

# Graustromabgabe – Rechtliche Machbarkeit und Umsetzungsbedingungen

Ergebnisse der Studie des World Trade Institutes,  
Universität Bern und Ausführungsvorschlag swisscleantech  
mit Analyse der Auswirkungen

*11.06.2015*

*Christian Zeyer*

*Rita Bolliger*

*swisscleantech*

*Reitergasse 11*

*8004 Zürich*

*swisscleantech.ch*

*+41 58 580 0808*

## Zusammenfassung

Durch eine Graustromabgabe soll Strom aus nicht erneuerbaren Quellen selektiv verteuert werden. Damit soll verhindert werden, dass immer mehr Strom aus Kohlekraftwerken oder Kernkraftwerken importiert wird, während es aufgrund tiefer Strommarktpreise kaum noch möglich ist, mit der Produktion aus Wasserkraftwerken genügend Deckungsbeiträge zu erwirtschaften.

Der Bericht zeigt auf, dass für eine effektive differenzierte Graustromabgabe, die keinem «Green-washing» Vorschub leistet, mindestens eine, mit Vorzug beide der folgenden Bedingungen erfüllt sein müssen:

- Europa führt und bewirtschaftet eine umfassende Buchhaltung der erneuerbaren Energien mit ambitionierten Zielen, die nicht nur die neu zugebauten, sondern auch auf die bereits bestehenden Anlagen einschliesst.
- Auf den Strommärkten wird Strom in der Form eines differenzierten Produktes gehandelt, wobei auch die Eigenschaft der Herkunft mitgehandelt wird.

Für den vorliegenden Bericht über die Machbarkeit einer differenzierten Graustrombesteuerung zur Unterstützung der Wasserkraft und anderer erneuerbarer Energien werden vier Varianten vertieft analysiert.

Davon ist aufgrund internationaler, handelsrechtlicher Bestimmungen nur eine Lenkungsabgabe auf allem Strom mit Rückerstattung bei Einreichen eines «Tax Exemption Certificate» nach Vorbild von Grossbritannien umsetzbar. Dabei wird eine neue Schweizer Zertifizierungsstelle geschaffen, bei der sich alle inländischen und europäischen Produzenten und Lieferanten von erneuerbarem Strom zertifizieren lassen können, vorausgesetzt, sie tragen sich in der nationalen Buchhaltung des Standortlandes aus.

Die Effekte eines solchen Vorgehens wurden ebenfalls untersucht. Auf Grund der Angebotssituation an Grünstrom in Europa würde sich voraussichtlich ein tiefer Zertifikatspreis einspielen. Die Lenkungsabgabe würde deshalb fast vollständig rückerstattet.

Es ist davon auszugehen, dass der Strom aus Schweizer Kernkraftwerken mittels Umgehungs-geschäfte durch Zertifikate aus dem Ausland zu 100% grün gewaschen würde. Dies würde einen Mittelabfluss an ausländische Produzenten von mehreren hundert Millionen Franken erzeugen, während die Risikokosten unverändert in der Schweiz blieben.

Insgesamt muss das Verfahren im Vergleich zum Effekt bezüglich Unterstützung der Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energien in der Schweiz als relativ aufwändig angesehen werden. Solange in einigen Ländern mehr Strom aus erneuerbaren Energien – meist aus älteren Grosswasserkraftwerken – vorhanden ist, als für die Erreichung der nationalen Ziele der RES-Direktive 2009/28/EC nötig ist und zudem der CO<sub>2</sub>-Preis sehr tief liegt, wird tendenziell ein Überangebot an Zertifikaten im Schweizer System vorhanden sein. Dies senkt den Preis der Zertifikate stark. Deshalb ist der Fördereffekt für Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie in der Schweiz relativ klein.

Anfänglich wäre somit eine Versorgung mit erneuerbarem Strom relativ günstig realisierbar. Sie würde aber nicht zu einem Zubau von weiteren erneuerbaren Anlagen in der Schweiz führen, weshalb eine Förderung zur Erreichung dieses Ziels weiterhin notwendig bliebe. Mit steigenden Zielen in Europa könnte der Zertifikatspreis ansteigen und dann auch die Förderung überflüssig machen.

In diesem Fall könnte der Einkauf von grösseren Mengen Grünstrom respektive des ökologischen Mehrwertes durch die Schweiz mit Herkunft aus der EU zu einem Reputationsrisiko für die Schweiz werden.

Eine einfachere Variante, die Schweizerische Wasserkraft insgesamt unbürokratisch zu fördern wäre, die Wasserzinsen von der Produktion auf das Netzentgelt umzulegen. Dadurch steigt der Strompreis um rund 0.8 Rp./kWh resp. 8 CHF/MWh. Diese Erhöhung erfolgt zusätzlich zur Erhöhung der KEV, was die Chancen, die KEV auf die Höhe von 2.3 Rp./kWh anzuheben, massiv reduzieren wird.

Ausserdem würden damit auch abgeschriebene Anlagen gefördert. Dies ist nicht unbedingt erwünscht. Diese Massnahme würde zudem auch langfristig nicht zu einem weiteren Zubau von Kraftwerken zur Erzeugung von erneuerbarem Strom führen und hätte keinen Effekt auf den Strom aus Kernkraftwerken.

<b>1</b>	<b>Ausgangslage</b>	<b>5</b>
1.1	<i>Strompreisentwicklung</i>	5
1.2	<i>Auswirkungen auf die Wasserkraft</i>	5
1.3	<i>Graustromabgabe zur Unterstützung der Wasserkraft und der erneuerbaren Energien</i>	6
1.4	<i>Tax all and rebate renewables</i>	6
1.5	<i>Strommarktspezifische Rahmenbedingungen</i>	8
<b>2</b>	<b>Rechtliche Machbarkeit</b>	<b>10</b>
2.1	<i>Variante 1a: Quantitative Beschränkung von ausländischen HKN-Zertifikaten</i>	11
2.2	<i>Variante 1b: Qualitative Beschränkung von HKN-Zertifikaten</i>	11
2.3	<i>Variante 2: «Floor price» für Zertifikate</i>	11
2.4	<i>Variante 3: «Border Tax Adjustment» auf Graustrom ohne konkrete Herkunftsbestimmung</i>	12
2.5	<i>Variante 4: «Tax Exemption Certificate»</i>	13
2.6	<i>Verwendung der Einnahmen</i>	13
<b>3</b>	<b>Effekte eines «Tax and rebate» Systems</b>	<b>15</b>
3.1	<i>Preisbildung</i>	15
3.2	<i>Umgehungsgeschäfte</i>	15
3.3	<i>Auswirkungen auf den freiwilligen Handel mit Zertifikaten</i>	16
3.4	<i>Reputationsrisiken</i>	16
3.5	<i>Verträge mit der EU und Verhältnis zur KEV</i>	19
3.6	<i>Versorgungsrisiken</i>	19
<b>4</b>	<b>Ausgestaltung Graustromabgabe</b>	<b>20</b>
4.1	<i>Ausgestaltung</i>	20
4.2	<i>Rahmenbedingungen</i>	20
4.3	<i>Einschränkungen</i>	20
4.4	<i>Übergang zur Klima- und Energielenkungsabgabe</i>	22
4.5	<i>Schlussfolgerungen</i>	23
<b>5</b>	<b>Alternativen zur Förderung der Wasserkraft ohne Graustromabgabe</b>	<b>24</b>

# 1 Ausgangslage

Viele Kraftwerksbetreiber und Energieversorger stehen heute einer schwierigen Marktsituation gegenüber. Im Folgenden soll ein Überblick gegeben werden, wie es dazu kommen konnte und welche Lösungsansätze allenfalls Abhilfe schaffen sowie eine geordnete Umsetzung der Energiewende unterstützen könnten.

## 1.1 Strompreisentwicklung

Idealerweise sollte der Strompreis die variablen Kosten, die Investitionskosten und die externen Kosten der Stromproduktion abdecken.

Im Moment berücksichtigt der Preisbildungsmechanismus des Strommarkts jedoch nur die variablen Kosten. Im sogenannten Merit Order Markt<sup>1</sup> bestimmen die marginalen Kosten des teuersten, zur Deckung der Nachfrage gerade noch benötigten Kraftwerks den Preis des Stroms. Deckungsbeiträge für die getätigten Investitionen können also nur erwirtschaftet werden, solange ein Kraftwerk nicht das teuerste ist<sup>2</sup>.

Die hohe Stromproduktion aus konventionellen Grundlastkraftwerken in Kombination mit einem tiefen CO<sub>2</sub>-Preis in Europa sowie der steigende Anteil an erneuerbaren Energien, welche sehr tiefe variable Kosten aufweisen, haben in den letzten Jahren zu einer starken Senkung der Strompreise an den Strombörsen geführt. Zudem wirkte sich auch die sinkende Nachfrage aufgrund der Rezession in Europa negativ auf den Strompreis aus.

Auf dem europäischen Strommarkt hat sich ein Strompreis durchgesetzt, der in etwa den marginalen Kosten der Steinkohlekraftwerke entspricht und zuweilen, bei hohem Angebot an erneuerbarem Strom und gleichzeitiger grosser Produktion aus Kohle und Kernkraftwerken<sup>3</sup> sogar darunter liegt. Ein solcher Strompreis deckt die Gestehungskosten (LCOE)<sup>4</sup> vieler Anlagen nicht mehr. Diese Situation ist für alle Kraftwerke problematisch, welche nicht über Fördergelder verfügen.

## 1.2 Auswirkungen auf die Wasserkraft

Auch die Wasserkraft, eine der wichtigsten Stützen der Energiewende, ist von den tiefen Preisen am Strommarkt betroffen. Sie weist zwar tiefe externe und marginale Kosten auf, jedoch auch relativ hohe Investitionskosten. Durch die tiefen Strommarktpreise ist sie nicht mehr in der Lage, genügende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. So werden auf lange Sicht notwendige Ersatzinvestitionen sowie wie die Nutzung der verbleibenden Potentiale verhindert.

Diese Situation ist volkswirtschaftlich und umweltpolitisch problematisch, da Wasserkraftwerke weder den Klimawandel beschleunigen noch die hohen Risiken der Kernkraftwerke aufweisen, also wenig externe Kosten verursachen. CO<sub>2</sub>-intensive Stromproduktionstechnologien und Kernkraftwerke lassen sich hingegen heute ihre relativ hohen externen Kosten durch die Allgemeinheit finanzieren.

Damit in Zukunft nicht zunehmend Strom aus Kohlekraftwerken oder Kernkraftwerken importiert wird, während es kaum noch möglich ist, mit der Produktion aus Wasserkraftwerken genügend Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, könnte eine differenzierte Abgabe auf Strom aus nicht erneuerbaren Energiequellen eingeführt werden. Eine solche Lenkungsabgabe würde auch den Strom aus Schweizer Kernkraftwerken betreffen.

---

<sup>1</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Merit-Order>

<sup>2</sup> Zur Funktion des Strommarktes vergleiche swisscleantech Studie «Strommarkt, Strompreis und erneuerbare Energien»: [http://www.swisscleantech.ch/fileadmin/content/PDF/Publikationen/swisscleantech\\_Strommarkt-2014.pdf](http://www.swisscleantech.ch/fileadmin/content/PDF/Publikationen/swisscleantech_Strommarkt-2014.pdf)

<sup>3</sup> Grundlast oder Bandlastkraftwerke mit schlechter Regelbarkeit

<sup>4</sup> Die Levelized Cost of Energy (LCOE) enthält die laufenden Kosten, alle Unterhaltskosten sowie die betriebswirtschaftliche Abschreibung, umgebogen auf die Produktion

### 1.3 Graustromabgabe zur Unterstützung der Wasserkraft und der erneuerbaren Energien

Eine Lenkungsabgabe auf Strom sollte grundsätzlich folgende Voraussetzungen erfüllen:

- *Differenzierung nach der Art der Erzeugung, um sicherzustellen, dass erneuerbarer Strom, zum Beispiel aus Schweizer Wasserkraftwerken, nicht benachteiligt ist gegenüber nicht erneuerbarem Strom*
- *Verteuerung von fossilem, importiertem Strom, da die CO<sub>2</sub>-Preise im Emission Trading System (ETS) nicht im Bereich der von fossilen Kraftwerken verursachten externen Kosten liegen*
- *Verteuerung von Strom aus Kernkraftwerken, da Kernkraftwerke weder ihre Versicherungskosten noch ihre vollen zukünftigen Rückbau- und Entsorgungskosten tragen*
- *Geringer administrativer Aufwand*
- *Möglichkeit zur nahtlosen Überführung in das per 2021 geplante Klima- und Lenkungsabgabensystem (KELS) der Energiestrategie 2050*

Es wurden sowohl vom Bund<sup>5</sup> wie auch von privaten Unternehmungen<sup>6</sup> diverse Lösungsansätze geprüft. Einer dieser Lösungsansätze ist eine Dreck- oder Graustromabgabe.

Durch eine Graustromabgabe soll Strom aus nicht erneuerbaren Quellen selektiv verteuert werden. Um dies zu erreichen, muss erneuerbarer Strom klar identifizierbar sein, die definierte nachhaltige Qualität aufweisen und im Falle von Importstrom im Standortland nicht mehr als erneuerbarer Strom registriert sein. So können Doppelzählungen vermieden werden.

### 1.4 Tax all and rebate renewables

Da Strom keine Herkunftskennzeichnung aufweist (siehe unten) kann eine Graustromabgabe am Besten in der Form eines «Tax all and rebate renewables» Systems, also eine Besteuerung des gesamten Stromverbrauchs und Rückerstattung bei Nachweis der erneuerbaren Produktion realisiert werden. In einem ersten Schritt (Fig. 1) muss somit jeder Stromlieferant pro gelieferte MWh Strom eine Lenkungsabgabe bezahlen. Diese Lenkungsabgabe verteuert den Strom.

---

<sup>5</sup> WTI (2014), *Differential Taxation of Electricity: Assessing the Compatibility with WTO Law, EU Law and the Swiss-EEC Free Trade Agreement*; Ecoplan, WTI, UniZH (2013), *Border Tax Adjustments*

<sup>6</sup> WWF, Infrac(2014), *Differenzierte Stromabgabe – Ausgestaltung und Folgen in der Schweiz*

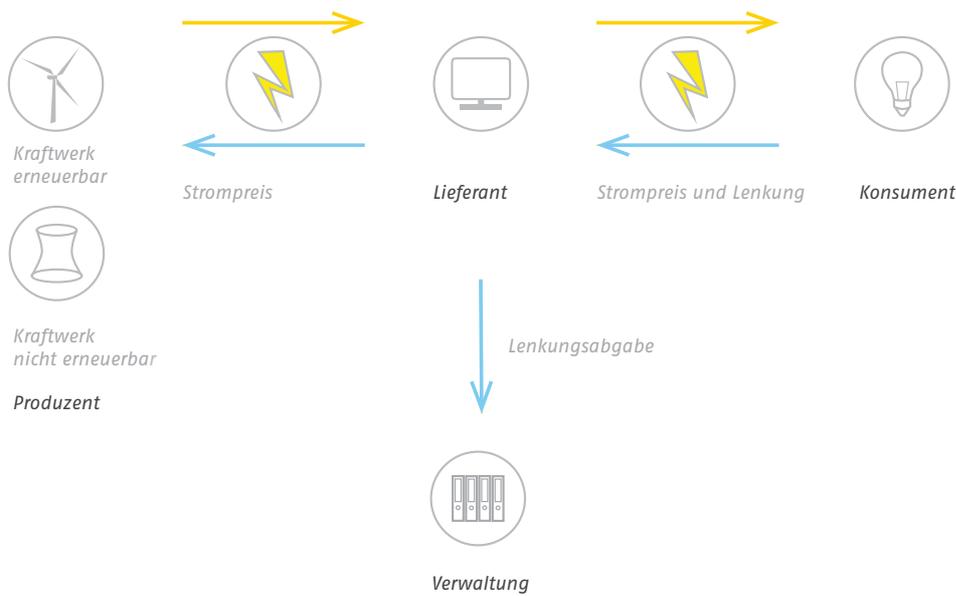


Fig. 1 Mechanismus der Lenkungsabgabe

In einem zweiten Schritt (Fig. 2) kann der Lieferant bei beliebigen Produzenten Zertifikate für erneuerbare Energien beschaffen. Die Zertifikate stellen sicher, dass keine Doppelzählung der Produktion erfolgt. Bei Abgabe des Zertifikates wird dem Lieferant die Lenkungsabgabe zurück-erstattet. In einem liberalisierten Markt wird der Lieferant bemüht sein, Zertifikate möglichst günstig einzukaufen, um dem Kunden einen möglichst günstigen Strompreis anbieten zu können.

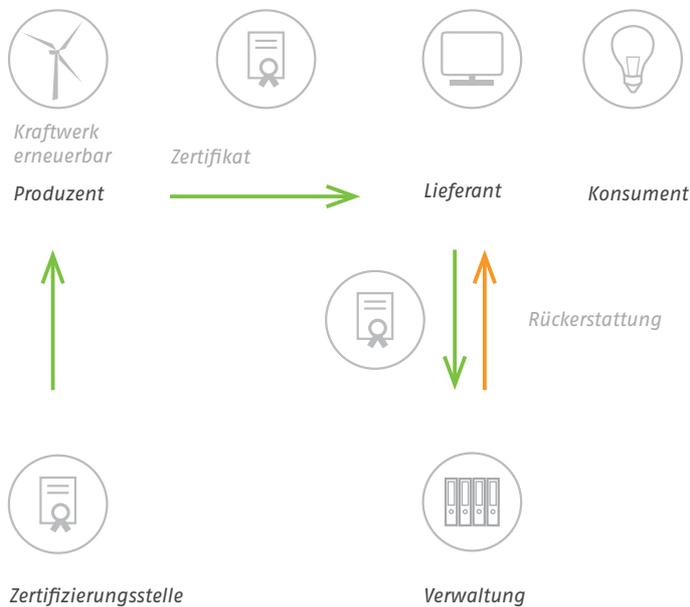


Fig. 2 Mechanismus der Rückerstattung

### 1.5 Strommarktspezifische Rahmenbedingungen

Die Idee, allen nicht erneuerbaren Strom mit einer Abgabe zu belasten, scheint auf den ersten Blick verlockend einfach machbar. Der Stromhandel weist jedoch einige Besonderheiten auf. Diese müssen für eine handelsrechtliche korrekte Ausgestaltung einer Lenkungsabgabe auf Strom zwingend berücksichtigt werden. Ausserdem muss die Umsetzung praktikabel und möglichst einfach sein. Diese Eigenschaften sind:

- *Die physische Herkunft von Strom kann nicht nachverfolgt werden. Zwar könnte bei konkreten Verträgen, sogenannten over the counter (OTC) Verträgen die Herkunft nachgewiesen werden. Da der freie Stromhandel für die Funktion des Strommarkts essentiell ist, kann jedoch die Abwicklung einer Graustromabgabe über OTC-Verträge keine Option sein. Ausserdem kann durch Kompensationsgeschäfte auch OTC Strom grüngewaschen werden (vgl. Kapitel 3.2). Strom von den Strombörsen (EEX, EPEX, Nordpool, etc.) ist deshalb in jedem Fall Graustrom.*
- *Herkunftsnachweise (HKN) werden europaweit pro MWh produziertem Strom aus erneuerbaren Energien ausgegeben<sup>7</sup> und unabhängig vom physischen Stromfluss auf einer separaten Plattform gehandelt.*
- *Der separate Handel von Stromproduktion und HKN führt EU- und WTO-rechtlich zu einer besonderen Situation. Je nach Ausgestaltung des Lenkungssystems sind Europarechts- und WTO-Klagen möglich.*

Bisher sind alle Bemühungen, Herkunft und physikalischen Strom gemeinsam zu handeln, an der Komplexität gescheitert. Es ist aber nicht auszuschliessen, dass der physikalische Strom längerfristig zusammen mit seinem Herkunftsnachweis gehandelt werden kann. Falls dies geschieht würde es deutlich einfacher, Strom herkunftabhängig zu besteuern.

Grundsätzlich würde es sich anbieten, eine Lenkungsabgabe auf die bereits vorhandenen HKN abzustützen. HKN eignen sich jedoch nicht als alleiniges Differenzierungsmerkmal für erneuerbaren Strom im Rahmen einer Lenkungsabgabe, da sie jederzeit in grossen Mengen zu sehr kleinem Preis unabhängig von den wirklichen physischen Stromflüssen verfügbar sind:

- *Für HKN-Zertifikate besteht in den meisten Ländern der EU keine Nachfrage, da der Ausbau und die Unterstützung der erneuerbaren Energien durch die Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RES-Direktive 2009/28/EG) der EU geregelt sind. Es besteht keine Verpflichtung, HKN in Verbindung mit der Förderung von erneuerbaren Energien einzusetzen. Diese sind nur zur Verwendung beim Konsumente gedacht. Deshalb besteht kaum eine Nachfrage.*
- *Einzelne Länder wie Schweden und Norwegen stellen den Produzenten von neuen erneuerbarer Energien sowohl das länderspezifische Förderzertifikat (Elcertifikat), wie auch das europäische Guarantee of origin (GO) aus (entspricht einem HKN), wobei GOs nicht für die Zielerreichung des Ausbaus der erneuerbaren Energien des Landes berücksichtigt werden.*

---

<sup>7</sup> In Österreich und der Schweiz werden HKN auch für nicht erneuerbare Energien ausgestellt

- *HKN für erneuerbaren Strom sind somit in Europa im Überschuss vorhanden. Aktuell werden Zertifikate im Umfang von ca. 250 TWh über die Deutsche Strombörse EEX gehandelt<sup>8</sup>. Der grösste Teil dieser Zertifikate stammt aus skandinavischer Wasserkraftproduktion. Die Preise für HKN liegen in der Grössenordnung von 0.06 EUR/MWh für nordische Wasserkraft, 0.45 EUR/MWh für alpine Wasserkraft und 0.26 EUR/MWh für Wind<sup>9</sup>.*
- *Wird der Nachweis der Produktion aus erneuerbaren Energien über HKN abgewickelt, pendelt sich der Preis für diese HKN auf dem europäischen Niveau von 0.06 Rp./kWh ein, da das von der Schweiz nachgefragte Volumen von rund 25 TWh mit max. 10% des Gesamtvolumen zu klein ist, um den Preis zu beeinflussen.*

Aus einer differenzierten Besteuerung auf der Basis der HKN wird folglich keine ausreichende Förderung der Wasserkraft und der erneuerbaren Energien in der Schweiz resultieren – die aus den HKN generierten Einnahmen sind dazu zu tief.

Die Liquidität der für die Rückerstattung der Lenkungsabgabe verwendeten Zertifikate muss also eingeschränkt werden oder es muss dafür gesorgt werden, dass der Zertifikatspreis auf eine solche Weise erhöht wird, dass eine Förderung entsteht.

Es gilt, eine Ausgestaltung zu finden, die Europarecht und WTO-Recht konform ist und gleichzeitig die obigen Rahmenbedingungen erfüllt.

---

<sup>8</sup> gemäss Angabe eines HKN Spezialisten von EEX, Telefongespräch im Juni 2014

<sup>9</sup> <https://www.eex.com/en/market-data/power/derivatives-market/guarantees-of-origin#!/2015/02/26>

## 2 Rechtliche Machbarkeit

Da die bisherigen Studien entweder einige der obigen stromspezifischen Eigenschaften oder aber die handelsrechtliche Umsetzbarkeit nicht detailliert analysiert haben, hat swisscleantech weitere, ausführlichere Abklärungen vorgenommen, um möglichst viele offene Fragestellungen beantworten und einen konkreten Vorschlag unterbreiten zu können.

Um die rechtliche Situation besser zu verstehen, wurde das World Trade Institute der Universität Bern durch swisscleantech beauftragt, verschiedene Ausgestaltungen einer Graustromabgabe auf ihre handels- und EU-rechtliche Umsetzbarkeit hin zu überprüfen. Die Resultate der Studie «Implementing a Differentiated Electricity Tax through Renewable Energy Certificates – An assessment of policy space under WTO law and EU law<sup>10</sup>» werden nachfolgend zusammengefasst. Sämtliche Überlegungen basieren auf dem aktuell gültigen Rechtsrahmen und der aktuell gültigen Organisation des Strommarktes. Veränderungen dieser Rahmenbedingungen beeinflussen auch die Machbarkeit einer Graustromabgabe.

swisscleantech hat verschiedene Ausgestaltungsvarianten auf ihre strommarktkompatible Umsetzbarkeit untersucht. Vier Szenarien wurden für weitere rechtliche Abklärungen ausgewählt. Zwei davon betreffen die Einschränkung bzw. Verteuerung der bestehenden HKN-Zertifikate. Eines beinhaltet die Schaffung eines lenkungsabgabenspezifischen Zertifikates und eines die Erhebung einer CO<sub>2</sub>-Grenzabgabe auf Stromprodukten. Die in der Studie untersuchten vier Varianten sind:

- *Lenkungsabgabe auf allem Strom, Rückerstattung der Lenkungsabgabe bei Einreichen eines HKN, zusätzlich Festlegung einer quantitativer oder qualitativer Beschränkung der HKN*
- *Lenkungsabgabe auf allem Strom, Rückerstattung der Lenkungsabgabe bei Einreichen eines HKN, zusätzlich Festlegung einer Preisuntergrenze für HKN*
- *CO<sub>2</sub>-Preisdifferenz-Abgabe auf Strom an der Grenze*
- *Lenkungsabgabe auf allem Strom, Rückerstattung der Lenkungsabgabe bei Einreichen eines «Tax Exemption Certificate» (TEC) nach Vorbild von Grossbritannien*

Zudem wurden für alle vier Optionen verschiedene Möglichkeiten zur Verwendung der Einnahmen aus der Lenkungsabgabe überprüft:

- *Rückerstattung an Wirtschaft und Bevölkerung über die Sozialversicherungen, analog zur CO<sub>2</sub>-Abgabe*
- *Reduktion des Netzkostenanteils für alle Stromkonsumenten*
- *Erhöhung des KEV-Fonds*
- *direkte Unterstützung der Schweizer Wasserkraftwerke*

Für jene Formen der Abgabe, die nicht zu handels- und EU-rechtlichen Konflikten führt, wird anschliessend analysiert, was die Auswirkungen auf den Strommarkt sind. Dabei wird beurteilt, welcher administrative Aufwand entsteht, wie hoch die zu erwartenden Zertifikatspreise sind und welche Geldflüsse entstehen.

Die zusammengefassten Resultate der Studie sind in kursivem Text dargestellt.

---

<sup>10</sup> Thomas Cottier, Ilaria Espa, Kateryna Holzer, World Trade Institute, University of Bern (2014), *Implementing a Differentiated Electricity Tax through Renewable Energy Certificates – An assessment of policy space under WTO law and EU law*

### 2.1 Variante 1a: Quantitative Beschränkung von ausländischen HKN-Zertifikaten

Um zu verhindern, dass ausländische erneuerbare Kraftwerke das Schweizer «Tax all and rebate renewables» System mit billigen Zertifikaten überschwemmen, soll die Menge zugelassener ausländischer Zertifikate, die für die Befreiung von der Lenkungsabgabe akzeptiert werden, beschränkt werden. Die EU- und handelsrechtliche Beurteilung ergab folgende Resultate:

- *Eine quantitative Beschränkung, welche beispielsweise vorschreibt, dass mindestens 75% der verwendeten HKN aus inländischer Produktion stammen müssen, verletzt sowohl die EU als auch die WTO Gesetzgebung. Die Bevorzugung von inländischen Produkten und die Restriktionen von Importen sind weder nach EU Recht (Art. 34 TFEU) noch nach WTO erlaubt (Art. III:4 und XI:1 GATT).*

Eine quantitative Beschränkung von ausländischen Zertifikaten ist daher nicht möglich.

### 2.2 Variante 1b: Qualitative Beschränkung von HKN-Zertifikaten

Ebenfalls zur Einschränkung der verfügbaren Menge an Zertifikaten dient eine qualitative Beschränkung der Zertifikate auf ein Label wie z.B. «naturemade». Die durch das Label vorgeschriebenen Qualitätskriterien müssen erfüllt werden und der Herkunftsnachweis wird um die entsprechende Information ergänzt. Die Umsetzbarkeit wurde wie folgt beurteilt:

- *Bei der Wahl eines hauptsächlich in der Schweiz existierenden, bestehenden Labels sind Konflikte mit EU und WTO Recht wahrscheinlich, da es sich de facto um eine Bevorzugung von inländischen Produkten und um eine Restriktion von Importen handelt, weil das «naturemade» Label ausserhalb der Schweiz wenig verwendet wird. Dies würde ebenso wie die quantitative Beschränkung eine Ungleichbehandlung von Gütern bedeuten (Art. 34 TFEU, Art. III:4 und XI:1 GATT).*
- *Die Einschränkung des Zugangs zur Befreiung von der Schweizer Lenkungsabgabe durch ein Label mit ökologischen Zusatzbestimmungen würde nur dann zu keinen Rechtsverstössen führen, wenn der Zugang zur Zertifizierung diskriminierungsfrei ausgestaltet wird.*

Bisher wurden im Ausland ausschliesslich Windkraftwerke nach «naturemade» zertifiziert. Die Zertifizierung von Wasser- und Biomassekraftwerke ist aufgrund unterschiedlicher Gesetzgebung der EU und der Schweiz wesentlich aufwendiger. Dies könnte als Ungleichbehandlung gewertet und eingeklagt werden.

Die qualitative Beschränkung auf Grund von Umweltauflagen ist folglich möglich, sollte aber idealerweise nicht auf einem bestehenden Label aufgebaut werden, welches ausländische Produzenten diskriminiert.

### 2.3 Variante 2: «Floor price» für Zertifikate

Wenn erreicht werden soll, dass inländische Wasserkraft über die Einnahmen aus dem Lenkungssystem gefördert wird, muss der Preis höher liegen als dies heute für HKN der Fall ist. Es könnte also ein Mindestpreis für in- und ausländische Zertifikate festgesetzt werden.

Jeder Stromlieferant müsste bei Einreichung eines HKN zur Rückerstattung der Lenkungsabgabe die Differenz zwischen Marktpreis und Mindestpreis für das entsprechende HKN bezahlen. Für diese Variante ergeben sich folgende Einschränkungen:

- *Die Festlegung eines Mindestpreises bei HKN hätte aufgrund der heute unterschiedlichen Preise von Schweizer HKN und europäischen HKN einen unterschiedlichen Zuschlag auf das jeweilige HKN zur Folge, was einer unterschiedlicher Besteuerung von in- und ausländischen Produkten gleichkommt und zu einer Verletzung der WTO Gesetzgebung (Art. III:2 GATT) führt.*
- *Da der Zertifikatspreis eines ausländischen Produzenten tiefer ist als der Zertifikatspreis eines Schweizer Produzenten, hätte ein ausländischer Lieferant grundsätzlich einen Wettbewerbsvorteil beim Verkauf eines Zertifikates. Durch die Festlegung eines Mindestpreises könnte der ausländische Produzent diesen Vorteil aufgrund des günstigeren Zertifikatspreises nicht mehr nutzen. Zudem würde ein Mindestpreis zu einem kleineren Zuschlag für inländische HKN führen als für europäische HKN und somit wären inländische HKN für Schweizer Lieferanten attraktiver. Es würde es sich also um eine nicht erlaubte Bevorzugung inländischer Produkten handeln ( Art. III:4 GATT).*
- *Nach EU-Gesetzgebung ist die Festsetzung von Preisuntergrenzen grundsätzlich nicht verboten. Jedoch könnte unter Umständen eine Ungleichbehandlung bei der Erhebung von Abgaben und Bevorzugung von inländischen Produkten geltend gemacht werden (Art. 110 TFEU).*

Ein «Floor price» für HKN-Zertifikate kann deshalb nicht realisiert werden.

#### *2.4 Variante 3: «Border Tax Adjustment» auf Graustrom ohne konkrete Herkunftsbestimmung*

Grundsätzlich kann eine Grenzbesteuerung auf Produkten aus dem Ausland, ein sogenanntes «Border Tax Adjustment» (BTA) unter WTO-Recht gerechtfertigt werden<sup>11</sup>. Als Basis dafür könnte zum Beispiel die Differenz zwischen der Höhe der Zertifikatspreise des Europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels (EU ETS) und der gewünschten Schweizer CO<sub>2</sub>-Abgabe dienen. Auf Grund der unbestimmten Herkunft des Stroms ergeben sich jedoch folgende Einschränkungen:

- *Ein CO<sub>2</sub> BTA ist grundsätzlich machbar, falls dieser Zuschlag nach gleichen Kriterien erfolgt, wie die entsprechende Lenkungsabgabe im Inland. Bestehende inländische Ausnahmeregelungen müssten aufgehoben werden.*

Das heisst, die Besteuerung müsste entweder nach Produktionsart oder auf dem Landesdurchschnitt erfolgen.

Eine Unterscheidung nach Produktionsart ist aufgrund der Nichtnachverfolgbarkeit der physischen Herkunft von Strom heute bei Importen nicht möglich. Die Lenkungsabgabe müsste somit auf einem Einheitspreisansatz basieren, das heisst auf einem durchschnittlichen Schweizer Strommix, auf einem durchschnittlichen europäischen Strommix und auf der Differenz der Höhe der Besteuerungen. Eine genauere Differenzierung nach Herkunftsland des Stroms ist nicht möglich, da eine Zuordnung der physischen Flüsse an der Schweizer Grenze zur Herkunft aus einem spezifischen

---

<sup>11</sup> Ecoplan, WTI, UniZH (2013), Border Tax Adjustments

Land nicht umsetzbar ist.

Da der durchschnittliche Schweizer Strommix sich stark vom durchschnittlichen EU Strommix unterscheidet, würden Importe mit höheren Abgaben belastet.

Gleichzeitig ist aber der Strommix der einzelnen Länder der EU ebenfalls sehr unterschiedlich.

- *EU Länder mit CO<sub>2</sub>-armem Strommix (unter anderem die skandinavischen Länder mit viel Wasserkraft) könnten deshalb den Aufschlag anfechten. Allenfalls könnte diese nachteilige Behandlung unter GATT Art. XX als Umweltschutzmassnahme gerechtfertigt werden.*

Ein BTA auf Graustrom ohne Herkunftsbestimmung ist deshalb nicht oder nur mit Unsicherheit behaftet umsetzbar.

#### 2.5 Variante 4: «Tax Exemption Certificate»

Anstatt die Rückerstattung der Lenkungsabgabe auf bestehende Zertifikate abzustützen, können auch neue Zertifikate zu diesem Zweck geschaffen werden. In Grossbritannien existieren sogenannte «Tax Exemption Certificates» (TEC), also speziell für die Rückerstattung von Abgaben für erneuerbare Energien eingeführte Zertifikate. Diese «Levy Exemption Certificates» sind Teil des «UK Climate Change Levy Scheme».

- *Da die TEC speziell für die Rückerstattung der Lenkungsabgabe ausgestellt werden und sich sowohl in- wie auch ausländische Produzenten unter gleichen Voraussetzungen durch eine neutrale Schweizer Agentur zertifizieren lassen können, entsteht bei TECs kein Konflikt mit EU- oder WTO-Recht und es liegt kein diskriminierende Behandlung vor.*
- *Die Einführung eines TEC-Systems wird durch die EU Direktive 2009/28/EC sogar unterstützt, da es sich um eine existierende und akzeptierte Massnahme zur Förderung erneuerbarer Energien handelt. Dies ist auch im Hinblick auf ein Stromabkommen mit der EU von Vorteil.*

Die Einführung eines «Tax and rebate» Systems über «Tax Exemption Certificates» ist rechtlich möglich. Entscheidend ist aber, wie viele ausländische Produzenten sich für eine Zertifizierung interessieren würden. Wäre der Zugang zu einfach und der Preis gleichzeitig hoch, würde der Markt – genau wie bei den HKN – überschwemmt.

#### 2.6 Verwendung der Einnahmen

Die Prüfung der rechtlichen Machbarkeit der Verwendung der Einnahmen aus der Lenkungsabgabe ergab folgende Resultate:

- *Eine direkte Auszahlung der Einnahmen der Lenkungsabgabe an inländische Wasserkraft verletzt die EU (Art. 107 TFEU) und WTO (Art. 1 ASCM) Gesetzgebung. Es würde sich dabei um Staatsbeihilfe, staatliche Subventionen und Begünstigungen handeln, da damit ein spezifischer inländischer Industriezweig unterstützt würde. Hingegen ist eine gesamthafte Unterstützung von erneuerbaren Energien aus Umweltschutzgründen erlaubt, sofern die Ausgestaltung die WTO- und EU-Rechtsprechung berücksichtigt.*

- *Die Einnahmen aus der Lenkungsabgabe könnten zur Reduktion der KEV-Beiträge oder zur Reduktion der Netzkostenkomponente verwendet werden.*
- *Die Einnahmen aus der Lenkungsabgabe könnten über die Sozialversicherungen an Einwohner verteilt werden, z.B. wie im Falle der CO<sub>2</sub> Abgabe über die Krankenkasse, oder via eine Reduktion der Steuern.*

Eine Förderung der Wasserkraft durch KEV-Mittel, finanziert über die Erhöhung der KEV-Abgabe in der Netzkostenkomponente und eine gleichzeitige Reduktion der Netzkosten durch die Einnahmen aus der Lenkungsabgabe scheint dem angestrebten Ziel der Förderung der Schweizer Wasserkraft am zweckdienlichsten und rechtlich machbar.

Dieser Mechanismus ist allerdings nicht in der Lage, die bestehenden Wasserkraftwerke zu unterstützen, sondern ermöglicht nur den Neubau bzw. die Refinanzierung von Erneuerungen. Eine KEV auf bestehende Anlagen kann als Verstoss gegen EU- und WTO-Recht interpretiert werden.

## 3 Effekte eines «Tax and rebate» Systems

Neben der rechtlichen Umsetzbarkeit müssen auch die Auswirkungen einer Lenkungsabgabe genau untersucht werden.

### 3.1 Preisbildung

Der minimale Zertifikatspreis würde sich auf Basis der Kosten der zu erfüllenden Auflagen und des administrativen Aufwands für die Erlangung des Zertifikates einstellen. Je aufwändiger die Zertifizierung, desto höher der minimale Preis des Zertifikates.

Der maximale Zertifikatspreis wäre durch die Höhe der Lenkungsabgabe gegeben, da im Falle eines höheren Zertifikatspreises der Lieferant es vorziehen würde, die Lenkungsabgabe zu bezahlen.

Nach unten würden sich die Anbieter abhängig von der Liquidität des Zertifikatmarkts solange unterbieten, bis der Anreiz zur Zertifizierung ausbleibt.

Es stellt sich die Frage, ob sich das anvisierte Ziel – ein befriedigender Zertifikatspreis – einstellt. Beim TEC-System, welches in Grossbritannien realisiert wurde, stellte sich bei einer Lenkungsabgabe von aktuell 0.82 Rp./kWh ein Zertifikatspreis von 0.2–0.3 Rp/kWh ein<sup>12</sup>. Bei einem Zertifikatspreis in dieser Höhe gehen Aufwand und Ertrag weit auseinander.

Bestehende Schweizer Wasserkraftwerke würden von einer Lenkungsabgabe mit Zertifikatesystem nur bedingt profitieren, da der komparative Nachteil gegenüber ausländischer Wasserkraft auf Grund der Wasserzinsen bestehen bleiben würde.

### 3.2 Umgehungsgeschäfte

Eine Koppelung der Befreiung von der Lenkungsabgabe an die physische Lieferung der erneuerbaren Produktion wäre rechtlich möglich. In der Praxis ist die Koppelung von Strom und Zertifikat jedoch bisher an der Komplexität der Umsetzung gescheitert (vgl. Kapitel 1.2) und ist somit mittelfristig nicht realistisch. Es ist jedoch sinnvoll, auf europäischer Ebene darauf hinzuwirken, dass eine solche Kennzeichnung möglich wird.

Der Beweis der physikalischen Lieferung könnte stattdessen über den Nachweis der ersteigerten Grenzkapazität erfolgen. Da die Schweiz aber ein europäisches Stromtransitland mit einem Stromtransit in der Grössenordnung des Eigenverbrauchs<sup>13</sup> ist und entsprechend grosse Grenzkapazitäten aufweist, wäre es sehr einfach, passende Umgehungsgeschäfte zu realisieren, indem der Strom aus den Schweizer Kernkraftwerken ins Ausland verkauft und dafür Strom aus dem Ausland importiert wird. Gleiche Umgehungsmöglichkeiten würden sich auch für OTC-Geschäfte anbieten.

Eine Lenkungsabgabe würde also möglicherweise dazu führen, dass der Atomstrom grün gewaschen wird. Die Liquidität für solche Geschäfte wäre auf jeden Fall gegeben.

---

<sup>12</sup> LEC-Preis (Rückerstattungspreis resp. Höhe der Lenkungsabgabe im Inland) von April 2014–März 2015 bei 5.41 GBP/MWh festgelegt: <http://www.greenspanenergy.com/2014/03/lec-price-for-2014-15-announced-by-hmrc/> (durchschnittlicher Wechselkurs: 1 GBP = 1.508 CHF); gehandelter Zertifikatspreise gemäss Mitgliederinformationen swisscleantech

<sup>13</sup> Der grenzüberschreitende Stromhandel variiert von Jahr zu Jahr sehr stark zwischen 40 TWh und 90 TWh

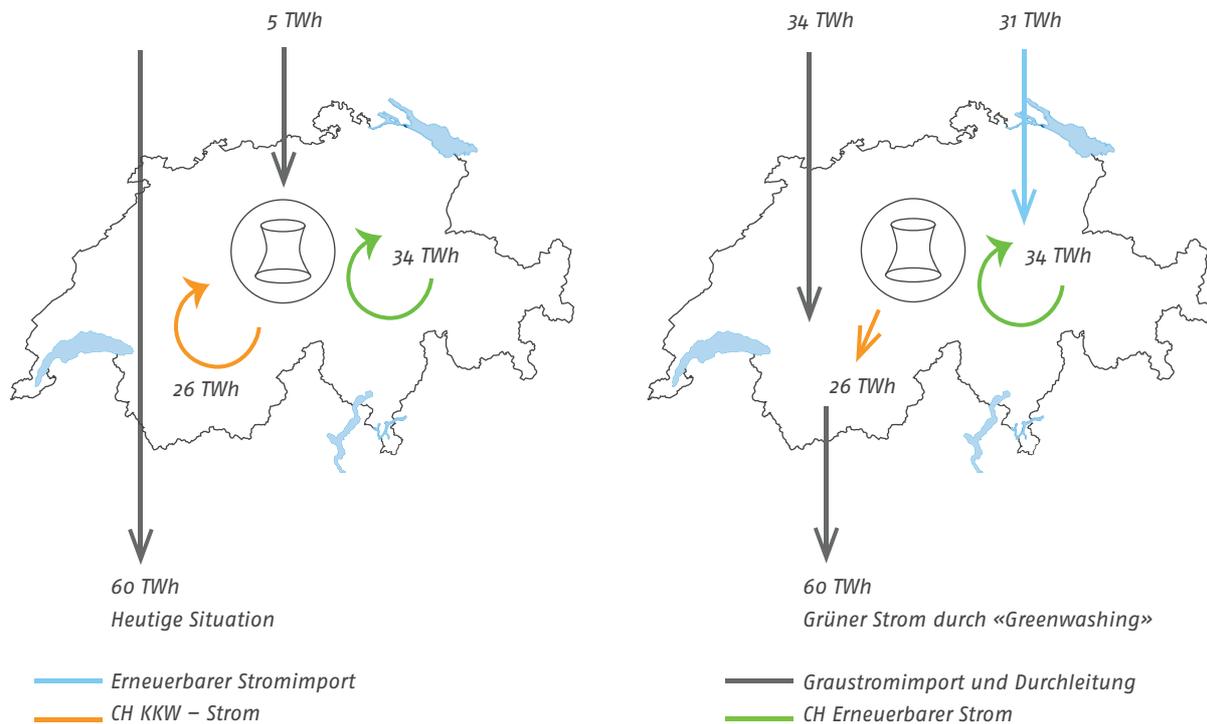


Fig. 3 Mögliche Umgehungsgeschäfte resp. Greenwashing bei einer Stromlenkungsabgabe

### 3.3 Auswirkungen auf den freiwilligen Handel mit Zertifikaten

Durch Greenwashing würde auch der Anteil an erneuerbarem Strom in der vom Lieferanten deklarierten Strommenge wesentlich erhöht. Es muss daher berücksichtigt werden, dass eine Graustromabgabe die Zahlungsbereitschaft für «naturemade» oder ähnlich zertifizierten Strom reduzieren könnte. Der Endkunde könnte sich fragen, weshalb er besser zertifizierten Strom kaufen sollte, wenn er durch «Tax all and rebate renewables» schon automatisch mehr erneuerbaren Strom bezieht. Dies könnte sich nachteilig auf den Absatz von qualitativ höherwertigem Strom auswirken.

Diese Situation akzentuiert sich noch, wenn man zur Einschränkung der zugelassenen Produzenten zusätzliche Umweltauflagen für den Erhalt eines Zertifikates definieren würde. Andererseits würde dadurch natürlich die Nachfrage nach TEC-Zertifikaten und den damit verbundenen Umweltrichtlinien in der Schweiz erhöht.

### 3.4 Reputationsrisiken

Kauft die Schweiz erneuerbaren Strom aus Europa, ist dagegen grundsätzlich nichts einzuwenden. Neben den rechtlichen, finanziellen und administrativen Überlegungen muss aber auch diskutiert werden, ob eine Graustromabgabe zu Reputationsrisiken führen könnte.

Da der importierte erneuerbare Strom aus Europa stammt, muss untersucht werden, wie sich dies auf die EU Ziele auswirken wird. Unter der RES-Direktive 2009/28/EC haben die Länder Europas nicht nur ein Ausbaziel für erneuerbare Energien, sie haben auch den Auftrag, den Bestand an erneuerbarer Energie zu halten.

Ob ein Aufkauf der Produktion aus erneuerbaren Energien aus der EU durch die Schweiz im Rahmen eines TEC Systems zu Reputationsrisiken für die Schweiz führen kann, ist abhängig von:

- *der Höhe der festgelegten Ziele für erneuerbare Energien in der EU*
- *der Höhe des Bestandes von bereits realisierten Anlagen*
- *der Höhe der Kosten zur Realisierung der neu zu nutzenden Potentiale*

Ausserdem ist zu berücksichtigen, welche Förderstrategie die Schweiz verfolgt<sup>14</sup>.

Es wurden drei mögliche Fälle des Zusammenspiels der Entwicklung in Europa und dem Verhalten der Schweiz identifiziert:

- *Es gibt genug alte und neue erneuerbare Energien in Europa, respektive die Ziele in der EU werden so wenig angehoben, dass diese ausreichen. Die EU-Länder können in diesem Fall ihre Ziele für erneuerbare Energien trotz Verkauf eines Anteils der Produktion in die Schweiz erfüllen. Verzichtet die Schweiz auf eine weitere Förderung<sup>15</sup>, wird der weitere Ausbau der neuen erneuerbaren Erzeugungsanlagen in der Schweiz zum Erliegen kommen. Für den Kauf von ausländischen Zertifikaten fliesst Geld ins Ausland ab.*
- *Tritt die gleiche Situation auf, die Schweiz fördert aber gleichzeitig weiterhin erneuerbare Energien, reduziert sich der Geldabfluss ins Ausland und die Förderung kann um den Zertifikatsertrag reduziert werden.*
- *Gibt es nicht genügend alte und neue erneuerbare Energien in Europa bzw. werden die Ziele in der EU so gesetzt, dass die europäischen Staaten ihre Ziele wegen des Aufkaufs von Zertifikaten durch die Schweiz nicht mehr einfach erfüllen können, kann dies zu Reputationsrisiken für die Schweiz führen.*

Im Folgenden wird der letzte Fall genauer betrachtet.

Kauft die Schweiz Elektrizität aus Anlagen, die im Rahmen eines Förderprogrammes erstellt wurden, z.B. des EEGs in Deutschland, muss die Anlage aus dem Förderprogramm ausscheiden, respektive sie wird im Falle eines Neubaus nicht in das Förderprogramm aufgenommen. Geschieht dies nicht, darf der Strom in der Schweiz nicht als erneuerbar ausgewiesen werden, da eine Doppelzählung europarechtlich nicht erlaubt und buchhalterisch nicht möglich ist. Damit soll sichergestellt werden, dass die ökologische Leistung korrekt abgegolten wird und dass der Staat, welcher die Förderung finanziert, auch den ökologischen Nutzen daraus ziehen kann.

Die physische Lieferung in die Schweiz und die Ausweisung des ökologischen Mehrwertes in der Schweiz bedingt gemäss Art. 6 der RES-Direktive 2009/28/EC die Ausstellung eines Transfernachweises durch das Standortland und die Streichung der Anlage aus der nationalen Buchhaltung. Dies verringert die Menge verfügbarer erneuerbaren Energien im Ausland, was dadurch korrigiert werden könnte, dass das Standortland weitere Anlagen zubaut. Sind jedoch alle guten Standorte genutzt, kann sich daraus ein Reputationsrisiko für die Schweiz ergeben, da die Schweiz die Verfügbarkeit von passenden Standorten reduziert<sup>16</sup>. Zudem muss auch im Falle einer kompletten Übernahme der Anlage in die Schweizer Buchhaltung das Standortland den Netzausbau finanzieren und die Netzinfrastruktur allfälliger Transitländer wird zusätzlich belastet.

---

<sup>14</sup> Die relevanten Fälle sind in in Anhang B dargestellt

<sup>15</sup> Verzicht auf einen Mechanismus, der vergleichbar ist mit der KEV

<sup>16</sup> Ähnliche Phänomene werden unter dem Namen Landgrabbing in Bezug auf China diskutiert

Heute wird in den meisten Fällen der ökologische Mehrwert nicht in die Schweiz mittransferiert, da bei den meisten institutionellen Anlegern finanzielle Überlegungen im Vordergrund stehen und in der Schweiz keine verbindlichen Anteile an erneuerbaren Energien für den verkauften Strommix gelten.

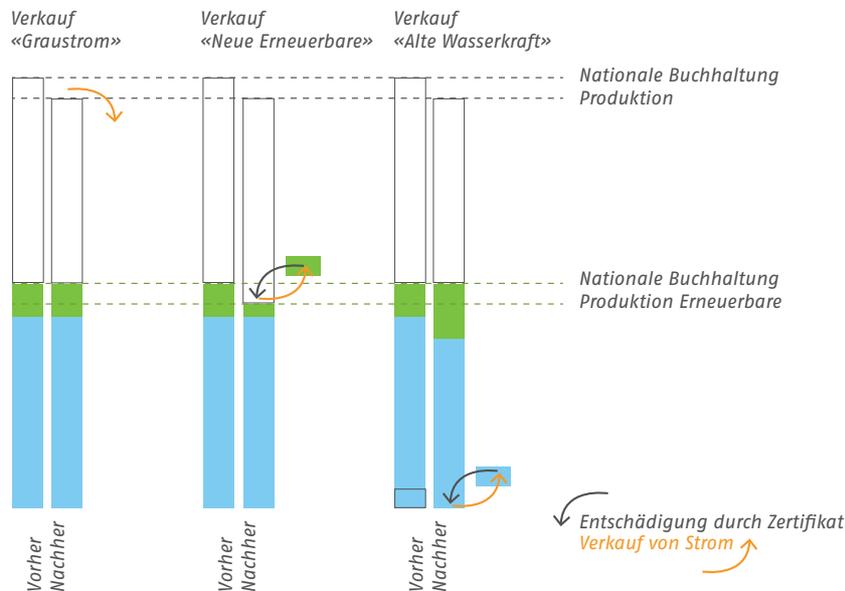


Fig. 4 Veränderung der nationalen Buchhaltung durch den Kauf von erneuerbarem Strom durch die Schweiz

Die Säulen stellen die nationale Buchhaltung der erneuerbaren Energien sowie die gesamte Energieproduktion eines EU-Landes dar.

- Weiss: Nicht erneuerbarer Anteil der Stromproduktion resp. Graustrom
- Grün: Strom aus geförderten Kraftwerken wie Windparks, Biomasse- und Solaranlagen
- Blau: Strom aus nicht geförderten Anlagen wie Grosswasserkraftwerken

Wird der ökologische Mehrwert einer erneuerbaren Anlage nicht mitverkauft, handelt es sich für den Käufer um Graustrom. Es entstehen keine Änderungen in der nationalen Buchhaltung der erneuerbaren Energien (links). Die Menge des erneuerbar produzierten Stroms im Standortland wird reduziert, falls die ökologische Leistung mit dem Strom ins Ausland verkauft wird (Mitte und rechts).

Wird Strom von geförderten erneuerbaren Anlagen ins Ausland verkauft und dabei die Anlage aus dem Fördersystem entlassen, ersetzt die Zertifikatsentschädigung den Förderbeitrag. Die Entscheidung, ob ein Betreiber seinen Strom in der Schweiz anbietet oder über das Fördersystem abwickelt, ist von betriebswirtschaftlichen Faktoren abhängig und wird hauptsächlich durch die Höhe der jeweiligen Entschädigungen beeinflusst.

Während die neuen erneuerbaren Energien über das länderspezifische Fördersystem gefördert werden, sind die alten Wasserkraftwerke zwar Teil der Buchhaltung, werden jedoch nicht mehr gefördert. Aufgrund der Zusatzeinnahmen aus den Zertifikaten kann ein Verkauf der Produktion in die Schweiz schon bei kleinen Zertifikatspreisen interessant werden.

Im Herkunftsland sinkt dadurch aber der Anteil an der totalen erneuerbaren Produktion, da auch hier ein Transfernachweis ausgestellt und die Anlage aus der nationalen Buchhaltung der erneuerbaren Energien entfernt werden muss. Die fehlende Produktionsmenge muss entweder durch

Graustrom aus dem Ausland, CO<sub>2</sub>-belastete Eigenproduktion, eigenen Atom-Strom oder zusätzliche neue erneuerbare Energien ersetzt werden. Die Schweiz kauft also die «low hanging fruits» – die Produktion aus älteren, abgeschriebenen Wasserkraftwerken oder aus den Förderprogrammen ausgeschiedenen, neuen erneuerbaren Anlagen – auf und zwingt das Standortland dadurch, diese durch teurere Wind- und Solaranlagen zu ersetzen – ein offensichtliches Reputationsrisiko für die Schweiz.

Die beschriebenen Situationen sind unproblematisch, solange die transferierte Strommenge klein ist. Steigt jedoch die Menge, weil zum Beispiel in grossem Stil Schweizer Atom-Strom exportiert und als Grünstrom zurückgekauft wird, könnte dies bei den Standortländern dazu führen, dass sie gegenüber der Schweiz den Vorwurf des «Rosinenpickens» erheben. Rechtlich liesse sich dieses Vorgehen nicht unterbinden; solange grosse Mengen an Strom durch die Schweiz durchgeleitet werden, beziehungsweise solange genügend Grenzkapazitäten vorhanden sind, lassen sich die Umgehungsgeschäfte und somit Greenwashing nicht einschränken.

Aktuell sind alle erwähnten Reputationsrisiken als nicht besonders gross einzustufen. Auch wird sich der Anreiz, auf die Einspeisevergütung oder die Quotenzahlung des Standortlandes zu verzichten, in Grenzen halten, solange der Schweizer Zertifikatspreis tiefer liegen würde.

### 3.5 Verträge mit der EU und Verhältnis zur KEV

Zu berücksichtigen ist auch, dass die Schweiz beim Abschluss des Stromabkommens Ausbauziele im Rahmen der RES-Direktive 2009/28/EC erhalten dürfte. Sie muss also neue Anlagen auch in der Schweiz realisieren. Auf Grund der obigen Überlegungen ist davon auszugehen, dass die Graustromabgabe nur dann zum Zubau an neuen erneuerbaren Energien führt, wenn das Zertifikatsangebot auf Grund hoher Ziele in der EU verknüpft wird. Dies ist kurzfristig nicht zu erwarten. Die Schweiz wird deshalb kaum vollständig auf eine Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung verzichten können.

### 3.6 Versorgungsrisiken

Bei der Einführung einer Graustromabgabe könnte eine erneuerbare Stromproduktion grundsätzlich auch mittels Importen sichergestellt werden. In diesem Falle könnten sich Situationen ergeben, in denen die Versorgung mit erneuerbarem Strom nur eingeschränkt gewährleistet werden kann. So könnte zum Beispiel die EU im Rahmen der RES-Direktive 2009/28/EC den Transfer von erneuerbarer Energie unterbinden oder einschränken. Als Folge davon würde das Angebot an erneuerbarem Importstrom knapp und der Preis der Zertifikate auf die Höhe der Lenkungsabgabe ansteigen. Würde dies geschehen, wäre es attraktiver, nicht erneuerbaren Strom zu importieren und die Lenkungsabgabe zu entrichten, als neue erneuerbare Produktionskapazitäten zu erstellen<sup>17</sup>. Damit wäre die Versorgung mit erneuerbarem Strom nicht mehr gesichert.

---

<sup>17</sup> Voraussetzung ist, dass zusätzliche erneuerbare Kapazitäten in der Schweiz teurer produzieren als die Höhe der Lenkungsabgabe beträgt

## 4 Ausgestaltung Graustromabgabe

Basierend auf der rechtlichen Umsetzbarkeit und unter Berücksichtigung der Eigenschaften des europäischen Strommarkts ergibt sich der nachfolgende Vorschlag für eine Lenkungsabgabe auf Graustrom.

### 4.1 Ausgestaltung

Die «Graustromabgabe» könnte wie folgt ausgestaltet werden:

- *Einführung einer Lenkungsabgabe auf allem Strom. Eine progressive Steigung über die Zeit resp. bei Überführung ins KELS – Lenkungssystem wäre möglich.*
- *Aufbau einer Zertifizierungs- und Abgabenrückerstattungsstelle sowie der entsprechenden Zertifikate oder Erteilen der Befugnisse an eine existierende Stelle.*
- *Entrichten der Lenkungsabgabe pro Energieeinheit, die an den Verbraucher geliefert wird durch alle Energieversorger<sup>18</sup>. Die Kosten der Abgabe können auf die Stromkosten überwält werden.*
- *Rückerstattung der Abgabe bei Einreichen eines Zertifikates («Tax exemption certificate») durch den Versorger bei der Zertifizierungsstelle.*
- *Energieintensive Unternehmen können (analog zum KEV-Zuschlag) eine Rückerstattung des Zuschlags beantragen.*
- *Rückführung der Einnahmen aus der Lenkungsabgabe über den KEV-Fond oder durch die Reduktion des Netznutzungszuschlags.*

### 4.2 Rahmenbedingungen

Wichtig ist, dass angemessene Rahmenbedingungen gesetzt werden, welche die rechtlichen sowie die marktspezifischen Einschränkungen berücksichtigen. Diese umfassen:

- *Zulassung und Zertifizierung aller inländischer Produzenten erneuerbarer Energie*
- *Zulassung aller interessierten ausländischen Produzenten von erneuerbarer Energie, unter der Bedingung dass diese:*
- *nicht bereits Teil eines ausländischen Support-Programmes sind (z.B. EEG)*
- *in keiner ausländischen nationalen Buchhaltung für erneuerbare Energien gemäss Art. 5.1 (a) der RES-Direktive aufgenommen resp. miteingerechnet sind (Sicherstellung von Additionalität). Dazu muss für jede Produktionsanlage ausserhalb der Schweiz ein Transfernachweis abgegeben werden*

### 4.3 Einschränkungen

Wie oben erläutert, ist der Nachweis der physischen Lieferung basierend auf einem physischen

---

<sup>18</sup> Unter Energieversorger werden hier die Stromlieferanten und nicht die Stromnetzbetreiber verstanden

Liefervertrag auch mit grossem Aufwand zurzeit nicht umsetzbar. Deshalb muss auf ein von physischen Flüssen entkoppeltes System mit handelbaren Zertifikaten zurückgegriffen werden. Dies führt zu folgender Problemstellung:

- *Jeder Stromlieferant kann aufgrund der fehlenden Verknüpfung an eine physische Lieferung von jedem beliebigen Produzenten erneuerbarer Energien Zertifikate kaufen, um die Lenkungsabgabe rückerstattet zu erhalten.*
- *Somit wird das System für jeden Produzenten erneuerbarer Energie in Europa potenziell von Interesse, welcher nicht oder nicht mehr Teil eines nationalen Förderungsprogrammes ist und dessen Kosten für die Zertifizierung und Administration seine Einnahmen aus dem Verkauf der Zertifikate nicht übersteigen. Speziell sind hier die Wasserkraftwerke der europäischen Nachbarstaaten sowie Skandinaviens zu erwähnen.*
- *Wird als Bedingung für die Zertifizierung im Schweizer TEC System der Ausschluss aus der jeweiligen nationalen Buchhaltung vorausgesetzt (was rechtlich nötig und technisch möglich ist), bedeutet dies für das jeweilige Land eine Reduktion seiner Gesamtmenge erneuerbarer Energieproduzenten (siehe Kapitel 3.4).*
- *Da die wasserkraftreichen Länder aktuell ihre Ziele für Strom aus erneuerbaren Energiequellen und ihre CO<sub>2</sub>-Ziele auch mit einem kleineren Anteil an Wasserkraft respektive im Falle von CO<sub>2</sub> durch Zukauf von günstigen ETS-Zertifikaten erreichen können, steht einer Zertifizierung grosser Mengen Wasserkraft im Schweizer TEC System nichts im Weg.*
- *Der Ausschluss von einzelnen Anlagen aus der nationalen Buchhaltung der erneuerbaren Energien wird für die jeweiligen Länder erst dann ein Problem werden, wenn die Ziele für Elektrizität aus erneuerbaren Energien sowie diejenigen für CO<sub>2</sub>-Ausstoss höher sind und auch die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise wesentlich höher liegen.*

Dies bedeutet de facto, dass höchstwahrscheinlich eine grosse Menge an TEC – Zertifikate zur Verfügung stehen wird. Daher würde sich der Preis weit unter der Lenkungsabgabe auf einem sehr tiefen Niveau (etwas höher als die Kosten für die Zertifizierung und die Administration) einpendeln. Der Ertrag aus der Lenkungsabgabe würde demnach so reduziert, dass keine oder kaum Unterstützung für die erneuerbaren Energien, speziell der Wasserkraft der Schweiz stattfinden wird. Diese Situation kann sich in Abhängigkeit der Verhältnisse in der EU ändern.

Will man erreichen, dass die TEC – Zertifikate ein höheres Preisniveau haben, müsste sichergestellt sein, dass die Menge an verfügbaren Zertifikaten stark genug eingeschränkt wird<sup>19</sup>. Dann würden weniger Zertifikate zur Verfügung stehen und der Preis wird sich näher bei der Lenkungsabgabe einstellen. Konkret bedeutet das, dass eine Möglichkeit gefunden werden muss, um die Zulassung ausländischer Wasserkraftwerke zum Zertifikatesystem zusätzlich einzuschränken.

Dies könnte zum Beispiel durch die Bedingung, dass die Auflagen des Schweizer Gewässerschutzgesetzes auch von ausländischen Produzenten eingehalten werden müssen, geschehen. Nach Artikel XX (b) und (g) GATT erlaubt das WTO-Recht Restriktionen von Importen aufgrund von Umweltschutzbestimmungen in gewissen Fällen. Eine Verschärfung der Zertifizierungsrichtlinien müsste aber auch auf die Schweizer Kraftwerke angewendet werden.

---

<sup>19</sup> Alternativ könnte man das System auch initiieren und darauf bauen, dass die EU sowohl die Buchhaltung der erneuerbaren Energien, wie auch den EU-ETS nachbessert. Dies würde bedeuten, dass in der Anfangsphase die TEC-Kosten eher tief sind und später dann ansteigen

Die EU Water Framework Direktive (EC 2000/60) schreibt den Mitgliederländer unter anderem die Einführung von Gewässerschutzstandards für Wasserkraftwerke vor. Die verlangten Standards decken sich zu grossen Teilen mit der Schweizer Gewässerschutzgesetzgebung<sup>20</sup>.

Die Umsetzung der EU Water Framework Direktive respektive der entsprechenden länderspezifischen Gesetzgebung ist in den wasserkraftreichen Ländern speziell bei Speicherkraftwerken noch im Anfangsstadium<sup>21</sup>. Doch auch in der Schweiz werden die gesetzlichen Bestimmungen nur von einem kleinen Teil der Wasserkraftwerke erfüllt<sup>22</sup>. Auch für viele Schweizer Wasserkraftwerke würde somit die Zertifizierungsbedingung, dass die Schweizer Gewässerschutzgesetzgebung einzuhalten ist, zu einer Herausforderung.

Im Gegensatz zu den Speicherkraftwerken erfüllen heute bereits viele Laufwasserkraftwerke die Schweizer und die europäischen Gewässerschutzbestimmungen. Da die maximale Nachfrage nach Zertifikaten der Höhe der Schweizer Atom-Produktion (siehe Kapitel 3.2) – also rund 26 TWh – entspricht, werden auch bei Ausschluss der Speicherkraftwerke genügend europäische Wasserkraftwerke vorhanden sein, welche die Auflagen der Gewässerschutzgesetzgebung erfüllen.

Somit kann auf diesem Weg keine oder kaum eine Reduktion ausländischer potentieller Marktteilnehmer erreicht werden. Hingegen könnte allenfalls eine Ökologisierung der inländischen Wasserkraftwerke bewirkt werden.

Die Wirkung einer Graustrom-Lenkungsabgabe ist somit in hohem Masse von den Entwicklungen in Europa abhängig:

- *Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen 2030 der einzelnen EU-Länder wird die Nachfrage und den Preis der ETS-Zertifikate neu definieren.*
- *Die Ausbauziele für erneuerbare Energien nach 2020 werden das Interesse an einer Zertifizierung ausländischer Produzenten im Schweizer System beeinflussen.*
- *Die Ausdehnung der Herkunftsnachweispflicht auf allen Strom würde die Nachfrage nach HKN stark vergrössern und die Preise dieser Zertifikate leicht erhöhen (Praxisänderung in der EU).*
- *Eine Verpflichtung zur Löschung der HKN von Anlagen, welche in nationalen Förderungsprogrammen aufgenommen sind, speziell in Skandinavien, würde die Menge zur Verfügung stehender HKN verringern, aber die Preise nur minimal erhöhen.*

Jede der oben genannten Veränderungen hätte zur Folge, dass eine Zertifizierung im Schweizer System und die Löschung aus der nationalen Buchhaltung weniger attraktiv wäre als dies aktuell der Fall ist.

#### 4.4 Übergang zur Klima- und Energielenkungsabgabe

Grundsätzlich ist der hier vorgeschlagene Mechanismus der einzig legale Weg, die im Zuge der Klima- und Energielenkungsabgabe (KELS) vorgesehene Stromlenkungsabgabe differenziert umzusetzen.

Es muss zudem darauf hingewiesen werden, dass die Einführung eines solchen Lenkungssystems nicht zwingend dazu führt, dass eine Förderung im Stile der KEV unnötig wird. Solange der Stro-

---

<sup>20</sup> Eawag (2007), *Integration of the EU's Water Framework Directive and the greenhydro Standard*

<sup>21</sup> z.B. Stockholm Environment Institute SEI (2013), *Sweden's Evolving Hydropower Sector: Renovation, Restoration and Concession Change*

<sup>22</sup> Eawag (2012), *Wasserkraft und Ökologie – Faktenblatt*; [http://www.eawag.ch/medien/publ/fb/doc/fs\\_wasserkraft\\_oekologie\\_dt.pdf](http://www.eawag.ch/medien/publ/fb/doc/fs_wasserkraft_oekologie_dt.pdf)

markt nicht dahingehend organisiert wird, dass die Refinanzierung der Investitionskosten automatisch Teil des Strompreises wird, wird man um eine Kostenumlage in der Art einer KEV nur dann herum kommen, wenn die Nachfrage nach erneuerbaren Energien in der EU so hoch ist, dass es für europäische Produzenten nicht attraktiv genug ist, ihre Produktion zum nachgeforderten Tarif in die Schweiz zu liefern. Dies würde zu einer Verknappung von Zertifikaten in der Schweiz und somit zu einem hohen Zertifikatspreis führen. Dies wiederum ist die Bedingung für den Zubau von erneuerbaren Energien in der Schweiz, wenn keine Förderung wie die KEV mehr vorhanden wäre.

Das gilt in besonderem Masse dann, wenn sich herausstellt, dass die Schweizer Produktion auch in Zukunft teurer ist als die ausländische Produktion. So muss zum Beispiel davon ausgegangen werden, dass die Produktion von Windstrom in der Schweiz immer höhere Kosten aufweisen wird, als dies in Norddeutschland der Fall ist. Ob Schweizer Windstrom nachgefragt wird, entscheidet sich bei einem «Tax-All and Rebate Renewables» System daran, ob Windzertifikate aus der EU in der Schweiz angeboten werden oder nicht. Für einen ausländischen Stromproduzenten ist dies dann interessant, wenn der Zertifikatspreis höher ist als die Summe der Förderung im Standortland plus die Kosten der Übertragung.

#### 4.5 Schlussfolgerungen

Bei den heutigen Rahmenbedingungen und unter der Voraussetzung, dass die Gewässerschutzgesetzgebung der Schweiz nur unwesentlich restriktiver ist als in anderen Ländern, würde die Einführung einer Graustromlenkungsabgabe vorwiegend zu einem kleinen Zusatzverdienst für europäische Produzenten erneuerbarer Energien führen. Die inländische Wasserkraft würde in einem gewissen Ausmass ebenfalls profitieren, wahrscheinlich aber nicht ausreichend, um ihren Wettbewerbsnachteil gegenüber europäischen Kraftwerken wettzumachen. Für Windkraft- und Solarenergieanlagen würde sich die Situation im Vergleich zu heute auf Grund der KEV nicht ändern, solange diese unverändert bestehen bleibt.

Wenn sich der Preis der Zertifikate zum Beispiel auf einer Höhe von 1 Rp./kWh resp. 10 CHF/MWh einpendelte, würde die Schweizer Wasserkraft mit 360 Mio. CHF gefördert. Es würden aber auch rund 240 Mio. CHF ins Ausland abfliessen<sup>23</sup>.

Nur wenn sich die Rahmenbedingungen in Europa bezüglich Ziele für erneuerbare Energien und CO<sub>2</sub>-Zielen änderte, würde sich die Situation grundlegend verändern, da dann das Angebot an Zertifikaten klein und somit der Preis höher wäre.

Trotzdem wäre der gewichtigste Unterschied zur heutigen Situation, dass die Schweiz weitgehend erneuerbaren Strom einsetzen würde.

Die Schweiz würde aber gleichzeitig weiterhin das nicht versicherte Restrisiko der Produktion aus Schweizer Kernkraftwerken tragen. Damit wäre die Situation faktisch unverändert zur heutigen Situation.

---

<sup>23</sup> Berechnung: 10 CHF/MWh pro Zertifikat ergäbe bei einem Landesverbrauch von 60 TWh und einem Wasserkraftanteil von 60% (also 36 TWh) rund 360 Mio. CHF. Die 40% Atomstrom würden durch Umgehungsgeschäfte ins Ausland verkauft und erneuerbarer Strom dafür eingekauft. Diese 240 Mio. (40% von 60 TWh à 10 CHF/MWh) für dieses Geschäft gehen somit an ausländische Produzenten

## 5 Alternativen zur Förderung der Wasserkraft ohne Graustromabgabe

Im Vergleich zur internationalen Konkurrenz ist die Schweizer Wasserkraft durch die sogenannten Wasserzinsen benachteiligt. Diese sind eine Abgeltung an die Standortkantone.

Auf dem freien Markt wird der Strompreis durch den Marktpreis festgelegt. Dieser liegt aktuell bei rund 40 CHF/MWh. Die Wasserzinsen betragen im Durchschnitt 14 CHF/MWh<sup>24</sup>. Somit verbleibt der Wasserkraft nur noch eine Einnahme von rund 26 CHF/MWh.

Werden die Wasserzinsen aufgehoben und durch den Finanzausgleich bezahlt oder durch eine Erhöhung des Netzentgeltes erhoben, ergibt sich eine Förderung der Schweizerischen Wasserkraft ohne Geldabfluss ins Ausland.

Wird der Wasserzins über das Netzentgelt finanziert, würde der Endkundenpreis um rund 0.8 Rp./kWh ansteigen<sup>25</sup>.

Da der Strompreis an der Strombörse durch die Marktentwicklung und die Frankenstärke gleichzeitig um rund 1 Rp./kWh respektive 10 CHF/MWh gesunken ist, würde folglich absolut gesehen der Strompreis etwa gleich bleiben, relativ gegenüber der Ausgangssituation und dem Ausland wäre der Strompreis aber um 8 CHF/MWh oder rund 16% gestiegen<sup>26</sup>

Für Kunden im nicht liberalisierten Markt würde der Strompreis auch absolut um 10 CHF/MWh steigen, falls die Lieferanten den Preiszerfall auf dem Markt und die Währungsgewinne nicht an den Kunden weitergeben würden.

Allerdings hat diese Massnahme keinen Einfluss auf die Marktsituation für Strom aus Schweizer Kernkraftwerken. Der Anteil an erneuerbarem Strom in der Schweiz bliebe unverändert.

---

<sup>24</sup> BFE (2014), Förderung neuer Wasserkraftwerke (Zubau) – Bericht zuhanden der UREK-N

<sup>25</sup> Bei einem Wasserzins von 1.4 Rp./kWh und einem Wasserkraftanteil von 60% ergibt dies auf den Gesamtstromverbrauch umgelegt eine Erhöhung von 0.8 Rp./kWh

<sup>26</sup> Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Strompreise in der Schweiz relativ tief sind und im internationalen Vergleich weiterhin nicht überhöht ausfallen