koalition sichtbar sind, lassen nicht erkennen, wie die Problematik steigender Heizkosten und extremer fossiler Importabhängigkeit entschärft werden soll. Insbesondere **fehlt** eine **Gegenüberstellung** der Aufwendungen: Investitionen in die Energiewende einerseits, wachsende Kosten und Risiken einer fossilen Importabhängigkeit andererseits. Erst in der Zusammenschau wird erkennbar, welcher Pfad auch ökonomisch sinnvoller ist.

5. In der **Summe** beliefen sich die Nettoimportkosten für Öl, Gas und Steinkohle im Jahr **2012 auf 94 Mrd. Euro**. Nie zuvor musste eine höhere Summe aufgebracht werden. Im laufenden Jahr **2013** ist mit Kosten in Höhe von **91 Mrd. Euro** zu rechnen, dem bislang **zweithöchsten** Jahreswert. Kumuliert ergibt sich für die Jahre **2000-2013** eine Summe von **833 Mrd. Euro**.



6. Im Jahr **2012** mussten **3,5 % des deutschen BIP** aufgebracht werden, um die fossilen Energieimporte zu finanzieren. Das ist der **bislang höchste** Jahreswert. Im Jahr **2013** sind es voraussichtlich **3,4%**. Vor zehn Jahren lagen die Werte **nur halb so hoch bei 1,6 Prozent** des deutschen BIP. Mit anderen Worten: Ein immer größerer Anteil der Wirtschaftskraft muss für unsere fossile Energieabhängigkeit aufgewendet werden.

7. Dementsprechend stiegen auch die **Pro-Kopf-Ausgaben** für die fossilen Energieimporte im Jahr 2012. **Auf jeden Bundesbürger entfielen im Jahr 2012 1169 Euro.** Im laufenden Jahr 2013 sind es voraussichtlich **1135 Euro**. Vor 10 Jahren (2003) waren es nur **410 Euro**.



6. **Ausblick 2020/2030:** Durch Fracking gewonnenes Shale Oil (Schieferöl/LTO) kann diesen Preisanstieg nur kurzfristig abbremsen. Die deutschen Nettoimportkosten für Öl, Gas und Kohle legen in unserem konservativ gerechneten Szenario daher weiter zu. In nominalen Preisen klettern sie von jährlich **94 Mrd. Euro** (2012) über 118 Mrd. Euro (2020) und 173 Mrd. Euro (2030) auf **252 Mrd. Euro** (2040). **Kumuliert** sind das in den Jahren **2013-2030** insgesamt **2.300 Mrd. Euro**, die für fossile Energieimporte (Öl, Gas, Kohle) ausgegeben werden müssen.

7. **Heizkosten:** Allgemeine Kostentrends verdecken die **individuell** sehr unterschiedliche Entwicklung. Während die Heizkosten in sanierten Gebäuden oder Neubauten gesunken sind oder niedrig sind, werden die Mieter in älteren, **unsanierten** Gebäuden, die zudem noch eine der 1,2 Mio. veralteten **Ölheizungen** nutzen müssen, **überdurchschnittlich** vom Kostenanstieg betroffen. Hier liegt die **größte sozial- und energiepolitische Herausforderung der Wärmepolitik** in den kommenden Jahren.

8. **Preisprognose für Heizöl:** Eine konservativ gerechnetes Szenario lässt folgende Heizölpreise für Verbraucher in der Zukunft erwarten (in Preisen des jeweiligen Jahres):

- 2002 35 c/l (ca. 3,5c je kWh)
- 2012 90 c/l (ca. 9c je kWh)
- 2020 131 c/l (ca. 13c je kWh)
- 2030 184 c/l (ca. 18c je kWh)

Das entspricht einer Kostensteigerung von durchschnittlich 4% pro Jahr, was lediglich 1,5-2 Prozentpunkte über der allgemeinen Inflationsrate liegt. Die Heizölrechnung (ohne Warmwasser) einer durchschnittlich gedämmten Wohnung (150 kWh/70 qm) steigt dadurch von 945 Euro im Jahr 2012 auf 1932 Euro Ende des kommenden Jahrzehnts (2030), wenn keine Gegenmaßnahmen erfolgen.

9. **Exemplarische Gegenmaßnahmen:** Die steigende Kostenbelastung und die Preisrisiken fossiler Energieimporte könnten durch eine Reihe von Maßnahmen entschärft werden. Exemplarisch würde der Ersatz von 1 Mio. alten Ölheizungen, eine bessere Dämmung für 1 Mio. alte Wohngebäude, eine geringfügig effizientere PKW-Flotte und die Einführung von Elektroantrieben für einen Teil der PKW die Importkosten Deutschlands (Nettoölimporte) um **9,2 Mrd. Euro** pro Jahr entlasten. Das wären **13,5%** der gesamten Ölnettoimportkosten.

Tabelle: Vier Maßnahmen zur Verringerung der Ölabhängigkeit

Sektor	Maßnahme	Jährliche Einsparung bei Ölimportkosten
Wärme	Dämmung für 1 Mio. ölbefeuerte Altbauten	2,7 Mrd. Euro
Wärme	Ersatz für 1 Mio. alte Ölheizungen	0,8 Mrd. Euro
Verkehr	5 Mio. Elektrofahrzeuge (12% der PKW-Flotte)	2,8 Mrd. Euro
Verkehr	Ø Spritverbrauch um 1 l/100km verringern	2,9 Mrd. Euro
Summe		9,2 Mrd. Euro
	Zum Vergleich: Kosten für die Nettoölimporte 2012	67,8 Mrd. Euro

10. Schlussfolgerungen: Die deutsche Energiepolitik sollte frühzeitig auf Entwicklungspfade einschwenken, die das Kosten-, Klima- und Versorgungsrisiko minimieren. Zwei Kriterien sind dabei entscheidend:

- **Reduzierung des Energiebedarfs:** Viele Energiesparmaßnahmen, die heute zu teuer erscheinen, werden sich rechnen, wenn steigende fossile Energiepreise berücksichtigt werden.
- **Regenerative Energieerzeugung:** Anders als bei der fossilen Versorgung fallen hier die Kosten Jahr für Jahr aufgrund technologischer und organisatorischer Innovationen. Hinzu kommen höhere **Wertschöpfungs- und Arbeitsplatzeffekte** in der Region sowie eine weitaus geringere **Klima- und Umweltbelastung**.

1. Einleitung

Für die meisten Mieter wird das Jahr 2013 zum teuersten Heizjahr der Geschichte. Die Heizpauschalen werden erhöht und die Nachschlagzahlungen erreichen oftmals hohe dreistellige Summen, gegen die jede Anhebung der EEG-Umlage verblasst.

Alles deutet darauf hin, dass neue Negativrekorde folgen werden: Die Abhängigkeit der meisten deutschen Privathaushalte, v.a. in den unteren und mittleren Einkommensschichten, von Öl- und Gasheizungen hält unvermindert an und sorgt für eine steigende Zahl vermeidbarer sozialer Härten.

Wie bei der Einkommensentwicklung öffnet sich auch bei den Heizkosten eine immer größere Schere zwischen Arm und Reich: Hier die gut isolierten, mit modernen Heizanlagen ausgestatteten Neubauten - dort die schlecht gedämmten, von alten Ölbrennern versorgten Bestandsbauten.

Für diese Kostenrekorde gibt es zwei Ursachen: Ein ungewöhnlich langer Winter 2012/2013, aber vor allem unsere Abhängigkeit von teuren fossilen Energieträgern für die Wärmeversorgung.

Mangels eigener Ressourcen steigt die Abhängigkeit Deutschlands und der EU von fossilen Energieimporten, also Öl, Gas und Steinkohle, immer weiter an.¹ Alle drei Energieträger erlebten in den letzten 10 Jahren einen beispiellosen Preisanstieg. Die Konsequenz sind immer wieder neue Rekordkosten: 2012 waren es insbesondere die Kraftstoffpreise, die neue Allzeithochs erklimmen und eine Debatte über unsere einseitige Kraftstoffpolitik auslösten. Jetzt sind es die Heizkosten.

Die aktuelle Energiedebatte konzentriert sich jedoch einseitig auf den Stromsektor, und hier vor allem auf die Kosten der Energiewende. Die Debatte bleibt jedoch unvollständig, wenn nicht auch die **Kosten** und **Kostenrisiken** unserer **bestehenden, ganz überwiegend fossil geprägten** Energieversorgung berücksichtigt werden.

Die Bewertung der Investitionen für eine breite Energiewende in Deutschland ist also erst dann tragfähig, wenn auch die Kosten unserer bestehenden, fossil geprägten Energieversorgung betrachtet werden:

- Was kosten uns diese fossilen Importe?
- Wie teuer wird die Energieversorgung in den kommenden Jahrzehnten sein?
- Was bedeutet das für die Heizkosten, wenn nicht umgesteuert wird?
- Welche Gegenmaßnahmen sind denkbar?²

¹ Zuletzt warnte die Bundesanstalt für Geowissenschaften (BGR) vor den Risiken einer drohenden Rohstoffverknappung. BGR; Bericht zur Rohstoffsituation in Deutschland 2012, Hannover 2013.

² Dieser Bericht greift u.a. auf zwei frühere Studien für die BT-Fraktion Bündnis 90/Die Grünen zurück: "Die Kosten fossiler Energieimporte 2000-2012" (Autor: S.Bukold/EnergyComment) sowie "Verheizt? Heizöl im deutschen Wärmemarkt Preisrisiken und Alternativen" (Autor: S.Bukold/EnergyComment). Dort finden sich weitere Informationen und methodische Hinweise zu den hier angesprochenen Themen.

2. Auf kleiner Flamme: Der GroKo-Vertrag

Der Ist-Zustand: Wachsende wärmepolitische Herausforderungen

Die neue Regierung in Berlin beginnt ihre Arbeit in einem Umfeld großer wärmepolitischer Herausforderungen:

- Die Heizkosten laufen für immer mehr Mieter und Eigenheimbesitzer aus dem Ruder.
- Die Geschwindigkeit der energetischen Sanierung der Gebäude und der Modernisierung der Heizungsanlagen kann mit dem Anstieg der Öl-, Gas- und Fernwärmepreise nicht Schritt halten.
- Für die soziale Dimension des Heizkostenanstiegs ("Energiearmut") gibt es keine nachhaltigen Konzepte.
- Bei der Wärmewende im Gebäudebestand wird es kaum noch voran.
- Die langfristigen wärmepolitischen Ziele der Energiewende erscheinen zunehmend illusionär.

Die Heizkostenabrechnung fiel 2012 für ölbeheizte Wohnungen 22% höher als 2011. Bei Gasheizungen waren es 9,5% mehr, bei Fernwärme 10,5%. Die Nachzahlungen für 2012 beliefen sich für eine 80qm große Wohnung mit Ölheizung auf durchschnittlich 204 Euro.

Bundesweit lagen die Heizkosten 2012 um 9% höher als 2011. Der Trend setzte sich im langen Winter 2013 fort. Allein das erste Quartal dürfte laut DMB zu erneuten Mehrkosten von 55-65 Euro pro Haushalt geführt haben. Eine erste Prognose (Stand Oktober) für 2013 ergab, dass die Heizkosten weiter steigen (80qm-Wohnung):³

- Ölheizung 1288 Euro (+157 Euro gegenüber 2012)
- Gasheizung 1031 Euro (+151 Euro gegenüber 2012)
- Fernwärme 1158 Euro (+175 Euro gegenüber 2012).

Selbst wenn man den Effekt milderer bzw. kälterer Winter herausrechnet, gelingt es nicht mehr, den Preisanstieg der Energierohstoffe durch einen reduzierten Verbrauch spürbar zu entschärfen. Dazu ist die Sanierungsquote der Gebäude und die Modernisierungsquote der Heizungen zu gering.⁴

Auch die neue EnEV 2014 (Energieeinspar-Verordnung) ist für den Bereich der Bestandsbauten nicht ambitioniert genug, da sie nur extrem alte Konstanttemperaturkessel für Öl und Gas erfasst und umfangreiche Ausnahmeregelungen zulässt. Die unbefristete Verlängerung der Laufzeiten von Nachtspeicherheizungen weist ebenfalls in die falsche Richtung, da sie extrem hohe Kosten in vielen Mietwohnungen zementiert.

Gleichzeitig konnten sich Erneuerbare Energien in Bestandsbauten bislang nur in Form von Pelletheizungen spürbar durchsetzen, während integrierte Wärmenetze mit großen Wärmespeichern noch immer ein Schattendasein fristen.⁵ Da die Biomasse nicht beliebig vermehrbar ist und auch für andere Anwendungen zur Verfügung stehen muss, steht die deutsche Wärmepolitik vor einem großen konzeptionellen Problem. Die Hauptstütze des bisherigen regenerativen Wachstums wird stagnieren, während sich die Alternativen nur langsam entwickeln.

³ Deutscher Mieterbund/CO2Online: Heizspiegel 2013; [Techem.de](#) Kühtere Witterung und gestiegene Energiepreise in 2012 haben Privathaushalte belastet, Eschborn 29. Nov. 2013.

⁴ Vgl. hierzu ausführlich die Shell/BDH: Hauswärmestudie - Klimaschutz im Wohnungssektor: Wie heizen wir morgen?, Hamburg 2013.

⁵ Vgl. hierzu ausführlich: Hamburg-Institut: Soziale und Nachhaltige Wärmepolitik - Kurzstudie für das Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, Erfurt/Hamburg, 21. August 2013.

Nach dem Einbruch bei den Biokraftstoffen droht nun also auch im Wärmemarkt ein Rückschlag bei der Energiewende.

Die Ziele der Großen Koalition (Groko-Vertrag)

Wie reagiert die Große Koalition bislang auf diese Herausforderungen? Das Projekt der deutschen Energiewende, also die drastische Reduzierung der Treibhausgasemissionen durch einen reduzierten Energiebedarf sowie die Verdrängung fossiler Energieträger durch Erneuerbare Energien in den Bereichen Kraftstoffe, Wärme und Strom, in schwerem Fahrwasser. Die Kraftstoffwende stagniert bereits seit Jahren, die Wärmewende dümpelt vor sich hin, und die Stromwende wird zur Zeit abgebremst.

Die Vorhaben der Großen Koalition aus CDU/CSU und SPD, soweit sie im Koalitionsvertrag bereits erkennbar sind, lassen nur einen geringen Ehrgeiz erkennen, die Problematik steigender Heizkosten und extremer fossiler Importabhängigkeit zu entschärfen. Man gewinnt sogar den Eindruck, dass sie die Wende außerhalb des Stromsektors nur noch moderieren will, denn die Ausführungen im Abschnitt „Die Energiewende zum Erfolg führen“ werden ihrem Titel nur ansatzweise gerecht.

Insbesondere fehlt eine Gegenüberstellung der Aufwendungen: Investitionen in die Energiewende einerseits, wachsende Kosten und Risiken einer fossilen Importabhängigkeit andererseits. Da die fossile Gegenrechnung fehlt, können Investition in die Wärme- oder Kraftstoffwende nur unter dem Gesichtspunkt der Kosten, aber nicht der langfristigen Einsparungen bewertet werden.

Wärmepolitisch entsteht dadurch ein „Dienst nach Vorschrift“, der die steigende Heizkostenbelastung der Privathaushalte ebenso wie die Preisrisiken fossiler Energieimporte weitgehend ignoriert. Klimapolitisch wird auf Fernziele verwiesen, sozialpolitisch werden keine Konzepte entwickelt.

Im Bereich der Wärmepolitik wird zwar an den langfristigen Zielen festgehalten, aber konkret ist nicht erkennbar, mit welchem Fahrplan und welchen Zwischenetappen diese Ziele erreicht werden sollen. Dabei ist schon jetzt klar, dass der jetzige Kurs ohne explizite Weichenstellungen nicht ausreichen wird, die wärmepolitischen Ziele für die Zeit nach 2020 auch nur annähernd zu erreichen.

Das hat schon heute weitreichende Folgen für konkrete Investitionsvorhaben: Jedes Jahr werden in Deutschland etwa 1 Million Heizungen saniert, ersetzt oder neu eingebaut. Die Medienkampagnen gegen Erneuerbare Energien und Gebäudesanierungen sowie für eine scheinbare langfristige Sicherheit bei Öl- und Gaspreisen (Stichwort: Fracking) verunsichern jedoch: Welche Investitionsentscheidung ist nun richtig? Die Ölheizung modernisieren, das Gebäude (teil-)sanieren oder auf regenerative Heizlösungen setzen?

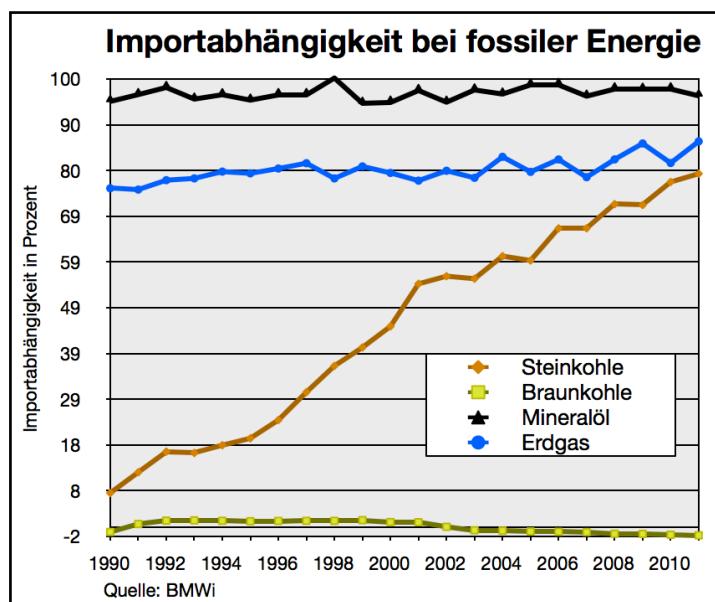
Hier wird ein wärmepolitischer Rahmen gebraucht, der langfristig orientierte Investitionen im privaten und gewerblichen Sektor in eine ökonomisch und klimapolitisch optimale Richtung lenkt.

3. Fossile Energiemporte: Steigende Preise, steigende Abhängigkeiten

Öl aus Libyen, Erdgas aus Russland, Steinkohle aus Kolumbien: Ein herausragender Aspekt der deutschen Energieversorgung ist ihre Importabhängigkeit. Ohne die reibungslose internationale Versorgung mit den fossilen Energieträgern Öl, Gas und Steinkohle könnten weder die deutsche Wirtschaft, noch die deutsche Gesellschaft funktionieren. Fast der gesamte motorisierte Personen- und Güterverkehr, ein großer Teil der Stromversorgung und der größte Teil der Wärmeversorgung ist von diesen Energieressourcen abhängig.

Die Einflussmöglichkeiten der nationalen und europäischen Politik auf die Energiekosten sind in den letzten Jahrzehnten geschrumpft, da der Energiemix und die Verkehrspolitik einseitig auf zunächst preiswerte und leicht verfügbare, zunehmend aber knappe und teure Energieimporte ausgerichtet wurde.

Heute ist Deutschland fast vollständig von fossilen Energieimporten abhängig. Die Importabhängigkeit bei Öl liegt um die 96%, bei Erdgas um die 86% und bei Steinkohle nahe 79% (vgl. Chart). Nur bei den meisten Erneuerbaren Energien und der Braunkohle liegt der Inlandsanteil bei 100%.



Preisanstieg und Importabhängigkeit wiegen bei Öl besonders schwer, da hier keine gleichwertigen Alternativen zur Verfügung stehen, während Gas und Kohle zumindest bei der Stromerzeugung leichter substitutierbar sind.

Fast schon vergessen sind die Befürchtungen aus den Jahren 2007/2008, als die Preise für Öl, Gas und Kohle unaufhaltsam zu steigen schienen. Fragen zur langfristigen Finanzierbarkeit einer einseitig fossilen Energieversorgung wurden laut - und nur wenige Jahre später in Südeuropa von der Wirklichkeit eingeholt: Unbezahlbare Heizölrechnungen führen zur Abholzung kritischer Baumbestände; hohe Tankstellenpreise schränken die motorisierte Mobilität großer Teile der Bevölkerung ein.

Eine schwere globale Rezession, die Dauerkrise Südeuropas und neue Fördermethoden in den USA (Schiefergas, Schieferöl) haben die unmittelbaren Versorgungsängste nach 2008 in den Hintergrund gedrängt. Aber für wie lange? In der Zukunft wird sich immer wieder die Frage nach den Kosten und der Resilienz (Widerstandsfähigkeit) unserer Energieversorgung stellen: Dezentral und regenerativ - oder fossil, global und zentralisiert.

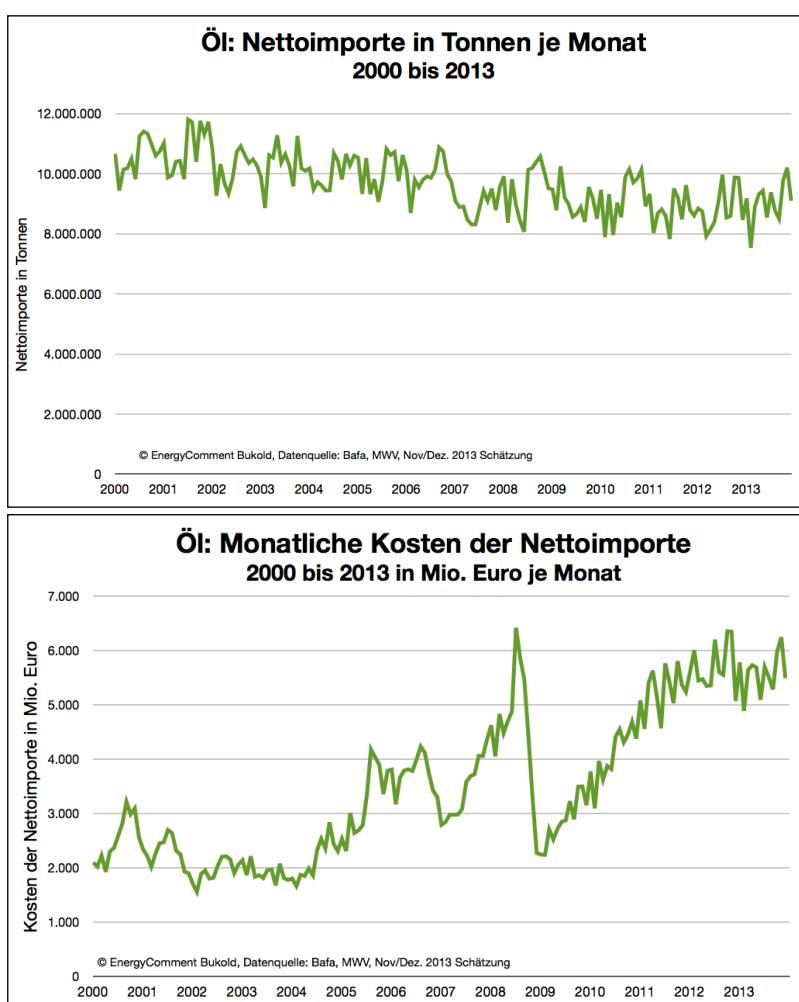
3.1 Importmengen und Importkosten für Öl, Gas und Steinkohle⁶

Fossile Ölimporte

Die Ölnettoimporte ergeben sich aus den Importmengen an Rohöl und Ölprodukten (Dieselkraftstoff, Rohbenzin etc.) abzüglich der Exporte. Die Nettoimporte sanken nach dem Jahr 2000 zunächst, bleiben aber seit 2007 in etwa stabil. Das ist vor allem auf die Mengenentwicklung bei Heizöl zurückzuführen. Der Verbrauch anderer Ölprodukte (Kraftstoffe, petrochemische Vorprodukte, etc.) ist vergleichsweise konstant.⁷

Der Mineralölabsatz in Deutschland wird 2013 voraussichtlich um 2 Prozent auf 105 Mio. Tonnen steigen. Die Exporte von Ölprodukten legten marginal zu, während die Produktimporte deutlich anzogen. Die Rohölimporte veränderten sich nur geringfügig.⁸

Die monatlichen Kosten für diese Nettoimporte liegen zur Zeit bei durchschnittlich 5-6 Milliarden Euro. Im Jahr **2012** betrugen die **Kosten für die deutschen Ölnettoimporte insgesamt 68 Mrd. Euro**. Im laufenden Jahr **2013** ist mit **67 Mrd. Euro** zu rechnen.



⁶ Bei Redaktionsschluss (20. Dezember 2013) lagen bei der Bafa noch nicht alle Daten für das laufende Jahr vor. Die fehlenden Monatswerte wurden daher von der AG Energiebilanzen, MWV, BDEW und VDKi übernommen, die bereits vorläufige Jahrezahlen vorgelegt haben. Fehlende Preisdaten wurden geschätzt (Kohle: Rotterdam Importpreise; Erdgas: NBP, EEX/NCG und zeitversetzte Ölindexierung; Öl: Rotterdamer Produktpreise und ICE-Brent).

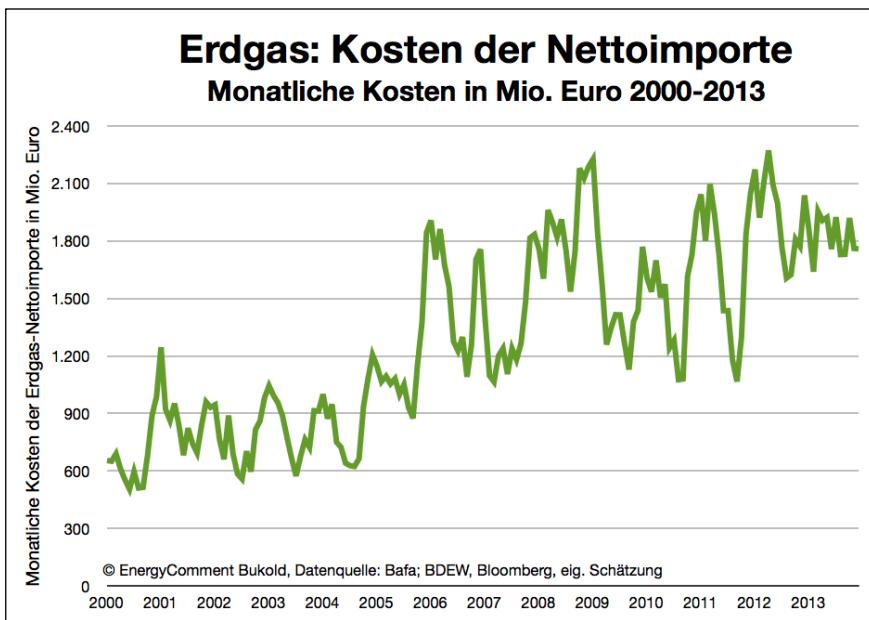
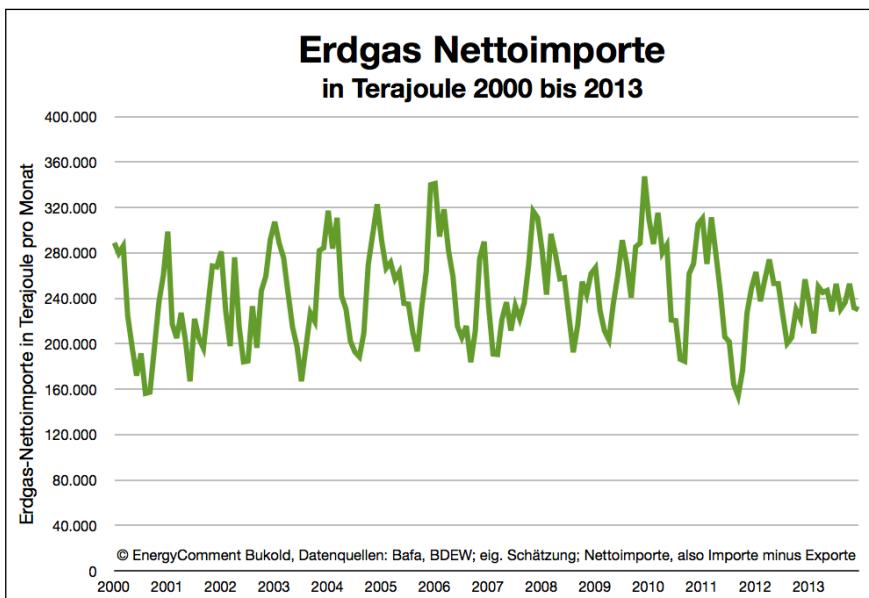
⁷ Vgl. detailliert: <http://www.energycomment.de/olverbrauch-deutschland-1995-2012/>

⁸ Vorläufige Daten des Mineralölwirtschaftsverbandes MWV.

Erdgasimporte

Die Nettoimportmengen (Importe minus Exporte) von Erdgas⁹ blieben in den letzten 13 Jahren relativ konstant. Sie stiegen zunächst bis 2006 und sinken seither. Im laufenden Jahr 2013 lagen die Nettoimporte bei ca. 2,8 PJ.¹⁰

Die monatlichen Kosten für diese Importe liegen zur Zeit bei durchschnittlich 1,8 Milliarden Euro. **Im Gesamtjahr 2012 betragen sie 23 Mrd. Euro. Im laufenden Jahr 2013 ist mit 22 Mrd. Euro zu rechnen.**¹¹



⁹ Laut Bafa; zur Vorgehensweise und zu methodischen Einschränkungen siehe Anhang.

¹⁰ Vgl. Bafa und auch BDEW: Entwicklungen in der deutschen Erdgaswirtschaft 2013, Dez. 2013, vorläufige Zahlen.

¹¹ Die offiziell gemeldeten Daten über fossile Energieimporte (Bafa) im Jahr 2013 sind vorläufig.

Steinkohlenimporte für Kohlekraftwerke

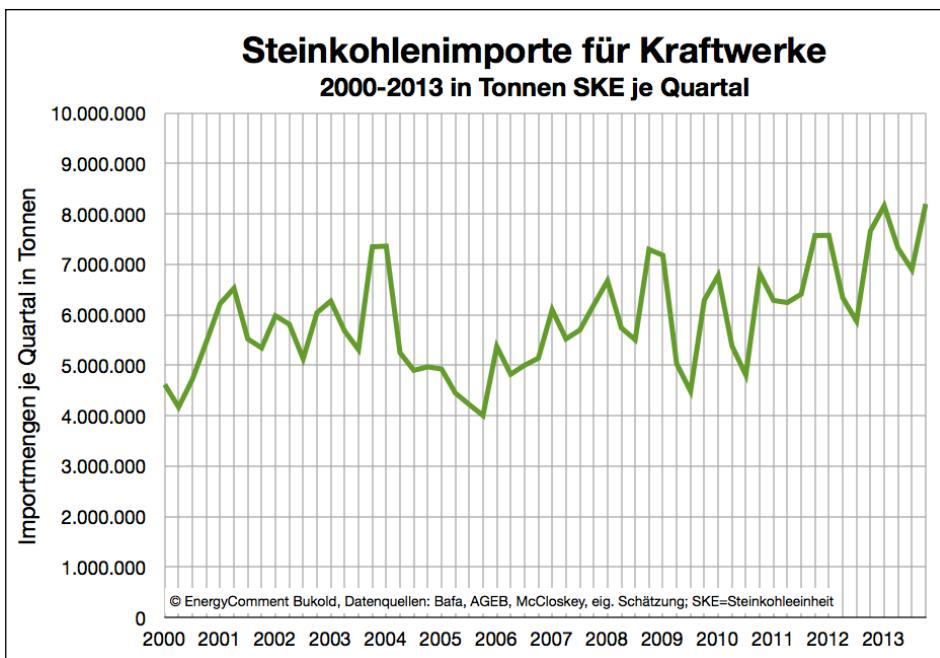
Im Jahr 2012 sind die Importmengen für Kraftwerksteinkohlen laut Bafa deutlich auf 32,0 Mio. Tonnen Steinkohle bzw. 27,5 Mio. Tonnen SKE (Steinkohleneinheiten) gestiegen. Die Mengen lagen 2013 bei ca. 30,5 Mio. t. SKE.¹²

Die gesamten Steinkohlenimporte, also einschließlich der Kohlen für den Wärmemarkt und die Stahlindustrie, lagen 2012 bei 44,7 Mio. t SKE. Der Anstieg setzte sich 2013 fort und erreichte laut AGEB 50,3 Mio. t SKE, verzeichnete also ein sehr deutliches Plus von 12,5%, auch um die zurückgehende einheimische Förderung zu ersetzen.

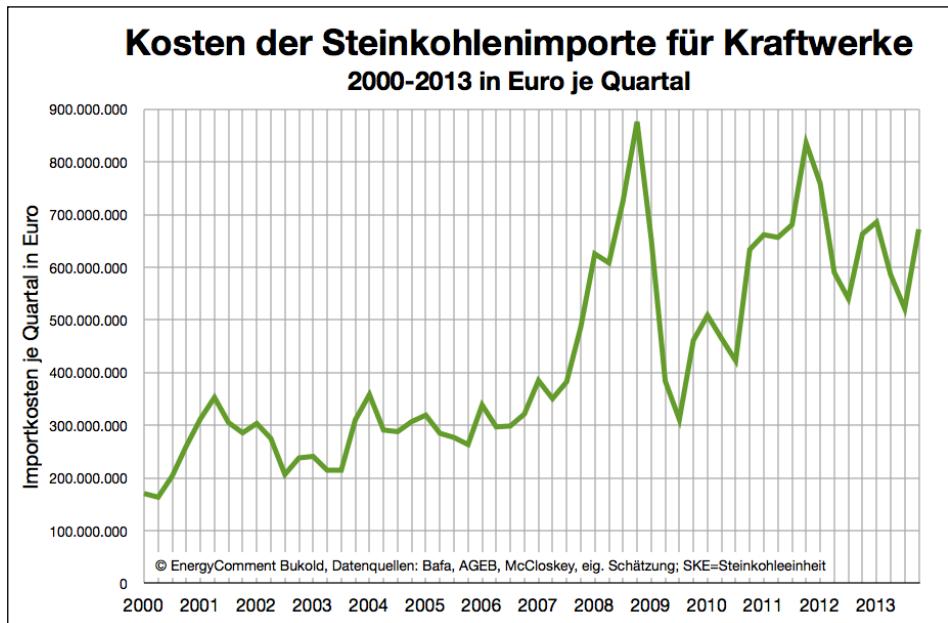
Der größte Teil der zusätzlichen Steinkohlenmengen wurde in Kraftwerken verfeuert. Damit reagierte die deutsche Stromwirtschaft auf international fallende Kohlepreise und niedrige CO2-Kosten.

Die Importkosten für Steinkohlen sind in den letzten 12 Jahren deutlich gestiegen. Vor einem Jahrzehnt mussten durchschnittlich 200-300 Mio. Euro pro Quartal aufgewendet werden. Mittlerweile sind es im Durchschnitt 600 Mio. Euro. Bei Lieferproblemen, z.B. bei den häufigen Flutkatastrophen in den Kohleregionen Australiens, können die Kosten schnell über 800 Mio. pro Quartal klettern.

Im laufenden Jahr 2013 ist mit Importkosten von ca. 2,5 Mrd. Euro zu rechnen. Das entspricht in etwa dem Vorjahreswert, da niedrigere Einfuhrpreise durch höhere Einfuhrmengen kompensiert wurden.



¹² Die Bafa-Statistik erfasst nur die Steinkohle für Kraftwerke (Kesselkohle). Daneben wird Importkohle v.a. in der Eisen- und Stahlindustrie eingesetzt. Datenquellen für die Daten in diesem Bericht sind Bafa, VDKi, AGEB, McCloskey.



3.2 Importkosten insgesamt (Öl, Gas, Steinkohle)

Was kosten uns diese Importe insgesamt? Welche Summe könnte (theoretisch) im Außenhandel eingespart werden, wenn sie durch einheimische Energieträger bzw. Erneuerbare Energien ersetzt werden?

Zunächst ein Rückblick auf das Jahr 2012. Deutschland gab für die Nettoimporte im Einzelnen aus:

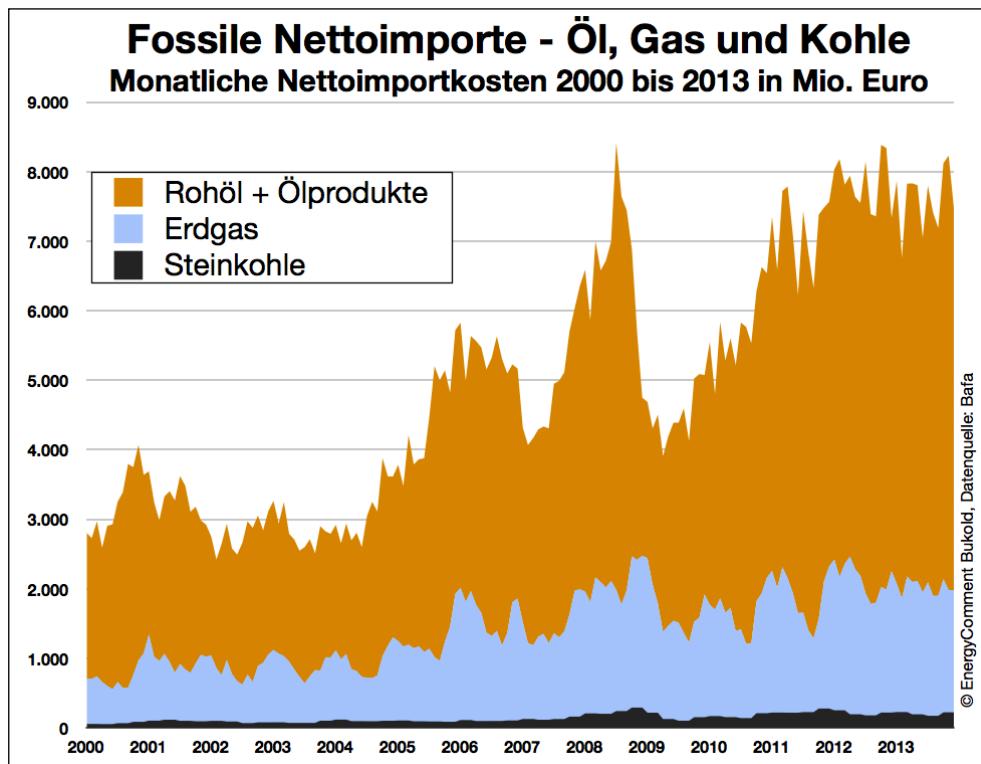
- für **Steinkohle** (Kraftwerkskohle) **2,6 Mrd. Euro**
- für **Erdgas** **23,2 Mrd. Euro**
- für **Rohöl/Ölprodukte** **68,4 Mrd. Euro**.

In der Summe beliefen sich die Nettoimportkosten für Öl, Gas und Steinkohle im Jahre **2012 auf 94 Mrd. Euro**. Nie zuvor musste eine höhere Summe für die fossilen Energieimporte aufgebracht werden. Im laufenden Jahr **2013** ist mit Kosten in Höhe von **91 Mrd. Euro** zu rechnen, dem bislang **zweithöchsten Jahreswert**.

Kumuliert ergibt sich für die Jahre **2000-2013** die beeindruckende Summe von **833 Mrd. Euro** für die fossilen Nettoimporte.

Die **monatlichen** Importkosten für Öl, Gas und Kohle liegen 2012 und 2013 in der Nähe der Rekordwerte, die im Sommer 2008 kurz vor dem Zusammenbruch der internationalen Finanzmärkte gezahlt werden mussten.

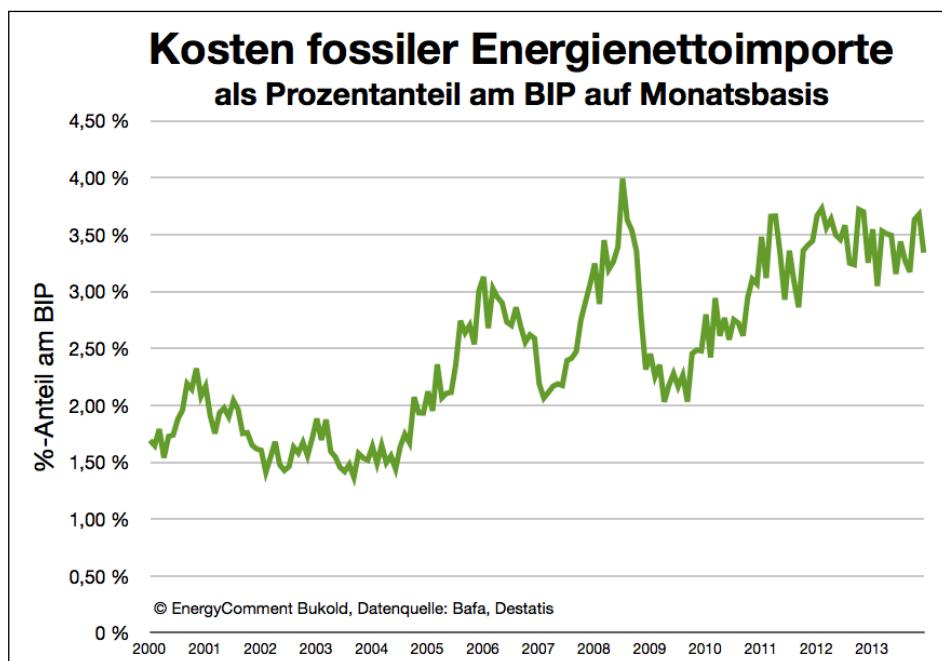
Deutlich sichtbar ist die Dominanz der Ölimportkosten, während die Steinkohle (Kraftwerkskohle) kaum ins Gewicht fällt. Der Anstieg der Kosten seit 2005 geht fast ausschließlich auf das Konto der gestiegenen Ölpreise.



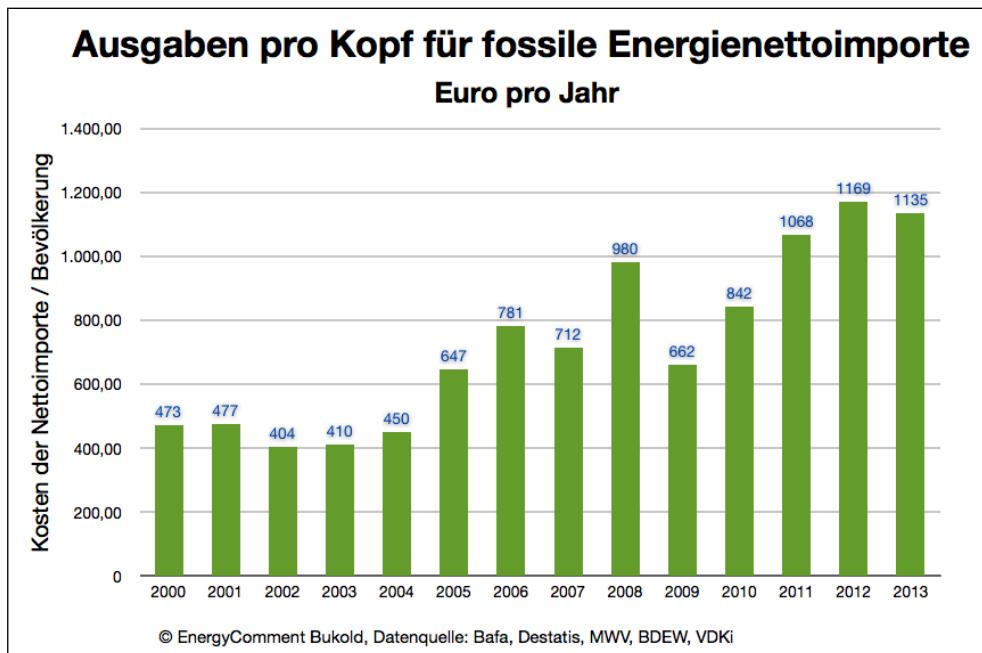
3.3 Importkosten je Kopf und als BIP-Anteil

Im Jahr 2012 mussten **3,5 % des deutschen BIP aufgebracht werden, um die fossilen Energieimporte zu finanzieren**. Das ist der bislang höchste Jahreswert. Im Jahr 2013 sind es voraussichtlich **3,4%**.

Selbst das Jahr 2008, das im ersten Halbjahr hohe Monatswerte von über 4% aufwies, hatte einen niedrigeren Jahresschnitt von 3,3%. **Vor zehn Jahren lagen die Werte bei 1,6 Prozent des deutschen BIP, also nur halb so hoch.** Mit anderen Worten: Ein immer größerer Anteil unserer Wirtschaftskraft muss für die fossile Energieabhängigkeit aufgebracht werden.



Dementsprechend stiegen auch die **Pro-Kopf-Ausgaben** für die fossilen Energieimporte¹³ im Jahr 2012. Auf jeden Bundesbürger entfielen im Jahr 2012 **1169 Euro**. Im laufenden Jahr sind es voraussichtlich **1135 Euro**. Vor 10 Jahren (2003) waren es nur **410 Euro**.



3.4 Indirekte Kosten fossiler Energieimporte

CO2-Emissionen

Bei der Nutzung, also der Verbrennung von Öl, Gas und Kohle entstehen große Mengen an CO2. Im Jahr 2012 prouzierten die importierten fossilen Energieträger **ca. 581 Mio. Tonnen CO2**. Sie können folgendermaßen zugeordnet werden:¹⁴

- Nettoimporte Öl/Ölprodukte: 332 Mio. Tonnen CO2
- Nettoimporte Erdgas: 159 Mio. Tonnen CO2
- Nettoimporte Steinkohle: 90 Mio. Tonnen CO2.

Zur Größenordnung dieser CO2-Mengen: 80% der gesamten Biomasse in Deutschland wird benötigt, um das bei der Verbrennung der fossilen Importe Jahr für Jahr entstehende CO2 der Atmosphäre zu entziehen.¹⁵

Insgesamt gelangten durch die Verbrennung der fossilen Energieimporte **2000-2012 etwa 7.850 Mio. Tonnen CO2** in die Atmosphäre.

¹³ Wenn nicht ausdrücklich anders angegeben, handelt es sich in diesem Text stets um Nettoimporte, also Import minus Export.

¹⁴ Die Menge an CO2-Emissionen, die bei der Verbrennung einzelner Energieträger und Kraftstoffe entsteht, ist je nach Quelle leicht unterschiedlich. Wir verwenden die Daten des Umweltbundesamtes (UBA).

¹⁵ Auf Basis folgender Untersuchung: Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina (2013): Bioenergie – Möglichkeiten und Grenzen. Halle (Saale). Der Wert bezieht sich auf die Nettoprämrproduktion.

Wertschöpfung und Arbeitsplätze

Eine fossile, importabhängige Energieversorgung verzichtet gegenüber einer einheimischen Lösung auf erhebliche Wertschöpfungs- und Arbeitsplatzeffekte.

Die fossile Infrastruktur ist kapitalintensiv (Tanker bzw. Frachter, Pipelines, Häfen, Großkraftwerke) und erzeugt vergleichsweise wenige Arbeitsplätze. Die finanziellen Aufwendungen für die laufende Verbrennung der Energieträger verlassen das Land bzw. die EU und erzeugen damit die Notwendigkeit, exportstarke Branchen aufzubauen, um die Energieimporte finanzieren zu können.

Diese außenwirtschaftliche Abhängigkeit erscheint so lange nebensächlich, wie die eigene Wirtschaft konkurrenzfähig ist. Wenn dies jedoch nicht mehr der Fall ist, aus welchen Gründen auch immer, kann eine Exportschwäche die Einfuhr lebensnotwendiger, teurer Energieressourcen erschweren oder sogar verhindern. Das ist ein wirtschaftspolitisches und gesellschaftliches Risiko, das minimiert werden sollte.

Der Aufbau und die Unterhaltung einer Energieversorgung, die auf regenerative heimische Energiequellen setzt ist demgegenüber vergleichsweise arbeitsplatzintensiv und hält einen großen Teil der Wertschöpfung im Land bzw. sogar in der nahen Region.

Die Nettoimportausgaben für Öl, Gas und Steinkohle in Höhe von 91 Mrd. Euro (2013) stellen eine Kaufkraft von 1135 Euro pro Kopf und Jahr dar, die theoretisch in der Region bleiben und über Multiplikatoreffekte entsprechenden Wohlstand schaffen könnten.

Die Dezentralität moderner, regenerativer Energiesysteme erhöht zudem die Resilienz (Widerstandsfähigkeit) und Planbarkeit des Gesamtsystems und verteilt die Wertschöpfung gleichmäßiger über die Fläche.

Wechselkursrisiken

Im letzten Jahr wurde deutlich, welche Preisrisiken durch Energieimporte aus anderen Währungsräumen entstehen können. Obwohl 2012 die Rohölpreise 20 Prozent unter den Höchstständen des Jahres 2008 lagen, mussten an der Tankstelle und für Heizöl Rekordpreise gezahlt werden, da der Euro gegenüber dem Dollar an Wert verloren hatte.

Eine regenerative Energieversorgung könnte diese Währungsrisiken weitgehend eliminieren, da lediglich bei bestimmten Kapitalkosten und bei einzelnen Komponenten, die auf dem Weltmarkt zugekauft werden müssen, solche Risiken auftreten könnten. Im laufenden Betrieb spielen die Wechselkurse dann keine Rolle mehr.

Kosten für strategische Ölreserven

Wegen der hohen Importabhängigkeit Deutschlands entstehen der Gesellschaft zusätzliche Kosten durch die Vorhaltung strategischer Reserven, die im Notfall die Öl- und Gasversorgung für mehrere Monate sichern können.

Die in Deutschland vom EBV (Erdölbevorratungsverband) eingelagerten Rohöl- und Ölproduktmengen (ohne Delegationsmengen) haben einen Marktwert von etwa 20 Mrd. Euro.¹⁶ Dieses Kapital könnte dem Haushalt zur Verfügung stehen, sobald es gelingt, die Abhängigkeit von Ölimporten auf ein strategisch erträgliches Maß zu reduzieren. Die Reserven könnten dann verkauft werden - eine Art "Begrüßungsgeld" im postfossilen Zeitalter. Allerdings ist hier eine Gegenrechnung notwendig, da die fluktuierende Einspeisung von Sonnen- und Windenergie beim gegenwärtigen Stand der Technik die kapitalintensive Vorhaltung aufwendiger Puffer notwendig macht.

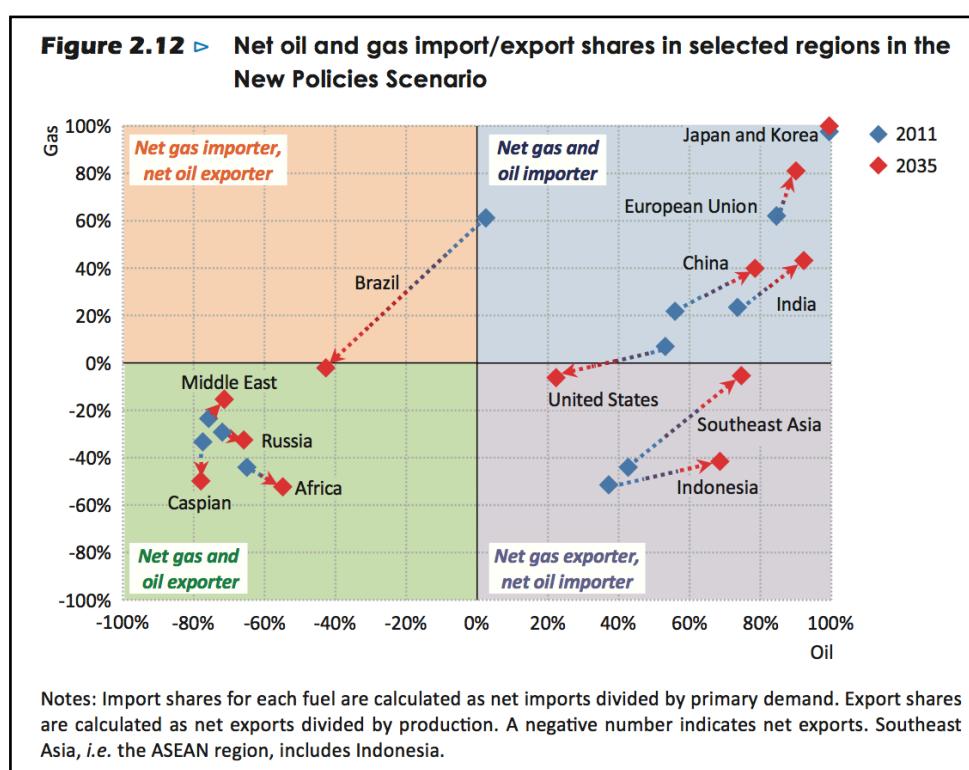
¹⁶ Geschäftsbericht des EBV: http://www.ebv-oil.org/cms/pdf/EBV_GB_2011_2012.pdf und eigene Berechnung auf Grundlage der EBV-Daten.

4. Ausblick 2030: Preis- und Versorgungsrisiken bei Rohöl und Heizöl

4.1 Wachsende Abhängigkeit und steigende Risiken

Wie entwickeln sich die Importabhängigkeiten bei Rohöl (x-Achse) und bei Erdgas (y-Achse) in den kommenden Jahrzehnten, falls politisch nicht gegengesteuert wird? Das folgende Schaubild zeigt das Hauptszenario der IEA (Internationale Energieagentur) bis zum Jahr 2035.¹⁷ Links unten stehen die Länder, die sowohl Gas als auch Öl exportieren; also Russland, Afrika, der Nahe Osten (Middle East) und der Kaspische Raum. Hier gibt es nur geringe Verschiebungen bis 2035. Den größten Sprung macht Brasilien: vom Importeur von Öl und Gas zum Exporteur. Auch die USA können ihre Position etwas verbessern, bleiben aber von Rohölimporten abhängig.

Bei den übrigen Staaten verschlechtert sich die Lage: **Vor allem die EU** steuert von einer ohnehin schon großen auf eine fast **vollständige Importabhängigkeit** zu. Auch Indien, China, Südostasien und selbst Indonesien rutschen in eine größere Abhängigkeit, v.a. von Ölimporten. Sollte es also in den kommenden Jahrzehnten zu Versorgungsgängässen kommen, wird eine wachsende Zahl von Ländern um die Gunst einer immer kleineren Zahl von Exporteuren konkurrieren müssen.



Zusätzlich zur Abhängigkeit von großen Importmengen stellt sich die Frage, welche **zukünftigen Preisrisiken** speziell mit fossilen Energieimporten verbunden sind?

Grundsätzlich haben alle Formen der Energieversorgung Preis- und Kostenrisiken. Das gilt auch für *regenerative* Energieformen, wo z.B. instabile Branchenstrukturen oder internationale Handelskonflikte für starke Preisschwankungen und Knappheitspreise bei der Hardware (Windturbinen, Solarzellen) oder bei Dienstleistungen sorgen können. Diese Risiken beschränken

¹⁷ IEA: World Energy Outlook 2013, Paris 2013.

sich jedoch gewöhnlich auf den Ausbau des Energieangebots, nicht auf die laufende Energieerzeugung in bereits bestehenden Anlagen.

Bei der *fossilen* Energieversorgung steigen dagegen die Preisrisiken sowohl beim Ausbau der Förderinfrastruktur (Offshore-Plattformen, Stahl für Pipelines, entlegene Kohleminen, etc.) als auch beim laufenden Betrieb.

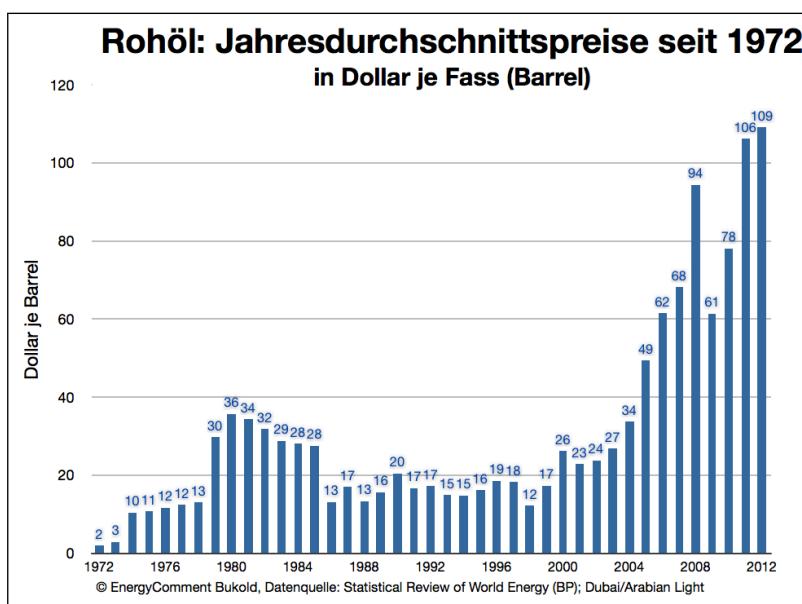
Eine ganze Palette von Risiken wurde in den letzten Jahren sichtbar:

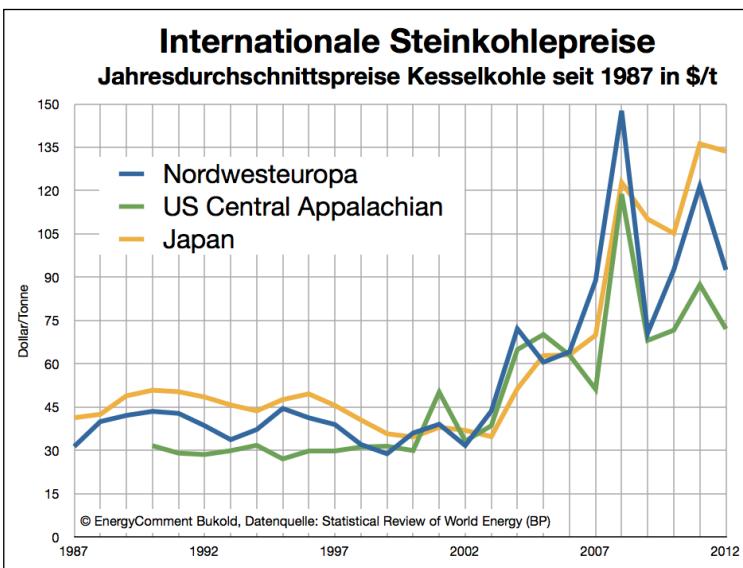
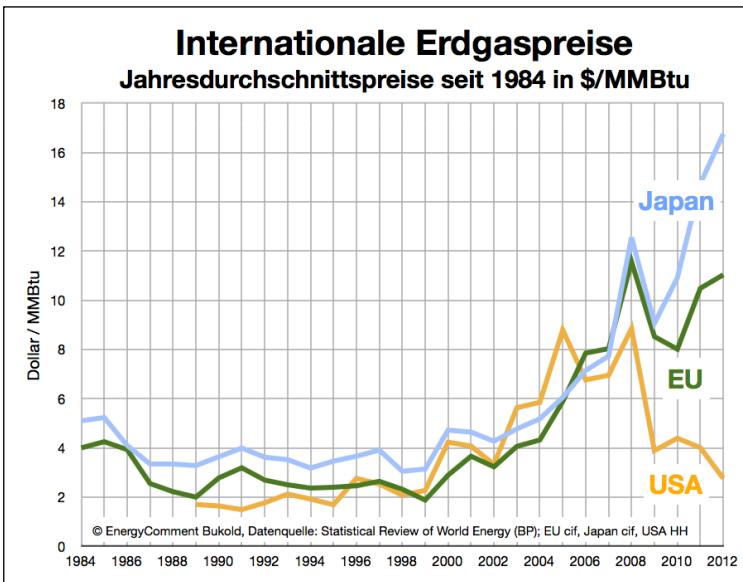
- geopolitische Versorgungsrisiken
- geologische Verknappungsrisiken
- internationale Kartellrisiken
- technisch-ökologische Risiken (Wirbelstürme, Überflutungen, Unfälle)
- Wechselkursrisiken

Diese latenten Risiken können jederzeit manifest werden und für steil steigende Energiepreise sorgen. Selbst unter sehr optimistischen Annahmen sind erhebliche Preisrisiken vorhanden. Auch gemäßigte Szenarien lassen vermuten, dass die Aufwendungen in den kommenden Jahrzehnten weiter steigen werden, selbst wenn es zu keinen größeren Krisen in wichtigen Öl- oder Gasproduzentenländern kommen sollte.

Wichtige Ursachen für diesen langfristigen Preistrend sind immer höhere Kosten bei der Öl-, Gas- und Kohleförderung, die abnehmende Qualität neuer Ressourcenfunde, die Standortrisiken neuer Förderanlagen (Tiefsee, Arktis) und die allmähliche globale Verknappung bei Rohöl. Hinzu kommen die Anforderungen wichtiger Produzenten- und Kartellländer, die auf den Märkten hohe Preise durchsetzen müssen, um sich innenpolitisch durch eine teure Klientelpolitik zu stabilisieren.

Die folgenden drei Schaubilder zeigen für Rohöl, Erdgas und Steinkohle den rapiden Anstieg der Jahresdurchschnittspreise der letzten Jahre.





4.2 Fracking: Fossil Fuels Forever?

Könnten die Ölpreise für lange Zeit stabil bleiben oder sogar fallen? Diese These setzt einen Trendbruch in der Preisentwicklung voraus und ignoriert weitgehend akzeptierte Argumente für einen weiteren Ölpreisanstieg, wie sie zuletzt auch von der Internationalen Energieagentur bestätigt wurden.¹⁸

Optimistische Gegenkonzepte stützen sich auf die Förderung von Schieferöl (Light Tight Oil, Shale Oil) und Schiefergas (Shale Gas) in den USA.¹⁹ Öl aus besonders dichtem und undurchlässigem Gestein ist der aktuelle Hoffnungsträger, der die Ölversorgung grundsätzlich verändern soll.²⁰

¹⁸ IEA: World Energy Outlook 2013, Paris 2013; IEA: Medium-Term Oil Market Report, Paris 2013.

¹⁹ Es handelt sich hier um hochwertiges, leichtes Öl, das im Source Rock, in dem das Öl ursprünglich entstand, gefangen blieb; normalerweise wandert Öl aufwärts, bis es in poröserem Gestein z.B. durch eine darüber liegende, undurchlässige Salzschicht aufgehalten wird und sich dort ansammelt.

²⁰ Ein zweites Argument geht von „Peak Demand“ aus, also dem Rückgang der globalen Ölnachfrage vor einer Verknappung. Angesichts der erst beginnenden Motorisierung und Industrialisierung in Süd- und Ostasien, sowie Afrika und Lateinamerika, gibt es jedoch zu Recht nur wenige Befürworter dieser These. Außerdem: Sollte die Nachfrage wider Erwarten unerwartet schnell sinken, wäre mit niedrigeren Ölpreisen zu rechnen, was die Ölnachfrage rasch wieder ankurbeln dürfte.

Das Öl wird hier mit aufwendigen Fördermethoden (Fracking, Einpressen von Chemikalien und Wasser, horizontale Fächerbohrungen) an die Oberfläche befördert. Technische und organisatorische Fortschritte, sowie eine laxe Umweltpolitik in der Bush-Ära, lösten einen Ölboom in mehreren Bundesstaaten aus, insbesondere in North Dakota und Texas. Außerhalb der USA und Kanadas wird auf absehbare Zeit keine nennenswerte Shale Oil Produktion erwartet.²¹

In der Tat sind die Mengen in nationaler Perspektive beträchtlich, jedoch in globaler Perspektive kein Game Changer. Zur Zeit liefert amerikanisches Shale Oil 2,5% der Weltölversorgung. Die IEA hält einen Anstieg auf 5% der Weltölversorgung für denkbar, erwartet aber schon Mitte des kommenden Jahrzehnts einen allmählichen Rückgang der Fördermengen, da die Vorkommen begrenzt sind und jede Bohrung innerhalb von 2-3 Jahren bereits erschöpft ist.

Doch selbst ein Boom bei amerikanischem Shale Oil muss nicht zu niedrigeren Ölpreisen in Europa führen. Die Preise für Nordseeöl (Brent) sind bis heute unverändert auf hohem Niveau. Zahllose logistische Probleme, die Raffineriestruktur und amerikanische Exportverbote für Rohöl dürften Shale Oil zu einer "inneramerikanischen" Angelegenheit machen, die den Weltmarkt nur begrenzt entlasten wird.

Alles in allem wird der Shale Oil Boom zwar einen steilen Anstieg der Ölpreise bis in das kommende Jahrzehnt hinein bremsen, aber andererseits sind die Kosten der Schieferölproduktion so hoch, dass die Preise auch nicht weiter fallen können. Öl bleibt also teuer und wird mittel- und langfristig immer teurer werden.

Bei Shale Gas ist die Situation teilweise ähnlich: Zwar sind die verfügbaren Mengen erheblich größer als bei Shale Oil, aber auch hier wird das zusätzliche Angebot v.a. von der rasch steigenden amerikanischen Binnennachfrage absorbiert. Der Export nach Europa wird in wenigen Jahren möglich werden, aber der asiatische Markt dürfte für die US-Exporteure wegen des dort herrschenden höheren Preisniveaus interessanter sein. Trotz der Fracking-Euphorie sind die US-Erdgaspreise momentan auf dem höchstem Stand seit Sommer 2011.²²

4.3 Kostenszenario für fossile Energieimporte

Wie könnten sich die Kosten unserer fossilen Importabhängigkeit in der Zukunft entwickeln? Wir nutzen zur Anschaugung ein Kostenszenario, das gemäßigte Annahmen folgt, die uns zur Zeit realistisch erscheinen und die sich ganz überwiegend auch in internationalen Referenzberichten²³ zum Thema wiederfinden.

²¹ IEA: World Energy Outlook 2013, Paris 2013.

²² Mitte Dezember 4,4 \$/MMBtu an der US-Gasbörse; 2013 sind die Gaspreise bislang um 32% gestiegen; vgl. Bloomberg 12.Dez.2013.

²³ IEA: WEO 2013, Paris 2013; IEA: MTOMR, Paris 2013; IEA: MTGMR, Paris 2013; IEA: MTCMR, Paris 2012.

Die IEA rechnet in ihrem jüngst erschienenen World Energy Outlook 2013²⁴ mit folgenden **nominalen Mindestpreisen** im „Current Policies Scenario“:²⁵

nominale Mindestpreise	Rohöl	Erdgas (Europa)	Kraftwerkskohle
2012	109 \$/b	11,7 \$/MMBtu	99 \$/t
2020	144 \$/b	14,9 \$/MMBtu	134 \$/t
2035	245 \$/b	23,6 \$/MMBtu	202 \$/t

Quelle: IEA: World Energy Outlook, Paris 2013, Table 1.4

Selbst die in Preisfragen als recht konservativ geltende IEA, die in ihren Szenarien eine Art „Branchen-Mainstream“ widerspiegelt, rechnet also mit weiter anziehenden fossilen Energiepreisen, sowohl bei Erdöl, als auch bei Erdgas und Steinkohle.

Unser Kostenszenario folgt in etwa den Annahmen der IEA, bleibt also auf der konservativen Seite. Es unterstellt etwas optimistisch, dass es zu keinen größeren geopolitischen oder anderen Krisen in der Ölversorgung kommen wird.

Szenarioannahmen:

1. Öl

1.1 Ölprix

Die Ölpreise steigen bis 2016 lediglich im Rahmen der allgemeinen Inflationsrate. Nach 2016 lässt der preisdämpfende Effekt von amerikanischem Shale Oil (LTO, "Schieferöl") nach, während die Kosten weiter zulegen. Die globale Ölnachfrage steigt nach wie vor in moderatem Tempo und trifft auf ein knapperes Angebot. Nach 2016 steigt der Ölpreis 2 Prozentpunkte p.a. schneller als die allgemeine Inflationsrate.

1.2 Deutsche Ölimportnachfrage

Die heimische Ölproduktion bleibt unverändert niedrig. Die deutsche Ölnachfrage fällt um 1% pro Jahr (deutlich schrumpfende Nachfrage bei Heizöl; leicht abnehmender Kraftstoffverbrauch).

²⁴ Die faktische Entwicklung der Energiemarkte zeigt, dass das "Current Policies Scenario" im Moment realistischer ist als das „New Policies Scenario“: Der Kraftstoff- bzw. Antriebswechsel im Verkehr kommt nicht wie erwartet voran (Stichwort: Krise der E-Mobility); Kohle wird durch fallende Preise weltweit immer attraktiver, zumal der europäische Emissionsmarkt nicht funktioniert; und die Förderung der modernen erneuerbaren Energien ist in vielen Ländern in einer Finanzierungs- und Akzeptanzkrise. Zuguterletzt verdrängt der Shale-Gas-Boom in den USA Zweifel an der "Nachhaltigkeit" einer langfristig gesicherten fossilen Energieversorgung. Insofern kann man also seit zwei Jahren eher von einem Stillstand oder sogar einem Rollback in der internationalen Energiepolitik sprechen und keinesfalls von einem Schub durch "New Policies".

²⁵ Die IEA präsentiert je nach Szenario unterschiedliche Energiepreise für die einzelnen Energieträger. Diese Zahlen führen immer wieder zu Missverständnissen, da sie mit Prognosen wenig zu tun haben. Tatsächlich sind dies Mindestpreise, die notwendig wären "to stimulate sufficient investment in supply to meet projected demand over the period." (S.43). Dieser kostenbasierte Ansatz setzt natürlich sehr gut funktionierende, störungsfreie Märkte voraus, was in der Realität häufig nicht der Fall ist (OPEC-Kartell, Projektverzögerungen, Finanzierungsprobleme, geopolitische Spannungen). Die tatsächlichen Preise werden also auch nach Auffassung der IEA im Durchschnitt deutlich höher liegen.

2. Erdgas

2.1 Gaspreise

Die deutschen Erdgasimportpreise steigen angesichts der global rasch wachsenden Nachfrage um durchschnittlich 2 Prozentpunkte p.a. über der Inflationsrate.

2.2 Deutsche Gasimportnachfrage

Die heimische Erdgasförderung geht leicht zurück. Substitutionseffekte, insbesondere Heizöl-Erdgas, stabilisieren die Nachfrage, während eine höhere Energieeffizienz dämpfend wirkt. Der Importbedarf bleibt in unserem Szenario daher konstant.

3. Steinkohle

3.1 Steinkohlepreise

Die internationalen Steinkohlepreise (Kesselkohle) sind in den letzten Jahren deutlich gefallen, drängen nun aber bereits marginale Anbieter aus dem Markt. Die Steinkohlepreise werden daher wieder steigen, auch weil die internationale Nachfrage (insbesondere in Indien) wächst und die Produktionskosten weltweit deutlich zulegen. Wir nehmen daher einen Preisanstieg von 2 Prozentpunkten über der allgemeinen Teuerungsrate an.

3.2 Deutsche Steinkohlenachfrage

Trotz des aktuellen Booms in der Steinkohlenachfrage gehen wir in unserem Szenario von einer zunächst konstanten, dann aber nach 2015 um 2% pro Jahr fallenden Steinkohleimportnachfrage aus.

4. Sonstige Annahmen

Allgemeine Preissteigerungsrate 2013-2030: 2,5% pro Jahr

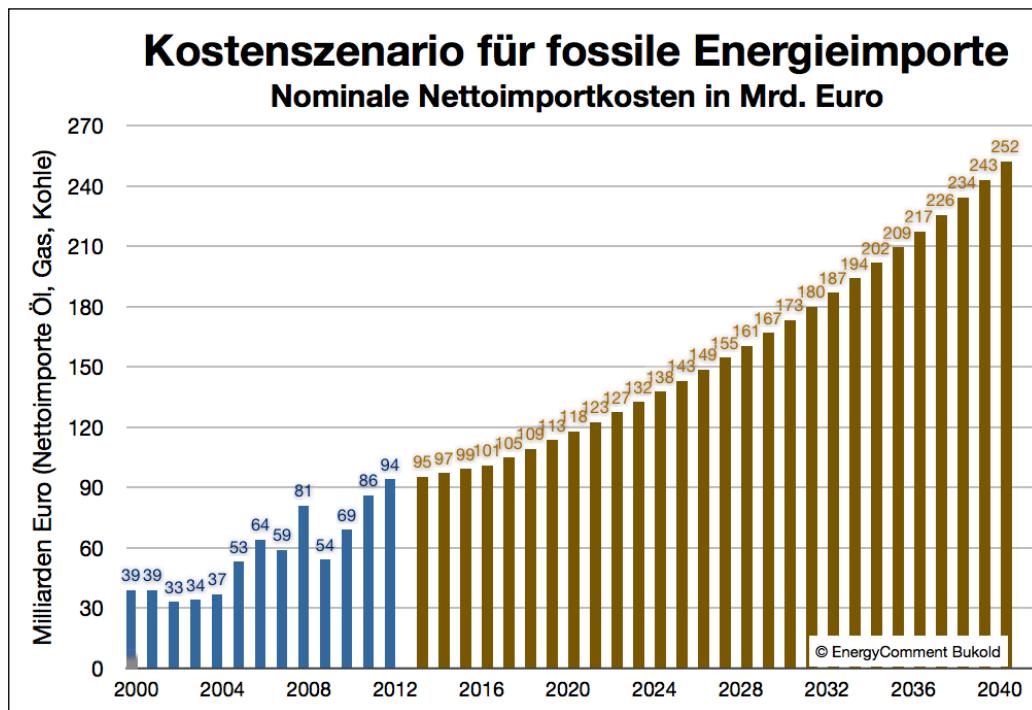
Ergebnisse des Szenarios

Die deutschen Nettoimportkosten für Öl, Gas und Kohle legen in unserem Szenario zu. In nominalen Preisen klettern sie von 94 Mrd. Euro (2012) über 118 Mrd. Euro (2020) und 173 Mrd. Euro (2030) auf 252 Mrd. Euro (2040).

Kumuliert sind das in den Jahren 2013-2030 insgesamt 2.300 Mrd. Euro, die für fossile Energieimporte (Öl, Gas, Kohle) ausgegeben werden müssen, bis 2040 sogar 4.450 Mrd. Euro.

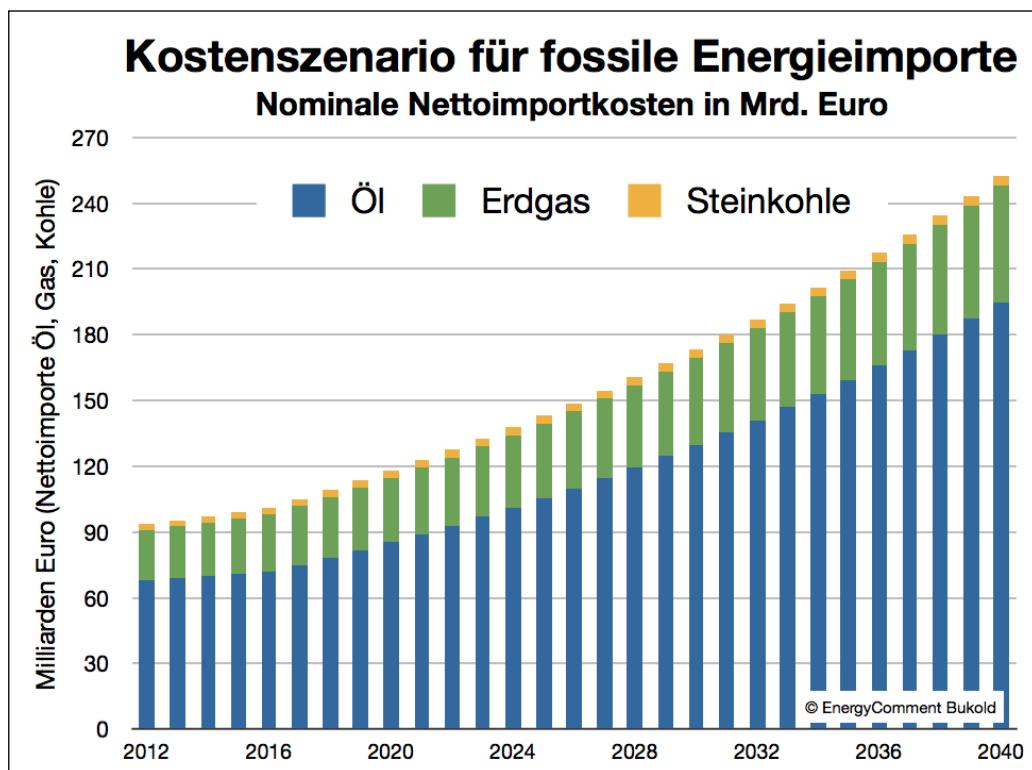
Die Kosten steigen also auch in einem gemäßigten Szenario, selbst wenn es gelingen sollte, den Verbrauch von Öl wie bisher langsam zu reduzieren.

Nur eine Beschleunigung der Energiewende zugunsten regenerativer Energieerzeugung, in Verbindung mit einem reduzierten Bedarf (beschleunigte energetische Gebäudesanierung, geringerer Spritverbrauch der Kraftfahrzeuge), könnte diesen Kostentrend stoppen.



Das nächste Schaubild zeigt, dass Öl nach wie vor eine Schlüsselrolle bei den Importkosten spielen wird. Der Jahr für Jahr geringere Bedarf in Deutschland wird durch die steigenden Preise überkompensiert.

Der Anteil von Rohöl/Ölprodukten an der fossilen Importrechnung steigt sogar von derzeit 72% auf 77% (2040) weiter an, obwohl der Verbrauch in unserem Szenario sinkt.



5. Folgen für die Heizölrechnung

5.1 Raumwärme und Wohnflächen

Die Größe des Wärmesektors wird häufig unterschätzt. Allein die Raumwärme benötigt 31% unseres Endenergieverbrauchs. Hinzu kommen Warmwasser mit 4%, der große Bereich der Prozesswärme (Industrie, Kochen) mit 21%, sowie der Kältebedarf mit 2%. Mehr als die Hälfte der Endenergie entfällt auf die Erzeugung von Wärme. Der Wärmesektor ist energetisch gesehen also deutlich größer als z.B. der Verkehrssektor (mechanische Energie).

Der Heizenergieverbrauch pro Quadratmeter geht bereits seit Ende der 90er Jahre zurück: Pro Quadratmeter wurden Jahr für Jahr 1,5% weniger Heizenergie benötigt. Steigende Wohnflächen sorgten jedoch dafür, dass der Gesamtverbrauch in den letzten 20 Jahren nur um 8% gesunken ist - trotz der häufig milden Winter.²⁶

Diese Überblickszahlen verdecken allerdings die **individuell sehr unterschiedliche** Entwicklung. Während die Heizkosten in neu sanierten Gebäuden, Neubauten oder bei Nutzung regenerativer Energien stabil blieben oder sogar stark sanken, waren die Mieter/Selbstnutzer in älteren Gebäuden voll vom **Anstieg der Brennstoffkosten für Öl und Gas** betroffen.

Die meisten Gebäude (74%) in Deutschland wurden vor 1978 errichtet, also vor Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung. Dieser Altbestand hat den höchsten Bedarf an Heizenergie pro Quadratmeter. Er liegt je nach Einzelfall **2-5 mal höher als bei einem modernen Neubau**.

5.2 Heizöl im Raumwärmemarkt

Hintergrund

Heizöl wird aus fossilem Rohöl hergestellt. Zusammen mit Diesel und Kerosin gehört es zu den Mitteldestillaten, also den Rohölfraktionen "mittlerer" Dichte. Heizöl hat einen sehr hohen Energiegehalt: 1 Liter Heizöl hat einen Heizwert von 10 kWh. Es ist leicht zu transportieren und verbrennt sauberer als Kohle. Bis Anfang der 70er Jahre war Heizöl bei Rohölpreisen um die 2 Dollar pro Fass (\$/b) extrem billig.

Diese Eigenschaften führten seit den 60er Jahren dazu, dass es zum bevorzugten Rohstoff für den Hausbrand wurde. Erst die staatlich geförderte Einführung von Erdgas und Fernwärme verdrängte die Ölheizungen auf den zweiten Platz.

Im privaten Hausbrand kommt heute überwiegend schwefelarmes Heizöl zum Einsatz. Es hat einen Schwefelanteil von maximal 50 mg/kg (zum Vergleich: Dieselkraftstoff hat maximal 10mg). Bis vor wenigen Jahren dominierte noch leichtes Standardheizöl mit einem Schwefelanteil von max. 1000 mg/kg.

Heizölverbrauch in Deutschland

Deutschland und die USA sind die **größten Heizölmärkte** der Welt. Daneben haben auch Frankreich und Kanada einen hohen Bedarf.

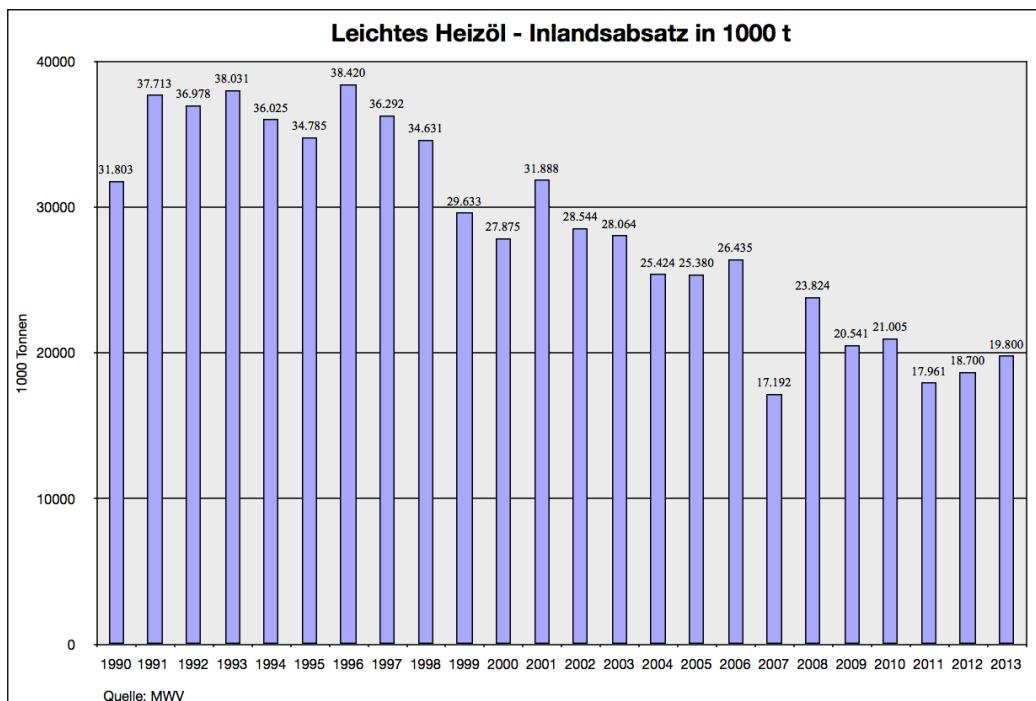
Etwa 60% des Heizöls wird in Deutschland in privaten Haushalten für die Raumwärme oder Warmwasser verbrannt. Weitere ca. 25-30% werden für dieselben Zwecke in gewerblichen

²⁶ Quellen: Shell Hauswärme-Studie: Nachhaltige Wärmeerzeugung für Wohngebäude. Fakten, Trends und Perspektiven, Hamburg 2011; Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Dez. 2012

Räumen (Büros, Läden, Werkstätten) eingesetzt. Der Rest (10-15%) wird in der Industrie für eine breite Palette von Anwendungen verbraucht.²⁷

Die deutschen Privathaushalte verbrennen, je nachdem wie streng der Winter ausfällt, zur Zeit 11-13 Millionen Tonnen Heizöl pro Jahr.²⁸

Der gesamte deutsche Heizölverbrauch (alle Einsatzbereiche) ging in den letzten beiden Jahrzehnten um fast die Hälfte zurück. Anfang der 90er Jahre lag er um die 35 Mio. Tonnen, aktuell bei 18-21 Mio. Tonnen. Die wichtigsten Ursachen dafür sind effizientere Ölbrenner, der Wechsel zu anderen Heizarten und milder Winter. 2012 und 2013 stieg der Absatz wegen der kalten Winter wieder an.



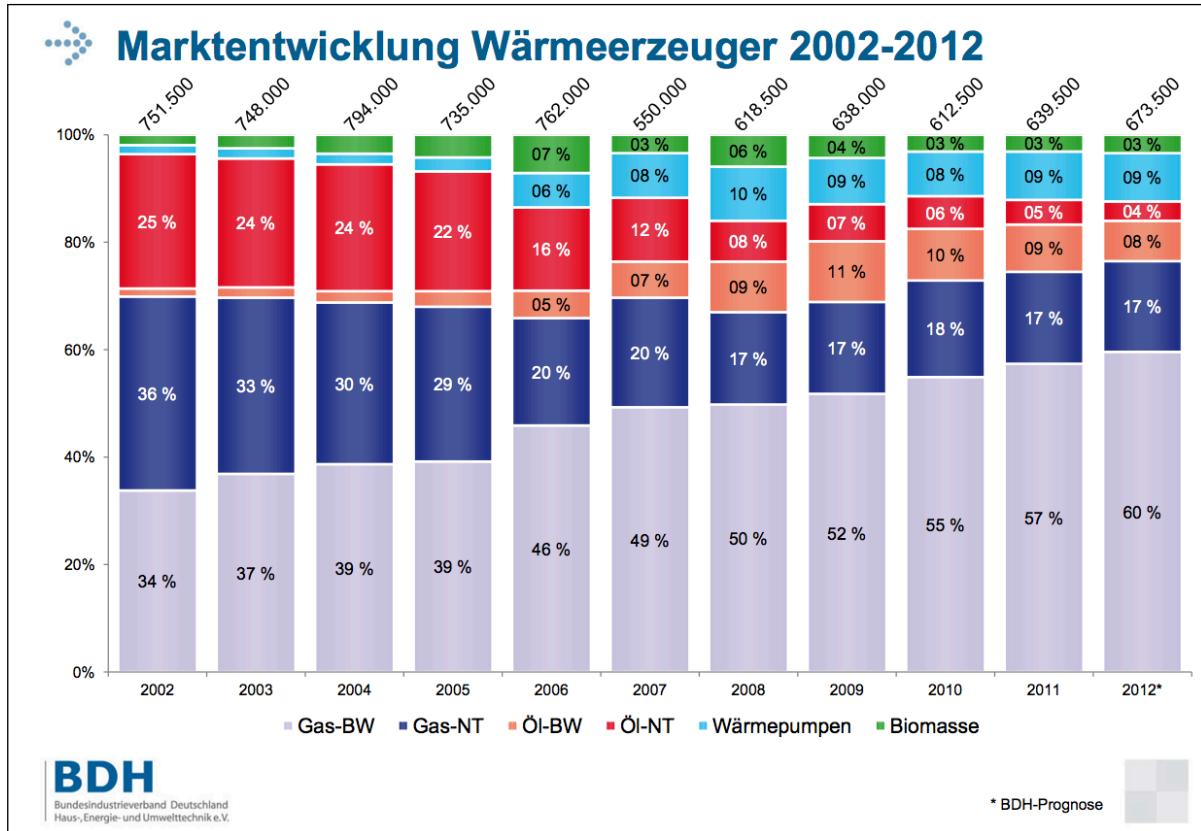
Relevanz der Heizölanlagen im privaten Raumwärmemarkt

Die Bedeutung von Heizöl lässt sich auf unterschiedliche Weise erfassen. Betrachtet man die **erzeugte Raumwärme**, stellt **Heizöl 26% des Bedarfs** zur Verfügung (AGEB 2010). An erster Stelle steht Gas mit 43%. Bereits an dritter Stelle kommen erneuerbare Energien mit einem Anteil von 15%.

Blickt man auf den Markt für **neue Heizungen** (im Neubau oder Modernisierung im Bestand), liegt der **Anteil der Ölheizungen bei 12%**. Gasbrenner führen im Neumarkt mit weitem Abstand mit 77% Marktanteil. An dritter Stelle stehen Wärmepumpen.

²⁷ Quellen: MWV, Shell, Destatis, Branchenkreise.

²⁸ Genaue Daten sind nicht verfügbar: (1) Der Verbrauch des nicht-industriellen Gewerbes in Abgrenzung zu den privaten Haushalten wird nur unregelmäßig erfasst. (2) Die Statistiken erfassen nur den Heizölabsatz, nicht den tatsächlichen Verbrauch. Der wechselnde Füllstand privater Heizöltanks kann nur geschätzt werden und wird nicht flächendeckend erfasst.



Quelle: BDH (NT = Niedertemperaturkessel; BW=Brennwertkessel)

Betrachtet man nur die Heizungsarten in **neuen Wohnungen** (also ohne Heizungsmodernisierung im Bestand), dann wird die schrumpfende Attraktivität von Heizöl überdeutlich. **Nur noch 1,0% aller Neubauten bauen Ölheizungen ein.** Im Jahr 2000 waren es noch 13,4%. Gas und Wärmepumpen sind zur Zeit die attraktivsten Optionen.

Anders verhält es sich im **gesamten** Wohnungsbestand. **Hier heizen noch 29,3% aller Wohnungen mit Heizöl.** Der Anteil schrumpft, aber nur langsam. Im Jahr 2000 lag der Heizölanteil bei 32,6%, also nicht wesentlich darüber.

5.3 Ein zentrales Problem: Die Altersstruktur der Ölheizungen

Nach Erhebungen des Schornsteinfegerverbandes gibt es in Deutschland über 5,8 Mio. Ölfeuerungsanlagen in Deutschland (und mehr als 9,1 Mio. Gasfeuerungsanlagen)²⁹.

Von diesen 5,8 Mio. Anlagen **sind 1,2 Millionen Anlagen (20,6%) älter als 21 Jahre, haben also ihre normale Lebensdauer bereits überschritten. Fast 0,5 Mio. Anlagen sind sogar älter als 29 Jahre (8,5%).** Daraus ergibt sich ein enormer **Modernisierungsbedarf**. Ein Drittel der Anlagen ist schon heute weit vom Stand der Technik entfernt.

²⁹ Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks: Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2012, o.O., o.J.

**Tabelle 1: Anzahl der messpflichtigen Ölfeuerungsanlagen nach 1. BImSchV
in Deutschland 2012**

Leistung	Errichtet							Summe
	bis 31.12.1978	1.1.1979 bis 31.12.1982	1.1.1983 bis 30.9.1988/ 2.10.1990	1.10.1988/ 3.10.1990 bis 31.12.1997	1.1.1998 bis 31.12.2011	1.1.2012 bis 31.12.2012		
4 kW – 11 kW	1.400	800	4.400	13.100	15.600	500	35.800	
11 kW – 25 kW	21.100	30.100	273.000	1.310.000	1.162.500	11.900	2.808.600	
25 kW – 50 kW	186.000	161.000	362.000	913.000	586.000	4.200	2.212.200	
50 kW – 100 kW	45.000	19.300	41.500	82.700	67.500	700	256.700	
> 100 kW	21.800	10.500	22.600	67.600	61.700	1.000	185.200	
Summe	275.300	221.700	703.500	2.386.400	1.893.300	18.300	5.498.500	

Quelle: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks: Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2012

5.4 Heizöl - Preisfalle für 12 Mio. Haushalte

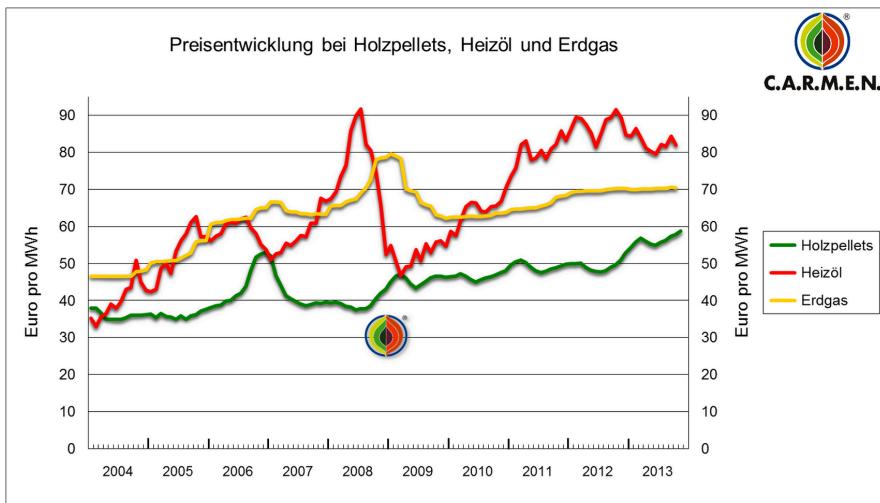
Heizöl ist mittlerweile zur **Preisfalle** für 12 Millionen deutsche Haushalte geworden. Im Sommer 2012 wurden in vielen Regionen Deutschlands die Allzeithöchs aus dem Jahr 2008 erreicht und zum Teil sogar überschritten. Preise zwischen 85 und 95 Euro für 100 Liter (Standardlieferung) wurden 2012 zur Norm. Im Jahr 2013 ließ der Preisdruck nach. Derzeit liegen die Heizölpreise bei 80-85 Euro/100 Liter. Zehn Jahr zuvor lagen sie im Schnitt nur bei 35 Euro, 1998 bei lediglich 22 Euro.

Die bisherige Preisentwicklung macht aus dem ehemals preiswerten Brennstoff Heizöl eine vergleichsweise teure Heizart mit hohem Preisrisiko. Die Preise stiegen 2002-2012 um 153%, während die Gaspreise "nur" 53%, Fernwärme 67% und Holzpellets 37% zulegten. Die tatsächlichen Kosten für Heizöl liegen oftmals noch höher, da der Trend zu kleineren Bestellmengen geht: Der Preisaufschlag etwa für eine 1000-Liter-Bestellung gegenüber einer 3000-Liter-Standardorder liegt bei durchschnittlich 3-5%.

Heizöl ist bei den laufenden Verbrauchskosten aufgrund der hohen Brennstoffpreise **nach dem Elektroofen die teuerste Heizvariante**.³⁰ Die Attraktivität von Alternativen wie Holzpellets und Sole-Wasser-Wärmepumpen leidet jedoch unter den hohen Kapitalkosten, während sich die Bilanz der Fernwärme durch die hohen betriebsgebundenen Kosten verschlechtert hat. Ein Erdgasbrennwertkessel ist in vielen Fällen die günstigste Variante. Aus Kostengründen finden sogar **Braunkohle**-Briketts für Privathaushalte wieder mehr Absatz - mit entsprechend hohen Emissionen.

Einzelne Länder wollen diesen Trend entschärfen, indem sie aktiv in die Heizstruktur der Zukunft eingriffen. So hat **Dänemark** den Einbau von Ölheizungen in Neubauten untersagt, wenn technische Alternativen zur Verfügung stehen. Ab 2016 werden auch die Altbauten umgestellt. Stattdessen setzt man dort verstärkt auf Fernwärme, die insbesondere in großen solarthermischen Anlagen entsteht.

³⁰ Vgl. hierzu AGFW: Heizkostenvergleich nach VDI 2067 Musterrechnung: 15.10.2012, Frankfurt/M. 2012; M. Cerveny/Th. Sturm: Vollkostenvergleich von Heizsystemen für Einfamilienhäuser, ÖGUT Wien Dez. 2011.



Quelle: <http://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/graphiken>

5.5 Energiearmut und fehlende Alternativen

Akzeptable Zimmertemperaturen während der Heizperiode gehören unstrittig zur Grundversorgung der Bevölkerung. Verbraucherverbände beklagen jedoch europaweit bei der Strom- und Wärmeversorgung eine grassierende "Fuel Poverty" (**Energiearmut**³¹). Strom- und Gassperren werden statistisch erfasst, aber das gilt nicht für leere Heizöltanks oder kalte Wohnungen.

Hohe Ölpreise machen sich bei der Heizkostenrechnung in 29% aller deutschen Haushalte bemerkbar. Kurzfristige Lösungen sind wegen der hohen Investitionskosten neuer Heizlösungen oftmals schwierig. In Mietwohnungen entscheidet zudem der Vermieter über die Art der Heizanlage, deren Brennstoffkosten einfach an die Mieter weitergereicht werden können (Investor-Nutzer-Dilemma).

Hinzu kommt, dass gerade ältere Einfamilienhäuser oder schlecht gedämmte Mietwohnungen in Mehrfamilienhäusern mit Heizöl versorgt werden. Sie werden überdurchschnittlich häufig von älteren Menschen bewohnt, die sich auch tagsüber zu Hause aufhalten und daher höhere Heizkosten haben. Ein Großteil der 18 Mio. Wohngebäude wurde vor 1978 errichtet, also vor der ersten Wärmeschutzverordnung. **Hier, im älteren Gebäudebestand, liegt die größte wärmepolitische Herausforderung.**

Im Jahr 2008 (der aktuellsten verfügbaren Zahl) mussten 13,8% der deutschen Haushalte mehr als 10% ihres Nettoeinkommens für Energie aufbringen.³² Nach einem Bericht der Landesregierung in Schleswig-Holstein sind **Geringverdiener ohne Transferleistungen** von Energiepreisseigerungen besonders stark betroffen.³³

³¹ Unter "Energiearmut" im engeren Sinn wird hier *nicht* die durchschnittliche Kostenbelastung armer Haushalte verstanden, die in erster Linie eine sozialpolitische Herausforderung darstellt. Vielmehr geht es dabei um eine *überdurchschnittliche* Belastung einkommensschwacher oder armer Haushalte. Dazu gehören z.B. große, schlecht gedämmte Wohnungen von Rentnerinnen.

³² Auskunft der Bundesregierung; Quelle: Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn u.a.: Energiearmut erkennen und Lösungen anbieten, 28. August 2012, BT-Drucksache: 17/10475.

³³ Bericht des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und Ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein zur Entwicklung und den Auswirkungen der Strompreise, Kiel 2012.

Die Belastungen sind regional unterschiedlich und hängen von der Bausubstanz sowie klimatischen Bedingungen ab: Hohe Verbrauchswerte gibt es **insbesondere in Nordeutschland, im Raum Berlin/Brandenburg und Südbayern**.

In vielen Regionen rangieren **über zwei Drittel des Gebäudebestands auf oder unter dem energetischen Standard** des niedrigsten Wärmeschutzstandards (WSVO 77 und darunter). Etwa ein Drittel der Heizanlagen ist zudem älter als 20 Jahre.³⁴

Mit der technischen Verbesserung allein ist es allerdings nicht getan. Schlecht gedämmte Gebäude weisen in der Praxis einen deutlich niedrigeren, sehr moderne Gebäude in der Praxis einen deutlich höheren Verbrauch auf, als es das Gebäudepotenzial erwarten lässt (Rebound-Effekt).

Flächendeckende Erhebungen zeigen, dass der Verbrauch bei sehr gutem Dämmstandard **doppelt** so hoch wie errechnet und bei sehr schlechtem Dämmstandard nur **halb** so hoch wie errechnet ist.³⁵ Hier spielen offensichtlich Änderungen im Nutzerverhalten eine entscheidende Rolle: Sparsamkeit und Verzicht hier, Verschwendungen und höherer Komfort dort.

5.6 Preisprognose für Heizöl

*"Generell macht sich die Bundesregierung keine Prognosen zur langfristigen Preisentwicklung von Öl, Kohle und Gas zu eigen."*³⁶

Diese Haltung ist schwer nachvollziehbar, wenn gleichzeitig mit Hinweis auf das gesetzliche Wirtschaftlichkeitsgebot die Weichen für die Gebäudesanierungspolitik oder die Förderung Erneuerbarer Energien neu gestellt werden sollen.

Ohne Annahmen zur längerfristigen Entwicklung der Brennstoffpreise lässt sich die Wirtschaftlichkeit langfristig angelegter politischer Programme wie der Energiewende schlichtweg nicht beurteilen. Ohne Preisprognosen werden solche langfristigen Projekte zwangsläufig auf Sicht gefahren und irrlichtern ohne klaren Kurs.

Die Argumente in den vorigen Kapiteln legen die Schlussfolgerung nahe, dass auch in Zukunft mit weiter steigenden Ölpreisen gerechnet werden sollte. Die Wahrscheinlichkeit einer Preisstagnation oder gar dauerhaft fallender Preise erscheint vergleichsweise gering. Jede vorausschauende Energiepolitik sollte diese Preisrisiken berücksichtigen.

Eine konservativ gerechnetes Szenario lässt folgende Heizölpreise für Verbraucher in der Zukunft erwarten (in Preisen des jeweiligen Jahres):

- 2002 35 c/l (ca. 3,5c je kWh)
- 2012 90 c/l (ca. 9c je kWh)
- 2020 131 c/l (ca. 13c je kWh)
- 2030 184 c/l (ca. 18c je kWh)

³⁴ Vgl. Techem: Energiekennwerte 2013, Eschborn 2013; auf Basis von 1,6 Mio. Wohnungen; Mehrfamilienhäuser sind in dieser Studie gegenüber selbstgenutzten Eigenheimen überrepräsentiert.

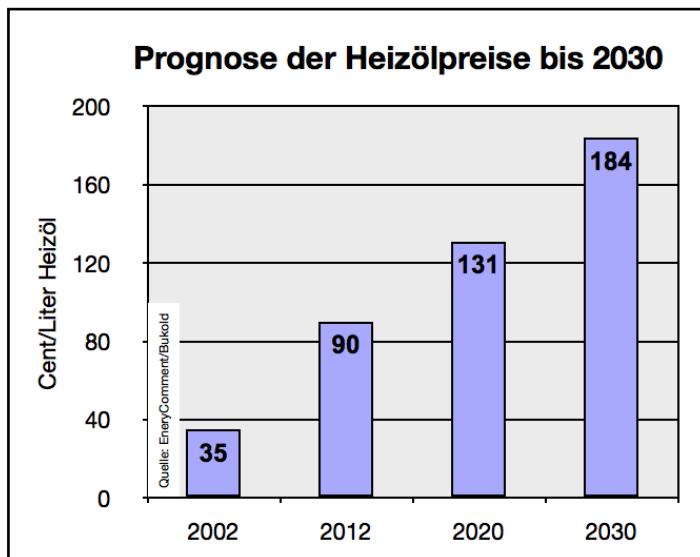
³⁵ Weitere Gründe kommen hinzu, so z.B. auch Baumängel bei technisch sehr anspruchsvollen neuen Gebäuden und ein suboptimaler Betrieb der Heizungsanlage. Vgl. Techem: Energiekennwerte 2013, Eschborn 2013, S.48-50.

³⁶ Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn u.a.: Energiearmut erkennen und Lösungen anbieten, 28. August 2012, BT-Drucksache: 17/10475.

Dabei fließen folgende Annahmen ein:

- ein stabiler Mehrwertsteuersatz
- stabile Energiesteuern
- in realen Preisen konstante absolute Margen im Gasoil- und Heizölmarkt
- ein stabiles Euro-Dollar-Verhältnis
- eine Fortsetzung des Rohölpreisanstiegs (Brent) der letzten 10 Jahre in absoluten Werten (plus 8,5 \$/b pro Jahr); eine exponentielle Preissteigerung erscheint hingegen unwahrscheinlich aufgrund linearer Preiskomponenten und dämpfender Nachfrageeffekte.

Das entspricht einer Kostensteigerung von durchschnittlich 4% pro Jahr, was lediglich 1,5-2 Prozentpunkte über der allgemeinen Inflationsrate liegt.³⁷ Die Kostenstruktur verschiebt sich dadurch weiter von den vermutlich eher stabilen *Investitionskosten* für Ölheizungen zu den rasch steigenden variablen Kosten für den Brennstoff Heizöl.



Die Kosten für die Füllung eines handelsüblichen 3000-Liter-Tanks würden sich dadurch von **2700 Euro im Jahr 2012 auf 5520 Euro im Jahr 2030 verdoppeln** und gegenüber 2002 verfünfachen.

Die Heizölrechnung (ohne Warmwasser) einer durchschnittlich gedämmten Wohnung (150 kWh/qm) mit 70 qm Wohnfläche steigt dadurch **von ca. 945 Euro im Jahr 2012 auf 1932 Euro am**

³⁷ Andere Prognosen erwarten noch höhere Preise. Die Agentur für erneuerbare Energien (www.unendlich-viel-energie.de) kommt zu weitaus pessimistischeren Ergebnissen. RenewS Spezial Januar 2011; „Erneuerbare Wärme“ www.unendlich-viel-energie.de. Der Ausgangspreis für Heizöl ist dort niedriger (6 c/l im Februar 2010), aber es wird aus der Vergangenheit eine jährliche Steigerung der Heizölpreise von 10,78% abgeleitet. Das erscheint zu pessimistisch, da der Verbraucherpreis auch konstante (Energiesteuern) oder eher linear wachsende Komponenten enthält (Margen für Transport, Handel; Raffineriemarge je Tonne). Selbst beim Rohölpreis führt die Annahme eines exponentiell steigenden Preises über 20 Jahre hinweg rasch zu unwahrscheinlichen Werten.

Die Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen kommt in ihrer Prognose zu leicht höheren Ergebnissen. Sie erwartet, dass die Heizölpreise 2011-2020 um 59 Prozent steigen werden. "Für eine 70-m²-Wohnung würde das bei gleichbleibender Energiemenge folgende Erhöhungen bedeuten: Im Jahr 2011 lagen die Brennstoffkosten für das benötigte Heizöl bei durchschnittlich 800 Euro. Im Jahr 2020 kostet die gleiche Menge Heizöl 1.280 Euro. Die Brennstoffkosten für Erdgas liegen heute bei 700 Euro und steigen im Jahr 2020 auf 940 Euro. Für Fernwärme mussten Mieter und Eigentümer einer 70-Quadratmeter-Wohnung im vergangenen Jahr 900 Euro bezahlen, im Jahr 2020 werden im Schnitt 1.390 Euro für die gleiche Brennstoffmenge fällig." <http://www.co2online.de/ueber-co2online/newsanzeige/article/7/energiepreise-verdoppeln-sich-bis-2020/index.html>

Ende des kommenden Jahrzehnts (2030) - falls keine Sanierungsmaßnahmen erfolgen. Der monatliche Heizkostenabschlag steigt von 79 Euro auf 161 Euro.

Je länger der Betrachtungszeitraum ist, desto attraktiver erscheinen im Vergleich zu Heizöl Sanierungsmaßnahmen oder Heizungsarten mit geringeren Brennstoffkosten.

6. Exemplarische Gegenmaßnahmen

6.1 Heizöl in der Sackgasse

Heizöl weist im Vergleich zu anderen Heizarten sehr hohe CO₂-Emissionen auf. Ölbrenner konnten in den letzten Jahrzehnten zwar technisch verbessert werden (vom Niedertemperaturkessel zur Brennwerttechnik). Heute sind sie jedoch in einer technologischen Sackgasse angelangt, die keine weiteren Effizienzsprünge erwarten lässt. Mit anderen Worten: Das Heizen mit Öl wird immer teurer werden.

Dem steht heute eine ganze Palette neuer Technologien gegenüber, die ein erhebliches Entwicklungspotenzial haben, klimapolitisch akzeptabel sind und deren Kosten eher sinken als steigen werden.

Noch wichtiger als der Technologiewechsel in der **Wärmeerzeugung** ist jedoch die **Nachfragereduzierung** durch eine umfassende Sanierung der Gebäude. Hier besteht aktuell die Gefahr, dass das Sanierungstempo gedrosselt wird und stattdessen nur eine isolierte Effizienzsteigerung der Heizanlagen erfolgt, die nach einer späteren Sanierung ungeeignet oder zumindest überdimensioniert sein werden.

Daher lohnt ein Blick über den Tellerrand der Tagespolitik. Ein klimaverträgliches, integriertes Strom- und Wärmenetz der Zukunft auf Basis regenerativer Technologien kann nur dann wie geplant verwirklicht werden, wenn die Wärmenachfrage rechtzeitig und nachhaltig verringert wird.

6.2 Einsparpotenziale - Vier Beispiele

Die steigende Kostenbelastung und die Preisrisiken fossiler Energieimporte könnten durch eine Reihe von Maßnahmen entschärft werden.³⁸

Welche Auswirkungen hätten bessere Heizungen, bessere Dämmung, effizientere PKW oder die Einführung von Elektrofahrzeugen auf unsere aktuelle Importrechnung? Um die Größenordnungen deutlicher zu machen, werden vier Einzelmaßnahmen und ihre Wirkung auf den Umfang der jährlichen Ölimporte vorgestellt:

Abbau alter Ölheizungen

Wenn 1 Mio. alte Ölheizungen (ca. 17% der Ölbrenner) in schlecht gedämmten Gebäuden durch andere Heizungen ersetzt werden, verringert sich der Heizölverbrauch in Deutschland um ca. 1,2 Mio. Tonnen Heizöl. Daraus ergeben sich Kosteneinsparungen beim Nettoölimport³⁹ in Höhe von **0,8 Mrd. Euro**.

³⁸ Die folgenden Beispiele dienen nur der Anschauung und werden mit vereinfachenden Annahmen durchgerechnet. Eine genaue Analyse würde den Rahmen dieser Kurzstudie sprengen.

³⁹ Rohöl und Ölprodukte. Bei prozentualer Anwendung der von der Bafa gemeldeten Außenhandelsmengen und Einfuhrpreisen für Rohöl (Bafa) und leichtem Heizöl (Rotterdam) im Jahr 2012. Annahmen: Wohnungsgröße 70qm; Verbrauchsverteilung (alt/neu) wie in der Überblicksstudie "Energiekennwerte 2013" (Techem, Eschborn 2013); nur Raumwärme, kein Warmwasser.

Bessere Dämmung für alte Mehrfamilienhäuser

Drei Viertel der Wohngebäude in Deutschland wurden vor 1978 errichtet, also noch vor der ersten Wärmeschutzverordnung. Durch bessere Gebäudehüllen in einer Million älterer Mehrfamilienhäuser⁴⁰ mit Ölheizung könnten ca. 4,1 Mio. Tonnen Heizöl eingespart werden. Das könnte die deutsche Ölimportrechnung im Jahr um **ca. 2,7 Mrd. Euro** reduzieren.⁴¹

Effizientere PKW

Wenn die PKW-Flotte ihren Spritverbrauch um 1 Liter Kraftstoff auf 100 km verringert, sinkt der Bedarf an Rohölimporten bereits deutlich. Die Ölimportrechnung wäre dann z.B. im Jahr 2012 **2,9 Mrd. Euro** niedriger gewesen.⁴²

Elektrofahrzeuge

Die Einführung von Elektrofahrzeugen (PKW) senkt ebenfalls den Importbedarf an Rohöl und Ölprodukten. Bei einer Flotte von **1 Million** Elektrofahrzeugen (PKW) wäre die Ölimportrechnung 2012 **560 Mio. Euro** niedriger ausgefallen. Bei einer Flotte von **5 Millionen** Elektrofahrzeugen, also einem Marktanteil von knapp 12 Prozent, liegt die Einsparung bereits bei **2,8 Mrd. Euro** pro Jahr.⁴³

In der **Summe** könnten diese vier Maßnahmen die Importkosten Deutschlands (Nettoölimporte) um **9,2 Mrd. Euro** entlasten. Das wären **13,5%** der gesamten Ölnettoimportkosten.

Tabelle: Vier Maßnahmen zur Verringerung der Ölimportkosten Deutschlands

Sektor	Maßnahme	Jährliche Einsparung bei Ölimportkosten
Wärme	Dämmung für 1 Mio. ölbeheizte Altbauten	2,7 Mrd. Euro
Wärme	Ersatz für 1 Mio. alte Ölheizungen	0,8 Mrd. Euro
Verkehr	5 Mio. Elektrofahrzeuge (12% der PKW-Flotte)	2,8 Mrd. Euro
Verkehr	Ø Spritverbrauch um 1 l/100km verringern	2,9 Mrd. Euro
Summe		9,2 Mrd. Euro
	Zum Vergleich: Kosten für die Nettoölimporte 2012	67,8 Mrd. Euro

7. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

....finden Sie im ersten Kapitel dieses Textes.

⁴⁰ Die Höhe des Einspareffekts ist umstritten, da Rebound-Effekte oder Baumängel einen Teil der errechneten Einsparung zunichte machen. Wir haben daher trotz des hohen Ursprungverbrauchs nur einen relativ geringen Einspareffekt von 50% der Heizenergie (ohne Warmwasser) angesetzt, der weit unter dem technisch möglichen Optimum bleibt. Weitere Annahmen: MFH mit 7 Wohneinheiten à 70qm.

⁴¹ Rohöl und Ölprodukte. Bei prozentualer Anwendung der von der Bafa gemeldeten Außenhandelsmengen und Einfuhrpreisen für Rohöl (Bafa) und leichtem Heizöl (Rotterdam) im Jahr 2012.

⁴² Annahmen: Strom aus Erneuerbaren Energien; eingesparte Kraftstoffmengen haben durchschnittlichen Importanteil; Einsparungen auf VK- und DK-PKW gleichmäßig verteilt; ohne Biokraftstoffe. Die Verkehrs- und Fahrzeugdaten in diesem Abschnitt sind entnommen: Uwe Kunert, Sabine Radke, Bastian Chlond und Martin Kagerbauer: *Auto-Mobilität: Fahrleistungen steigen 2011 weiter* (DIW Wochenbericht Nr. 47.2012);

⁴³ Annahmen: Strom aus Erneuerbaren Energien; Elektrofahrzeuge ersetzen je zur Hälfte DK- und VK-PKW.

Anhang

In dieser Kurzstudie konnten keine eigenen Erhebungen durchgeführt werden. Daher werden für die meisten Statistiken Rohdaten des BAFA und des Mineralölwirtschaftsverbandes (MWV) aufbereitet. Die BAFA ist eine Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Der MWV ist der Lobbyverband der in Deutschland tätigen internationalen Mineralölkonzerns.

Bafa zum Thema Steinkohleimporte:

"Drittlandskohle ist die außerhalb des Bereichs der EU gewonnene Steinkohle. Die Importpreise werden erhoben um die Absatzhilfen zu berechnen. Das Bundesamt ermittelt auf der Grundlage von Meldungen (Meldebögen K mit Erläuterungen) der Steinkohlebezieher (Kraftwerksbetreiber und Stahlerzeuger) die Drittlandskohlepreise frei deutsche Grenze für Steinkohle. Die Einfuhrpreise werden monatlich erhoben sowie vierteljährlich und jährlich veröffentlicht...."

Mengen- und Preisübersicht

Aus den Meldungen der Kraftwerksbetreiber ergeben sich folgende Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle:

Drittlandssteinkohlepreise frei deutsche Genze

Die Steinkohlebezüge für den Einsatz in Kraftwerken werden gemäß § 6 Absatz 2 des Steinkohlefinanzierungsgesetzes vom 20. Dezember 2007 i. d. F. vom 11. Juli 2011 erhoben. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelt die Drittlandskohlepreise frei deutsche Grenze für Steinkohle auf Grund von Meldungen (Meldebögen K) der Steinkohlebezieher (Kraftwerksbetreiber).

Der Preis für Kraftwerkssteinkohle wird als Quartals- sowie als Jahrespreis mit Mengen in Gewichtstonnen und Tonnen Steinkohleeinheiten (t SKE) vom BAFA veröffentlicht..

Der Quartalspreis wird frühestens zwei Monate nach Ablauf des Quartals bekannt gegeben...Weitere Einzelheiten sind zu finden unter:

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/erlaeuterung_meldebogen.pdf"

Bafa zum Thema Erdgasimporte

"Erläuterungen zum Grenzübergangspreis bei Erdgas: Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelt monatlich im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) die Zugänge an Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland.

Einführen aus Nicht-EU-Staaten werden anhand der gemäß § 27a Außenwirtschaftsverordnung abzugebenden Einfuhrkontrollmeldungen (EKM) ermittelt. Zugänge aus EU-Ländern werden Kopien der Intrastat-Meldungen, die die Unternehmen auf freiwilliger Basis dem BAFA zur Verfügung stellen, entnommen. Derzeit werden die so erhobenen Erdgaseinführen in einer monatlichen EnergieINFO als Gesamtmenge in Terajoule (TJ) veröffentlicht.

Darüber hinaus stehen die importierten Mengen in der Homepage des BAFA unterschieden nach den Hauptursprungsländern zur Verfügung. Alle Angaben beziehen sich – wie in der Gaswirtschaft üblich – auf den oberen Heizwert (=Brennwert).

Eine Ausnahme besteht für die Ermittlung der Einführen aus Norwegen. Norwegen ist nicht Mitglied der EU. Somit müssen Importeure eine EKM abgeben. Diese Angaben enthalten auch Transitmengen, die z. B. für den Verbrauch in den Benelux-Ländern bestimmt sind. Entsprechend den Anforderungen internationaler Organisationen ermittelt das BAFA Einführen jedoch ohne Durchleitungsmengen. Bis Juli 2006 wurden die für den Inlandsverbrauch bestimmten Mengen aus Norwegen auf Grund von Angaben der Zollverwaltung berücksichtigt. Seit dem Inkrafttreten des neuen Energiesteuergesetzes zum 01.08.2006 stehen diese Angaben nicht mehr zur Verfügung.

Ab August 2006 werden deshalb die Einfuhren aus Norwegen nach Abzug der für den Transit in die Niederlande bestimmten Mengen anhand von Meldungen des Infrastrukturbetreibers für den Transport des norwegischen Erdgases und nach Abzug sonstiger bekannter Transitmengen erhoben. Der Wert der Zugänge aus Norwegen wird

ermittelt, indem der sich aus den EKM ergebende Durchschnittspreis der Gesamtzugänge aus Norwegen als Berechnungsgrundlage für die Mengen zugrunde gelegt wird, die für die Einfuhr in die Bundesrepublik Deutschland bestimmt sind.

Durch die Auswertung von Einfuhrkontroll- und Intrastat-Meldungen ergeben sich zum einen der Gesamtwert für Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten (in Euro) und zum anderen die eingeführte Erdgasmenge (in TJ). Aus der Division des Gesamtwerts durch die eingeführte

Erdgasmenge ergibt sich der so genannte Grenzübergangspreis in Euro pro TJ. Dieser zeigt damit den Wert des Erdgases an der deutschen Grenze.

Die in die Ermittlung des Grenzübergangspreises einfließenden Importmengen basieren hauptsächlich auf Importverträgen; Spotmengen hingegen werden in den Im- und Exporten nicht umfassend abgebildet. Von daher sind die hier zugrundeliegenden Import- und Exportmengen zur rechnerischen Bestimmung des gesamten Inlandsabsatzes von Erdgas der Bundesrepublik Deutschland nur bedingt geeignet.

Um Fehlinterpretationen zu vermeiden, wird das BAFA ab Januar 2011 keine bilanzierende Berechnung des Inlandsabsatzes mehr vornehmen. Das Aufkommen von Erdgas (Inlandsgewinnung, Import und Speichersaldo) sowie der Export werden hingegen weiterhin in gewohnter Weise monatlich publiziert."

Sonstige methodische Anmerkungen zu den Erdgasimporten:

Für die Erdgaskosten sind die rückwirkenden Änderungen des Bafa vom Okt.2012 eingearbeitet worden. Bei den Erdgasimporten sind bestimmte Spotmarktmimporte unterrepräsentiert (vgl. oben), die nicht vollständig erfasst werden können. Das tatsächliche Preisniveau liegt daher etwas niedriger als hier auf Basis der Bafa-Daten dargestellt. Allerdings schrumpft dieser Abstand von Jahr zu Jahr.

Ölstatistik

Für Preise von Rohöl und Ölprodukten wurden folgende Quellen verwendet: Platts, Bloomberg, IEA, BP; bei den Preiserfassungen für Ölprodukte haben wir uns auf die Hauptprodukte beschränkt und vereinfachende Annahmen für Nebenprodukte mit geringen Mengen gemacht.

Bafa zu den Rohölimporten in die Bundesrepublik Deutschland

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) veröffentlicht monatliche Statistiken über Rohölimporte in die Bundesrepublik Deutschland. Das BAFA ermittelt auf Basis der monatlichen Außenhandelsmeldungen (Einfuhrkontrollmeldungen und EU-Bezüge) Daten über Menge, Wert und Preis der Rohölimporte unterschieden nach Ursprungsländern. Die Ergebnisse werden veröffentlicht in der monatlichen EnergieINFO zu den Rohölimporten sowie in den Amtlichen Mineralöldaten...

Auf Basis des Mineralöldatengesetzes erhebt das BAFA monatlich bei den in der Bundesrepublik auf dem Mineralölmarkt tätigen Unternehmen Daten zu ihrer Geschäftstätigkeit. 'Große' Unternehmen melden mit dem sogenannten 'Integrierten Mineralölbericht' (zum Download: Liste der Erhebungskreisfirmen) Daten wie Rohölkauf, Produktion von Mineralölprodukten in den Raffinerien, Bestände, Außenhandel und Verkäufe von Mineralölerzeugnissen nach ausgewählten Kundengruppen. Kleinere Unternehmen melden nur ihren Außenhandel bei Mineralölerzeugnissen und werden auf dieser Basis in die Statistik einbezogen, so dass eine nahezu 100 %-Marktabdeckung erreicht wird. In einem Anhang werden detaillierte Angaben zum Schmierstoffmarkt in der Bundesrepublik erhoben...

Im Rahmen der Mineralölstatistik wird eine enge Kooperation zwischen Verwaltung und Wirtschaft praktiziert. Der Mineralölwirtschaftsverband als Interessenvertretung der Mineralölindustrie in der Bundesrepublik veröffentlicht seinerseits umfangreiche Statistiken zum Mineralölmarkt."

Umrechnungsfaktoren

1. Gesetzliche und gebräuchliche Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten

Einheit	kWh	kJ	kcal	kg SKE	kg RÖE
1 kWh	1	3.600	860	0,123	0,086
1 kJ	0,000278	1	0,2388	°	°
1 kcal	0,001163	4.1868	1	°	°
1 kg SKE *	8,141	29.308	7.000	1	0,7
1 kg RÖE *	11,63	41.868	10.000	1,428	1
1 m³ Gas (H _u) *	9,7726	35.182	8.403	1,200	0,840
1 m³ Gas (H _o) **	10,8300	38.988	9.312	1,330	0,931

* Die Angaben beziehen sich wie in den Energiebilanzen auf den unteren Heizwert (H_u), der bei Gas nur in Vergleichsrechnungen mit anderen Energieträgern zum Ansatz kommt (PEV, Wärmepreise).

** Die Angaben beziehen sich auf den oberen Heizwert (H_o), der - bis auf die obigen Einschränkungen - als grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft gilt.

Quelle: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

2. Energieeinheiten im Überblick

Als Energieeinheiten werden das Newtonmeter (Nm), das Joule (J) und die Wattsekunde (Ws) verwendet. Dabei gilt: **1 Nm = 1 J = 1 Ws**

Steigt beispielsweise die Temperatur von 1 g Wasser um etwa 0,24 Grad C an, so ist dem Wasser eine Energie von 1 J oder die Leistung eines Herzschlages zugeführt worden:

1 kWh = 3.600.000 Joule

277.778 kWh = 1 Terajoule (TJ)

3. Vorzeichen / Potenzen

K = Kilo (Tausend)
M = Mega (Million)

G = Giga (Milliarde)
T = Tera (Billion)

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/umrechnungsfaktoren.pdf>