

Transportieren oder Übertragen?

Was ist sinnvoller – der Transport von Primärenergieträgern oder die Übertragung von Elektrizität?

Alexandre Oudalov, Muhamad Reza



Wenn es um die Umwandlung von Primärbrennstoffen aus Bergwerken und Lagerstätten in nutzbare Elektrizität geht, werden häufig nur die verschiedenen Schritte des Abbaus und der Umwandlung betrachtet. Zur vollständigen Optimierung dieses Prozesses muss jedoch noch ein weiterer Aspekt berücksichtigt werden: der Transport.

Sollte man Kraftwerke möglichst nahe an den Lastschwerpunkten errichten und den Brennstoff mechanisch (z. B. per Bahn, Schiff oder über Pipelines) dorthin transportieren, oder ist es sinnvoller, den Strom in der Nähe der Lagerstätten zu erzeugen und dann per Leitung zu übertragen?

Laut Schätzungen der International Energy Agency wird sich der weltweite Bedarf an elektrischer Energie bis zum Jahr 2030 verdoppeln. Rund 70% der zusätzlichen Erzeugungsleistung wird dabei durch Kohle und Erdgas gedeckt, d. h. hier ist in den kommenden 30 Jahren weltweit das stärkste Wachstum zu erwarten ¹. Da die Primärenergievorkommen meist nicht in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte und Bevölkerungszentren zu finden sind, ist die Übertragung hoher elektrischer Leistungen (> 500 MW) bzw. der Transport der Primärenergieträger über weite Strecken (> 100 km) erforderlich. **Infobox 1** zeigt verschiedene Energietransportszenarien für verschiedene Primärenergieträger und Transportmittel mit unterschiedlicher Effizienz, Zuverlässigkeit und Umweltverträglichkeit.

Welche Methoden verwendet werden, um die Primärenergieträger zum Kraftwerk zu transportieren und den Strom dann zum Lastschwerpunkt zu übertragen, wird in einem komplexen Entscheidungsfindungsprozess bestimmt und hängt (unter anderem) von der zu transportierenden Energiemenge, der zu überwindenden Entfernung, den Investitions- und Betriebskosten für das Transportsystem und der zur Verfügung stehenden Infrastruktur ab [1–3]. Ein weiterer Faktor sind sog. Externalitätskosten (Kosten für externe Effekte), die mit den ökologischen und sozialen Auswirkungen des Energietransports verbunden sind. Die Autoren haben die Position der „Leitungstechnologien“ von ABB zur elektrischen Energieübertragung (HGÜ und HDÜ) gegenüber verschiedenen Methoden zum Transport von Primärenergieträgern und deren Umwandlung in Elektrizität in der Nähe der Lastschwerpunkte untersucht.

Energietransportmodell

Dazu wurde ein Energietransportmodell (Bulk Energy Transport Model, BET) entwickelt, das alle bedeutenden Kombinationen von Problemszenarien und Technologien berücksichtigt und dabei gängige Verfahren zur Lebenszykluskostenanalyse einschließlich der monetären Bewertung von Externalitätskosten sowie Sensitivitätsanalysen unterstützt. Die Hauptbestandteile des BET-Modells für einen Vergleich verschiedener Energietransportoptionen sind in 2 dargestellt (nähere Informationen hierzu sind in [4] nachzulesen). Bei der

BET-Analyse werden zwei Hauptoptionen unterschieden: die Übertragung elektrischer Energie und der Transport von Primärenergieträgern. Die Gesamtkosten beider Optionen setzen sich aus den Investitions- und Betriebskosten sowie den Externalitätskosten zusammen (Infobox 2). Diese werden zusammen mit den Elektrizitätskosten am Übergabepunkt zum Verbrauchsschwerpunkt zur Klassifizierung der verschiedenen Energietransportoptionen verwendet.

Berücksichtigung der Luftverschmutzung

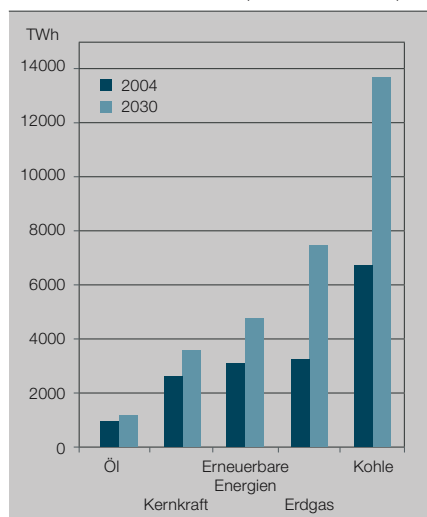
Im Folgenden soll die Einschätzung der Externalitätskosten am Beispiel der Luftschadstoffemissionen verdeutlicht werden. Die bei der Erzeugung und beim Transport der Energie verursachte Luftverschmutzung setzt sich zusammen aus den Schadstoffen, die bei der Verbrennung der Primärenergieträger im Kraftwerk, in den Motoren der Transportmittel und bei der Verbrennung zu-

sätzlicher Primärenergieträger zum Ausgleich der Übertragungsverluste freigesetzt werden. Folgende Luftschadstoffe wurden in der Studie berücksichtigt: CO₂ (verantwortlich für den globalen Klimawandel), NO_x, SO₂ (verantwortlich für sauren Regen) sowie Aerosole und Schwebstoffe. Außerdem wurden verschiedene Möglichkeiten der Emissionsabscheidung in Kraftwerken und im Güterverkehr berücksichtigt. Die Gesamtexternalitätskosten für die Luftverschmutzung sind ein Indikator, der alle bei der jeweiligen Option entstehenden Schadstoffe zusammenfasst.

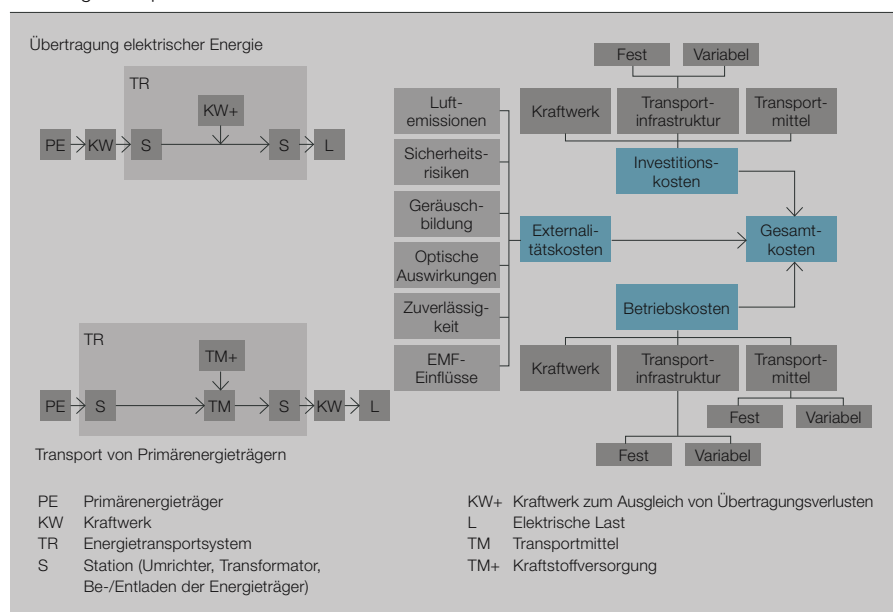
So werden die jährlichen Externalitätskosten für den CO₂-Ausstoß, der bei der Erzeugung in einem Kohlekraftwerk in Bergwerksnähe mit anschließender Übertragung der Elektrizität anfällt, zum Beispiel aus den folgenden Parametern berechnet:

- Emissionsfaktor in Tonnen CO₂ pro Tonne verbrannter Kohle

1 Weltweite Stromerzeugung nach Brennstoffen im Jahr 2004 und 2030 (Quelle: IEA, 2006)



2 Energietransportmodell



Infobox 1 Szenarien für den Transport großer Energiemengen

Primärenergieträger	Transport per						
	Kabel	Bahn	Lastkahn	Schiff	Pipeline	Lkw	Förderband
Kohle	HDÜ HGÜ	Ganzzüge	Schleppkähne	Schiffe	Kohleschlamm, Kohlestücke (Coal Logs), synthetisches Gas	> 100 km nicht praktikabel	> 50 km nicht praktikabel
Erdgas		Nicht praktikabel		LNG-Tanker	Oberirdisch, unterirdisch	Nicht praktikabel	Physikalisch unmöglich

Transformatoren und Schaltanlagen

Infobox 2 Bestandteile des BET-Modells: Investitions-, Betriebs- und Externalitätskosten

Typ	Kraftwerk	Transportinfrastruktur		Transportmittel	
		Fest	Variabel	Fest	Variabel
Investitionskosten beziehen sich auf die Produktion, den Bau und die Außerbetriebnahme der Infrastruktur	Kraftwerksleistung. Aufgrund der Kraftwerkseigenschaften und der zum Ausgleich der Übertragungsverluste erforderlichen zusätzlichen Leistung für jedes Energietransportszenario unterschiedlich	Be- und Entladeeinrichtungen für Primärenergieträger bzw. Umrichter- und Trafostationen an beiden Enden der Leitung	Transportweg: Gleise, Pipeline, Hochspannungs-Freileitung oder -Erdkabel	Zirkulierende Transportmittel: Ganzzüge, Schleppkähne, Schiffe	
Betriebskosten beziehen sich auf die Förderung und den Transport der Primärenergieträger, die Stromerzeugung und -übertragung sowie den Ausgleich von Verlusten	Brennstoff- und Instandhaltungskosten	Elektrische Verluste in Umrichter- und Trafostationen bzw. Verlust von Primärenergieträgern beim Be- und Entladen plus Instandhaltungskosten	Elektrische Verluste in Leitungen bzw. Verlust von Primärenergieträgern beim Transport plus Instandhaltungskosten	Instandhaltungskosten	Kraftstoffkosten

Externalitätskosten beziehen sich auf die ökologischen und sozialen Auswirkungen des Energietransports. Würden alle Externalitäten durch Umweltauflagen beseitigt, lägen die Kosten bei null. Eine Beseitigung sämtlicher Externalitäten durch Umweltauflagen wäre jedoch nicht sinnvoll. Stattdessen sollte ein Standard gesetzt werden, bei dem der soziale Grenznutzen durch die Beseitigung der sozialen Grenzkosten entspricht. Auch dann gibt es weiterhin Externalitäten, die bei Entscheidungen hinsichtlich des Transports berücksichtigt werden sollten. Selbst bei optimaler Ausrichtung der Umweltauflagen können die verbleibenden Externalitäten die Entscheidung für eine bestimmte BET-Option (z. B. die Verwendung eines Erdkabels anstatt einer Freileitung) beeinflussen. Luftschadstoffemissionen, Sicherheitsrisiken, Geräuschbildung, optische (ästhetische) Auswirkungen und EMF-Einflüsse fließen als wichtige „Bausteine“ der Externalitätskosten in das BET-Modell ein.

- Effizienz der CO₂-Emissionsreduktion im Kohlekraftwerk (beeinflusst die Investitions- und Betriebskosten)
- Kohleverbrauch in Tonnen pro Jahr
- Geschätzte zukünftige Emissionssteuern pro Tonne CO₂

Allgemein spiegeln die Emissionssteuern die Auswirkungen der jeweiligen Schadstoffe auf die Gesundheit und das Ökosystem wider. In einigen Ländern liegen sie heute bei etwa 25–40 USD pro Tonne CO₂ [5]. Da der CO₂-Ausstoß globale Auswirkungen auf die Umwelt hat, sind die Steuern innerhalb des jeweiligen Geltungsbereichs von der geografischen Lage der Kraftwerke und der Transportinfrastruktur unabhängig. Die anderen Schadstoffe hingegen haben eine stärkere lokale Umweltwirkung, weshalb Kraftwerke und die Transportinfrastruktur in der

Nähe der Lastschwerpunkte wesentlich höheren Emissionssteuern unterliegen als in abgelegenen Regionen.

Fallbeispiel

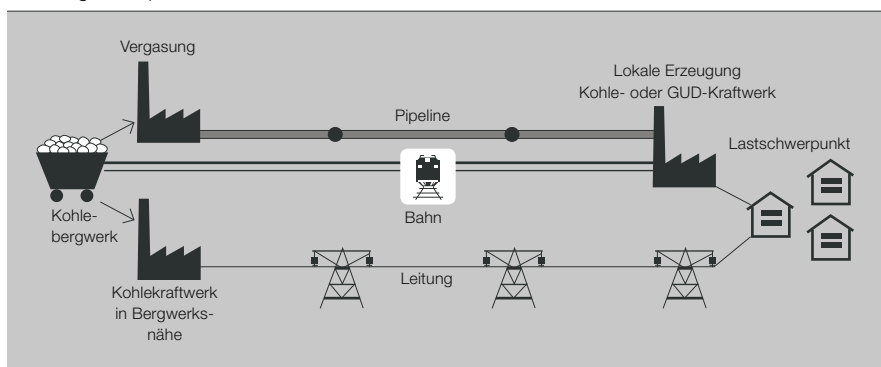
Das folgende Fallbeispiel zeigt die Ergebnisse einer Vergleichsanalyse mehrerer Energietransportszenarien unter Verwendung modernster Technologien und bei typischer Umsetzung auf dem Land. Die betrachteten Szenarien umfassen den Transport der Energie von einem Kohlebergwerk (schwefelarme, subbituminöse Kohle) zum Lastschwerpunkt mit folgenden Mitteln **3**:

- Übertragung per Kabel (HDÜ- bzw. HGÜ-Freileitungen und HGÜ-Erdkabel) von einem Kohlekraftwerk in Bergwerksnähe
- Kohletransport auf der Schiene zu einem Kohlekraftwerk in der Nähe des Lastschwerpunkts

- Umwandlung in synthetisches Erdgas (Methanisierung) und Transport über eine Pipeline zu einem Gaskraftwerk in der Nähe des Lastschwerpunkts. Grundlage für die Untersuchung ist die Übertragung von 1.000 MW (bzw. der Transport der zur Erzeugung von 1.000 MW erforderliche Menge an Primärenergieträgern) über eine Entfernung von 1.000 km. In der ersten Phase der Analyse wird von folgenden Voraussetzungen ausgegangen:

- Externalitätskosten werden im „Business-As-Usual“-Fall (BAU) nicht berücksichtigt.
- Alle erforderlichen Daten über Investitions- und Betriebskosten stehen zur Verfügung.
- Bahnschienen, Übertragungsleitungen und Pipelines sind nicht vorhanden und müssen verlegt bzw. errichtet werden.

3 Energietransportszenarien



- **4** zeigt die Elektrizitätskosten am Lastschwerpunkt einschließlich Erzeugung und Transport. Der Vergleich verschiedener Energietransportszenarien für den BAU-Fall führt zu folgenden Erkenntnissen:

- Die Rangfolge der Energietransportoptionen hängt in erster Linie von den Investitionskosten ab.
- Bei HGÜ-Freileitungen sind die Elektrizitätskosten am niedrigsten.
- Beim Transport der Kohle per Bahn machen die Betriebskosten den größten Teil aus.

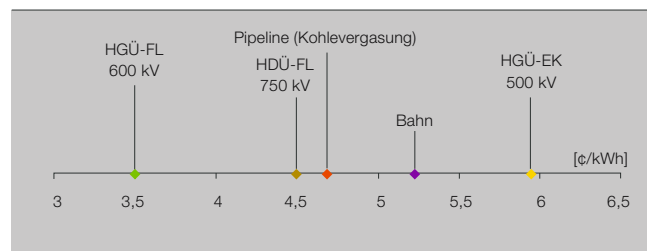
- HGÜ-Erdkabel sind die teuerste aller fünf Optionen.

Im BAU-Fall bietet die HGÜ per Freileitung deutliche Vorteile gegenüber einem Transport der Primärenergieträger zum Lastschwerpunkt mit anschließender lokaler Stromerzeugung.

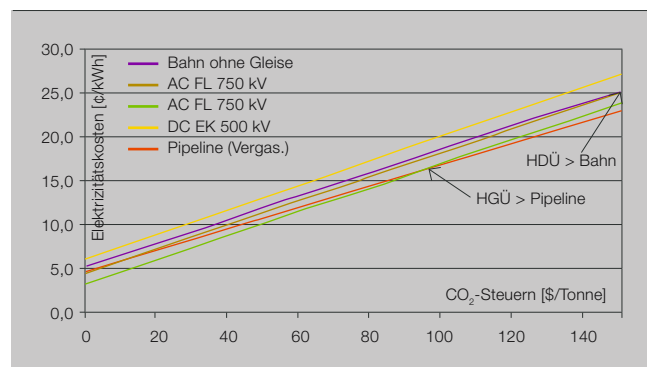
In der nächsten Phase der Studie wurden die Auswirkungen der Externalitätskosten (insbesondere für den CO₂-Ausstoß) bei der Klassifizierung der verschiedenen Energietransportoptionen berücksichtigt. **5** zeigt die Entwicklung der Elektrizitätskosten am Lastschwerpunkt bei unterschiedlichen CO₂-Steuern ohne CO₂-Abscheidung. Am linken Ende des Diagramms fallen keine Steuern an (identisch mit dem oben beschriebenen BAU-Fall). Von hier steigen die Elektrizitätskosten bei allen Optionen mit den CO₂-Emissionssteuern. Bei der Übertragung per HGÜ-Erdkabel sind die Kosten am höchsten, da hier mehr Kohle eingesetzt werden muss, um die elektrischen Übertragungsverluste auszugleichen. Eine HGÜ-Freileitung ist bei einer Besteuerung von unter 100 USD pro Tonne CO₂ eine günstigere Option, die jedoch ab dem „Break-Even“-Punkt von 100 USD pro Tonne CO₂ von der Kohlevergasung mit Pipelinetransport unterboten wird. Der Kohletransport per Bahn ist ab einer Steuer von 150 USD pro Tonne CO₂ günstiger als HDÜ-Freileitungen. In Europa liegen die Emissionssteuern zurzeit bei 25–40 USD pro Tonne CO₂.

Sehr hohe CO₂-Emissionssteuern machen eine CO₂-Sequestrierung wirt-

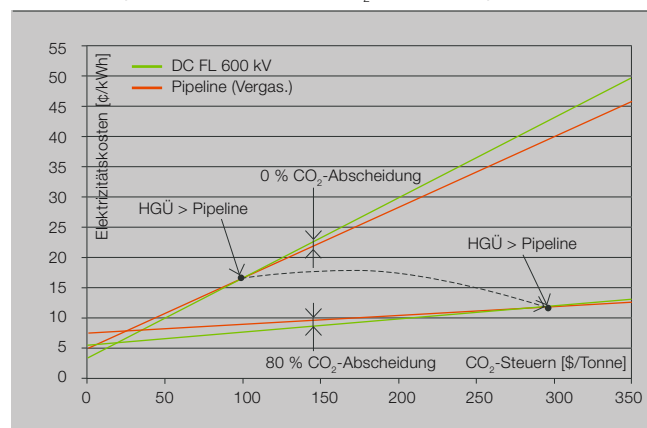
4 Elektrizitätskosten am Lastschwerpunkt (BAU-Fall)



5 Auswirkungen der CO₂-Emissionssteuern auf die Elektrizitätskosten am Lastschwerpunkt



6 „Break Even“ der CO₂-Emissionssteuern für den Transport per HGÜ-Freileitung und Pipeline bei einer CO₂-Abscheidung von 0 bzw. 80 %



schaftlich interessant. Bei der Abscheidung und Speicherung von 80 % der CO₂-Emissionen (eine ökologisch vertretbare Grenze) würde die HGÜ-Freileitung erst ab einer Emissionssteuer von 300 USD pro Tonne CO₂ von der Kohlevergasung mit Pipelinetransport unterboten **6**. In diesem Szenario bliebe die Übertragung per HDÜ-Frei-

leitung sogar bis zu einer Steuer von 1.300 USD pro Tonne CO₂ günstiger als der Kohletransport per Bahn. Demnach steigert die CO₂-Abscheidung die Wettbewerbsfähigkeit der „Leitungstechnologien“ (unter Berücksichtigung der Kosten für die CO₂-Abscheidung und -Sequestrierung).

Das BET-Modell zeigt, dass unter Berücksichtigung der Externalitätskosten die frühzeitige Umwandlung von Kohle in Elektrizität mit anschließender Übertragung per HGÜ deutliche Vorteile gegenüber dem herkömmlichen Transport von Primärenergieträgern auf dem Landweg bietet. Zudem bieten HGÜ-Technologien strategische Möglichkeiten zur Senkung der Externalitätskosten. Nach Ansicht der Autoren ist es sehr wahrscheinlich, dass der Transport von Primärenergieträgern langfristig durch die elektrische Energieübertragung abgelöst wird, wenn es darum geht, große Energiemengen über große Entfernungen zu transportieren.

Bei diesen Vorhersagen sollte jedoch stets die Unsicherheit der Ausgangsdaten bedacht werden.

Alexandre Oudalov

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil, Schweiz
alexandre.oudalov@ch.abb.com

Muhamad Reza

ABB Corporate Research
Västerås, Schweden
muhamad.reza@se.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Bahrman, M., Johnson, B.: „The ABCs of HVDC Transmission Technologies“, IEEE Power & Energy Magazine, Nr. 3/4 2007, S. 32–44
- [2] Clerici, A., Longhi, A.: „Competitive Electricity Transmission System as an Alternative to Pipeline Gas Transport for Electricity Delivery“, Tagungsunterlagen des 17. World Energy Congress 2007, Houston, Texas, USA
- [3] Bergerson, J., Lave, L.: „Should We Transport Coal, Gas, or Electricity: Cost, Efficiency, and Environmental Implications“, Environmental Science & Technology, Jhg. 39, Nr. 16 (2005), S. 5905–5910
- [4] Oudalov, A., Reza, M.: „Externality Implication on Bulk Energy Transport“, Tagungsunterlagen der 27. US Association for Energy Economics Conference 2007, Houston, Texas, USA
- [5] European Energy Exchange, EU CO₂-Emissionsberechtigungen für 2007–2008, www.eex.de (November 2007)