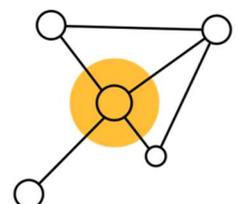
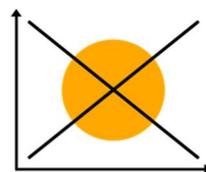
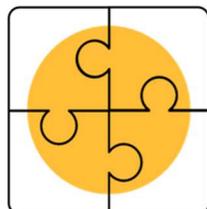
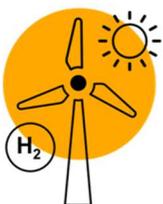


EWI-Kurzanalyse

# Regulatorische (Fehl-)Anreize bei der Produktion von grünem Wasserstoff

März 2022



**Energiewirtschaftliches Institut an der  
Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100

Fax: +49 (0)221 277 29-400

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

**Verfasst von**

Dr. Eren Çam

Samir Jeddi

Niklas Schoch

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln durch Dritten ist ausgeschlossen. Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

## Kernaussagen

Der Markthochlauf von grünem Wasserstoff ist zentraler Kern der deutschen Klimastrategie und wird über eine Vielzahl von Instrumenten gefördert. Für die nationale Produktion von grünem Wasserstoff wurde im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung ein konkretes Ausbauziel von 10 GW Elektrolysekapazität bis 2030 formuliert. Vor diesem Hintergrund hat das EWI die relevante Strompreisregulierung für Elektrolyseure analysiert. Die folgenden Kernaussagen fassen die zentralen Erkenntnisse zusammen:

- a. Durch verschiedene Regulierungen kann der Strompreis für Elektrolyseure bis fast auf den Großhandelspreis gesenkt werden.
- b. Bei der Befreiung von der EEG-Umlage ist vor allem bei hoher Auslastung eine Befreiung über die besondere Ausgleichsregelung (BeSar) die attraktivere Möglichkeit.
- c. Durch die fast vollständige Befreiung von regulatorischen Preiskomponenten ist der Eigenverbrauch einer gekoppelten Photovoltaik-Anlage (PV) für die Elektrolyse in der Regel ökonomisch unattraktiv.
- d. Die gegenwärtige Regulierung reizt daher nicht den parallelen Zubau von PV-Kapazität an.
- e. Ob das gewünscht ist, oder eine zentrale Koordinierung des PV-Ausbaus aus ökonomischer Sicht nicht effizienter ist, muss evaluiert werden.

## Hintergrund

Die neue Bundesregierung hat sich in ihrem frisch unterzeichneten Koalitionsvertrag klar zu ambitionierten Klimazielen bekannt. Bei den zahlreichen nötigen Anpassungen im Wirtschaftsgeschehen, speziell in den Sektoren Industrie, Gebäude, Verkehr und Stromerzeugung, spielt grüner Wasserstoff (erzeugt aus erneuerbaren Energiequellen) in der von den künftigen Regierungsparteien skizzierten Klimastrategie eine zentrale Rolle. Erwähnt werden hier beispielsweise der Einsatz in schwer zu elektrifizierenden Industrieprozessen sowie der Einsatz in Flexibilitäten im Stromnetz zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Darauf aufbauend wird das Ziel gesetzt, bis 2030 die EU im Rahmen des IPCEI<sup>1</sup> Wasserstoff Deutschland als Leitmarkt für grünen Wasserstoff zu etablieren und einen zügigen Markthochlauf von Wasserstofftechnologien zu unterstützen. Neben anwendungsbezogener Förderung sowie dem Aufbau von Transport- und Importinfrastruktur wird auch der Aufbau von 10 GW heimischer Elektrolysekapazität als Bestandteil einer überarbeiteten nationalen Wasserstoffstrategie erwähnt.

Dieser Artikel soll die Anreizwirkungen existierender Regulierungen für den Aufbau von nationaler Elektrolysekapazität sowie der Verwendung von Grünstrom bei der Elektrolyse aufarbeiten. In den nachfolgenden Abschnitten werden regulatorische Anreize mit speziellem Fokus auf die

---

<sup>1</sup> Important Projects of Common European Interest

Implikationen bezüglich des Einkaufs von Grünstrom sowie der Verwendung von direkt gekoppelter erneuerbarer Energie-Erzeugung (EE-Erzeugung) aus PV diskutiert.

### Regulatorik des Stromverbrauchs aus Netzbezug

Ein entscheidendes Thema beim Markthochlauf von grünem Wasserstoff ist die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventioneller Erzeugung. Als zentraler Input spielt der Strompreis eine entscheidende Rolle bei der Höhe der resultierenden Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) einer Elektrolyseanlage.

Unsere Analyse zeigt, dass Elektrolysebetreibergesellschaften den Stromeinkaufspreis fast auf Großhandelsniveau senken können. Für einige Komponenten ist die Regulierungslage übersichtlich gestaltet. Prinzipiell besteht nach § 9a Nr. 1 StromStG eine Befreiung von der Stromsteuer. Außerdem entfallen gem. §118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre die Netzentgelte, was sich positiv auf den Ausbau von Elektrolysekapazität auswirken kann. Sonstige Umlagen (u.a. Offshore-Umlage) können zudem über Regelungen für stromkostenintensive Unternehmen reduziert werden. Aus volkswirtschaftlicher Sicht müssen hier potenzielle Verzerrungswirkungen durch eine künstliche Vergünstigung von Wasserstoff gegenüber Elektrifizierungsalternativen evaluiert werden.

Wie im Koalitionsvertrag festgeschrieben, ist abzusehen, dass die EEG-Umlage mittelfristig abgeschafft wird. Dennoch bleibt die EEG-Umlage momentan ein substanzieller Bestandteil des Strompreises. Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten, sich von der EEG-Umlage befreien zu lassen: entweder über eine pauschale Befreiung nach § 69b EEG 2021 oder über eine Reduktion der EEG-Umlage über die besondere Ausgleichsregelung (BesAR), wo allerdings zusätzlich organisatorische Anforderungen für die Betreibergesellschaft gelten. Entscheidendes Kriterium hier sind die anvisierten Vollaststunden, da die pauschale Befreiung nur für die ersten 5.000 Vollaststunden

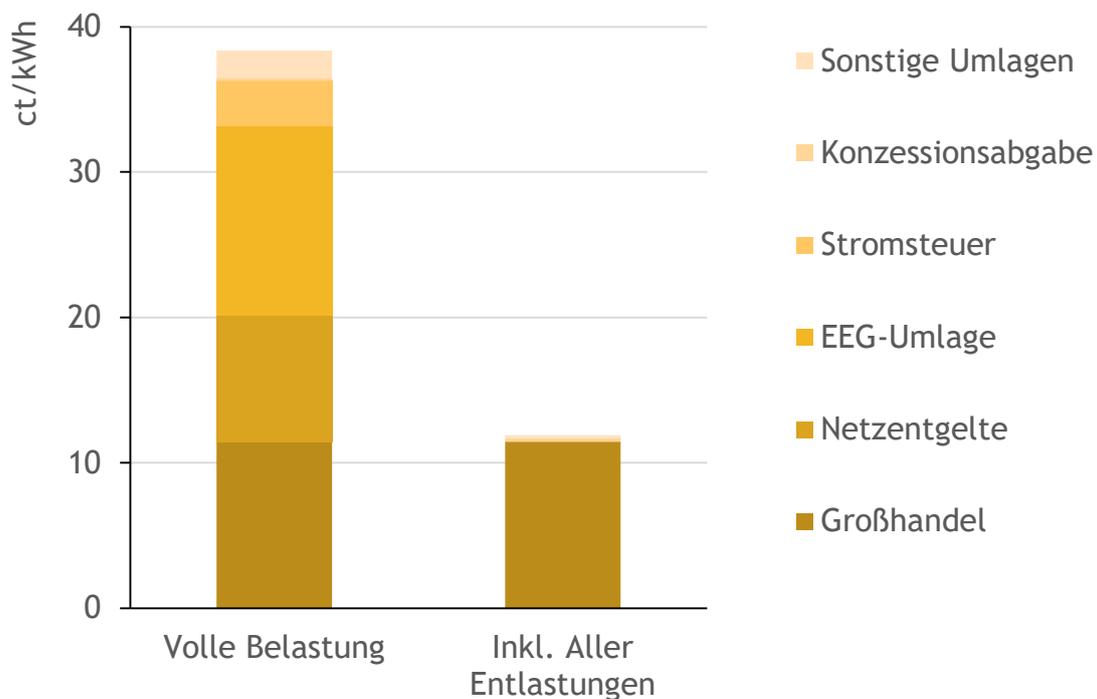


Abbildung. 1 Indikative Strompreiszusammensetzung

gilt, während über die BesAR die EEG-Umlage für den gesamten Verbrauch um 85 % reduziert.

Daher wird bei steigender Auslastung des Elektrolyseurs eher eine Reduktion über die BesAR attraktiv.

### Regulatorik des Stromverbrauchs aus Eigenerzeugung

Alternativ zu Netzbezug kann bei Investitionsvorhaben in Elektrolysekapazität auch der parallele Aufbau einer direkt-gekoppelten PV-Anlage erwogen werden. Beim parallelen Bau einer PV-Anlage stehen Unternehmen vor der Entscheidung, die PV-Erzeugung entweder direkt einzuspeisen oder Eigenverbrauch anzumelden und die PV-Anlage direkt an den Elektrolyseur zu koppeln. In diesem Fall können etwaige Überproduktionen an PV-Strom auch am Markt veräußert werden, allerdings zu anderen Konditionen als bei vollständiger Einspeisung.

Die genauen Regelungen bezüglich Einspeisung und Vergütung der Residualproduktion bei partiellem Eigenverbrauch unterscheiden sich hier je nach Größe der installierten Anlage. Prinzipiell gilt, dass für Anlagen mit über 750 kWp, welche im Rahmen des EEG realisiert werden, prinzipiell eine Einspeisepflicht gilt. Falls größere Anlagen zur direkten Kopplung an einen Elektrolyseur gewünscht sind, müssen diese daher inklusive der damit verbundenen Unsicherheiten über Erlöspotenziale außerhalb des EEG geplant werden. Bei Nicht-Verbrauchen des eigenen Stroms wird in diesem Fall keine EE-Marktpremie gezahlt. Das dadurch veränderte Risikoprofil kann die Kapitalkosten steigern und die Mobilisierung von Investitionen hemmen. Bei Anlagen von einer Größe unter 750 kWp kann ein Eigenverbrauch auch im Rahmen des EEG erfolgen. Zwischen 300 bis 750 kWp wird allerdings unabhängig der tatsächlichen Einspeisung für maximal 50 % des erzeugten Stroms eine Marktpremie erstattet. Wenn der Eigenverbrauch also unter 50 % liegt, verliert die Anlage im Gegensatz zu einer Komplettvermarktung ohne Eigenverbrauch an Vergütung. Für Erzeugung unter 300 kWp gibt es bei Einspeisung eine Festvergütung, welche als Opportunität zum Eigenverbrauch berücksichtigt werden muss. Hier gilt für die gesamte partielle Einspeisung nicht-verbrauchter Leistung, dass eine Marktpremie erstattet wird.

### Implikationen

Nach der Analyse des EWI unterstützt die bestehende Regulierung des Eigenverbrauchs von EE-Strom das Ziel eines direkt-gekoppelten EE-Ausbaus zum Eigenverbrauch an Elektrolyseuren nicht. Aufgrund der fast vollständigen Befreiung von regulatorischen Strompreiskomponenten wird durch einen Eigenverbrauch hier kaum etwas eingespart. Dem gegenüber stehen Preisrisiken beim Verkauf von nicht-verbrauchter Produktion, da bei zu hoher Einspeisung Marktpremie verloren geht, welche im Falle einer kompletten Einspeisung durch Festvergütungen oder Marktpremien deutlich geringer sind. Die gegenwärtige Regulatorik der Befreiung von Netzentgelten sowie die Regelungen des EEG bewirken in Kombination, dass sich speziell bei mit steigender Anlagengröße der Eigenverbrauch zunehmend weniger lohnt. Vielmehr scheint das Beziehen von Grünstrom über PPAs oder andere Herkunftsnachweise mit einer davon losgelösten Entscheidung über den Zubau von EE-Kapazität für Projektträger von Elektrolyseuren die attraktivere Option.

Speziell vor dem Hintergrund des angestrebten EE-Ausbaus sowie einer Reduzierung des im Rahmen der Energiewende nötigen Netzausbaus könnte es attraktiv sein, bei Elektrolyseuren auch den Bau einer direkt angeschlossenen EE-Erzeugungsanlage zu inzentivieren. Hier ist auch zu

beachten, dass bei lokal gekoppelter Erzeugung von Grünstrom Netzausbaukosten eingespart werden können. Außerdem wäre bei der Produktion von grünem Wasserstoff dann auch das Zusätzlichkeitskriterium für den verwendeten Grünstrom gegeben, was bei PPAs zwar angestrebt ist, aber je nach Design nicht immer mit letzter Sicherheit garantiert werden kann. Einer angepassten Regulierung zur Anreizverbesserung für direkt gekoppelte PV-Anlagen gegenüber stehen mögliche volkswirtschaftliche Ineffizienzen, wenn der PV-Ausbau nicht zentral koordiniert und gefördert, sondern indirekt über Elektrolyseförderungen angereizt wird. Aus der Gesamtperspektive ist daher eine systemische Koordinierung von Elektrolyse- und PV-Investitionen, auch in Interaktion mit anderen Umwälzungen der Energiewende, erstrebenswerter. Allerdings setzt das die Existenz von Strompreisen voraus, die alle Externalitäten, wie z.B. Netznutzung, lokal angepasst beinhalten. Ist das nicht der Fall, bleibt der Gesetzgeber im Spannungsfeld einer möglichst zentralen Förderkoordinierung und der Maximierung des EE-Ausbaus durch partielle Zusatzanreize, z.B. im Rahmen des Zubaus von Elektrolysekapazität.