

Argumentarium

Finanzierungsmodell: Investitionsbeiträge versus gleitende Marktprämie

08.12.2021

Der Ausbau von Wind- und Solarkraftwerken steigert die witterungsabhängige Volatilität der Strompreise. Die Jahresstunden mit Null- oder negativen Preisen haben in ganz Europa zugenommen. Um die Investitionssicherheit für eine stabile Versorgung zu wahren, werden die Beschaffungspreise für neue Kraftwerke in den Nachbarländern erfolgreich auktioniert. Der Lieferpreis wird wettbewerbsfähig mit einer «gleitenden Marktprämie» abgesichert. In Grossbritannien gibt es zudem «Differenzkostenverträge», die Mehrerlöse bei hohen Strompreisen abschöpfen. Worin liegen die Vorteile?

Ziel Versorgungssicherheit

Eine hohe Versorgungssicherheit ist das wichtigste Ziel jeder Stromversorgung. Fällt der Strom aus, wird es prohibitiv teuer.

Die Höhe der Strompreise in der Schweiz wird im Ausland «gemacht»: Je nach Sonne, Wind und Jahreszeit dominieren die Lieferungen von den billigsten Standorten im Strombinnenmarkt. **Die Strompreise genügen dann nicht mehr zur Kostendeckung neuer Kraftwerke.**

Zu Zeiten des Strommonopols wurden Kraftwerke nach dem cost-plus-Prinzip finanziert und auf die Tarife überwälzt. Seit 2008 herrscht Wettbewerb, eine Überwälzung wie zuvor ist nicht mehr möglich.

Bei der Preisbildung spielen auch die CO₂-Preise für Emissionszertifikate und die weltweite Gasknappheit eine wichtige Rolle. **Innert Jahresfrist sind die Strompreise in Europa stark gestiegen.** Dies muss in Zukunft nicht so bleiben. Wenn Kraftwerke mit erneuerbaren Energien die ganze Nachfrage decken, sinken die Strompreise jeweils gegen null.

Kostenrisiko: Unterschiedliche Lösungen

Um neue Kapazitäten im Marktgebiet Schweiz zu finanzieren, gibt es verschiedene Lösungen:

- Auktionen mit gleitender Marktprämie (verbreitet in den meisten EU-Länder und in über 150 Ländern/Provinzen weltweit)
- Auktionen mit Differenzkostenvertrag (GB, Dänemark)
- Private Beschaffungsverträge (PPA, überall möglich)
- Administrierte Einspeisevergütungen (Kleinanlagen EU-Länder)
- Investitionsbeiträge (nur Schweiz).

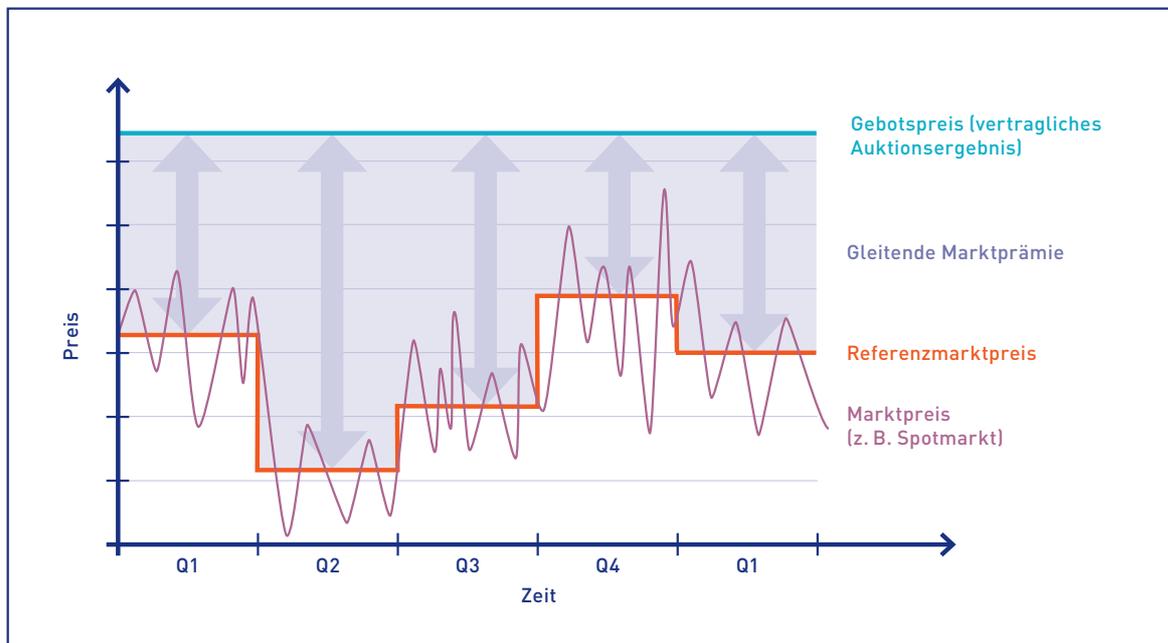
Wir funktioniert die gleitende Marktprämie?

Die gleitende Marktprämie liefert eine Absicherung für neue Kraftwerke und wird in mehreren Schritten festgelegt:

1. Die zuständige Behörde schreibt jährlich zwei- bis dreimal neue Kapazitäten aus (GWh Zusatzproduktion).
2. Interessierte reichen ihre Gebotspreise ein (in Rp/kWh oder €C./kWh). Eine Baugenehmigung ist oft Voraussetzung.
3. Die billigsten Gebote erhalten eine Zusicherung in Höhe des Gebotspreises für 15 bis 25 Jahre Stromerzeugung.
4. Leistungen aus dem Netzzuschlag gibt es nur, wenn die Marktpreise nicht ausreichen.
5. Geht die Anlage nicht innert der vereinbarten Frist ans Netz, können Strafzahlungen fällig werden.

Ausschreibungen mit gleitender Marktprämie erfolgen meist differenziert nach Technologie oder Standort-Topografie: zum Beispiel Wind onshore/offshore, grosse PV-Anlagen auf Dächern /an Lärmschutzwänden /an Verkehrswegen /in der Landwirtschaft.

Die Stromerzeugung im Winterhalbjahr kann beanreizt und produktionsgenau abgerechnet werden. Für die gesamte Stromproduktion gilt die Direktvermarktung. Der Standort muss sich innerhalb des Marktgebiets Schweiz befinden, damit die Versorgungssicherheit ansteigt.



Die Marktprämie deckt die Differenz zwischen Marktpreis und Gebotspreis. Liegt der Marktpreis über dem Gebotspreis, unterbleibt eine Zahlung.

Hohe Einsparungen dank gleitender Marktprämie

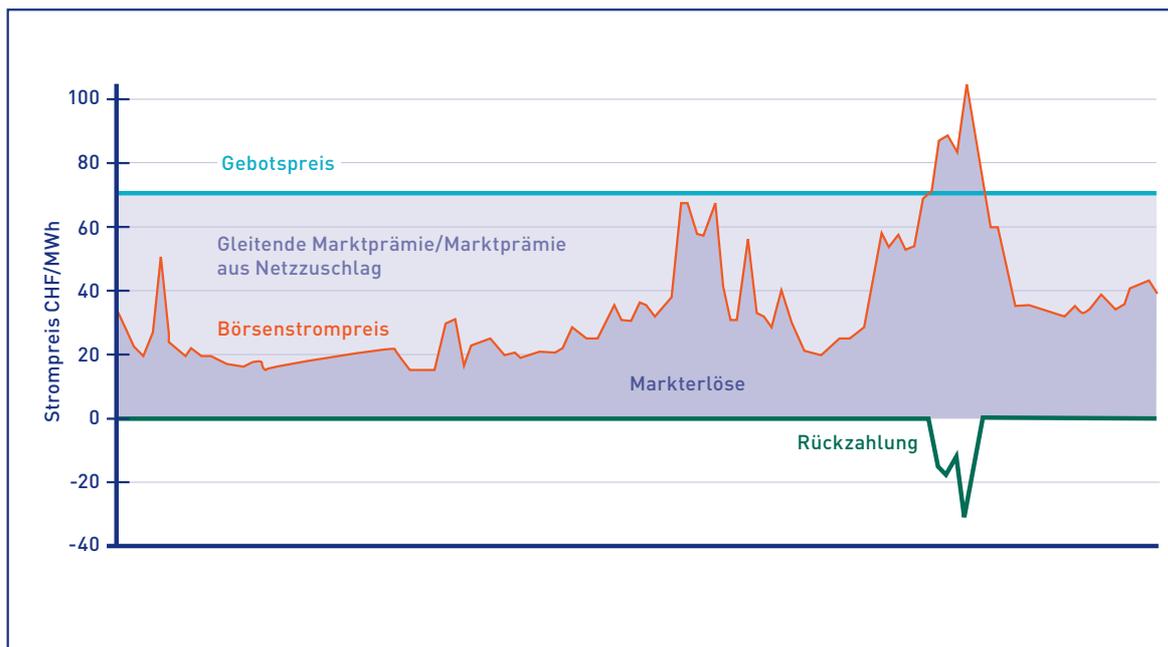
Die gleitende Marktprämie eignet sich für Technologien, bei denen Wettbewerb herrscht. Dies ist bei PV-Anlagen der Fall, wo es Tausende Standorte mit unterschiedlichem Tages- und Jahresprofil gibt.

Kleinanlagen < 150 kW bleiben von der auktionierten Marktprämie unberührt (gemäss Pa.Iv. Girod). Für sie gilt weiterhin die Einmalvergütung.

Bei grossen PV-Anlagen kann mit der gleitenden Marktprämie Geld gespart werden. Viele Projekte können ihre Kosten bei den aktuell hohen Strompreisen aus dem Markt decken.

Die gleitende Marktprämie kommt nur zur Zahlung, wenn die Strompreise unter den Gebotspreis absinken; bis 2030 ist die Wahrscheinlichkeit dafür wegen der hohen CO₂-Preise eher gering. Nach 2030 kann der Netzzuschlagsfonds auch eine jahrelange Preisbaisse verkraften, weil bis dann die teuren Einspeisevergütungen von Anlagen mit Inbetriebsetzung vor 2018 ausgelaufen sind.

Wie funktionieren Differenzkostenverträge (Contracts for difference)?



Auch bei Differenzkostenverträgen wird ein wettbewerblich ermittelter Gebotspreis garantiert. Er setzt sich zusammen aus Markterlösen (Referenzmarktpreis) und gleitender Marktprämie. Übersteigt der Marktpreis den Gebotspreis, erfolgt eine Rückzahlung in den Netzzuschlagsfonds (Bild).

Differenzkostenverträge sind eine weitere Variante von Auktionen mit gleitender Marktprämie. Sie funktionieren genau gleich, mit dem einzigen Unterschied, dass Mehreinnahmen abgeschöpft werden. Immer wenn die Strompreise über den Gebotspreis steigen, wird eine Rückzahlung der Differenz zum Gebotspreis in den Netzzuschlagsfonds fällig.

Auch für Differenzkostenverträge gilt Direktvermarktung. Die Stromerzeugung wird an Dritte veräußert, temporär gespeichert oder im eigenen Versorgungsgebiet vermarktet.

Geringe Unterschiede

Die Unterschiede zwischen den beiden Auktionsmodellen werden überschätzt. Der Wettbewerb bewirkt, dass die Rückzahlungen bei hohen Strompreisen eskomptiert sind. Das bedeutet, dass sich bei Differenzkostenverträgen leicht erhöhte Gebotspreise einstellen werden.

Bei gutem Wettbewerb dürften beide Systeme für den Netzzuschlagsfonds gleich teuer sein.

Grosse Vorteile im Vergleich zu Investitionsbeiträgen

Auktionen mit gleitender Marktprämie verbilligen dank stabilen Ertragsaussichten die Kreditaufnahme. Bei hohen Strompreisen wird der Netzzuschlagsfonds entlastet:

- In Deutschland bewegen sich die Gebotspreise für Photovoltaikstrom und Windkraft seit 2018 zwischen 4 und 6 €/kWh. In der Schweiz gibt es mehr Sonne als in Deutschland. Es ist ein ähnliches Preisband zu erwarten.
- Bei den hohen Strompreisen von aktuell mehr als 10 €/kWh werden keine Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds fällig. Investitionen mit gleitender Marktprämie können bei solchen Marktverhältnissen ganz aus dem Markt finanziert werden.
- Dank der preislichen Absicherung sinken die Risikoprämien am Kapitalmarkt und damit die Zinskosten für die getätigten Investitionen.
- Die Vielfalt der Akteure steigt, weil kleine Investorinnen und Investoren, Solar-Genossenschaften oder Gemeinden eine bessere Chance haben, ihre Projekte über Banken oder andere Geldgeber günstig zu finanzieren. Eine hohe Akteurvielfalt fördert die Akzeptanz der Energiestrategie.
- Im Unterschied zu privaten Beschaffungsverträgen mit begrenzten Laufzeiten von drei bis sechs Jahren orientiert sich die gleitende Marktprämie am tatsächlichen Wertverzehr über ein bis zwei Jahrzehnte. Auch dadurch verbilligt sich die Finanzierung und damit der Gebotspreis im Wettbewerb.
- Die sinkenden Kosten können den Netzzuschlagsfonds entlasten. Dies kommt allen Konsumentinnen und Konsumenten zugute, auch den gebundenen Kundinnen und Kunden.

Investitionsbeiträge = teuerstes System

Das geltende System in der Schweiz setzt auf Investitionsbeiträge. Nirgends in Europa ist ein solches System bisher in Kraft. Es ist ungeklärt, wie sich Auktionen von Investitionsbeiträgen für grosse PV-Anlagen auf die Akteurvielfalt auswirken wird.

Das Risiko ist nicht von der Hand zu weisen, dass sich die kapitalkräftigsten Akteure durchsetzen werden. Gemeinden, Private oder Genossenschaften, die über weniger Risikokapital verfügen, könnten mit ihren Projekten im Nachteil sein, was die Akzeptanz der Energiestrategie schmälern würde.

Die Grundproblematik bei Investitionsbeiträgen bleibt bestehen: Es fließen Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds in einer Zeit, in der die Strompreise ausreichen, um eine Kostendeckung zu erreichen.

Wie sich die Strompreise auf lange Sicht entwickeln, weiss niemand. Zu viele politische Faktoren sind im Spiel.

Nachteile der Investitionsbeiträge

- Es fliessen unnötige Zahlungen aus dem Netzzuschlagsfonds.
- Mitnahmeeffekte sind zu erwarten; Es werden Leistungen erbracht, die überflüssig sein könnten.
- Eine produktionsgenaue Abrechnung von Winterstrom ist mit Investitionsbeiträgen nicht möglich.
- Investitionen von Akteuren mit weniger Risikokapital könnten benachteiligt sein.

Antrag betreffend laufende Revision EnG

Für ein flexibles Wahlsystem – Einführung eines Wahlmodells

- Die Energiestrategie wird am besten umgesetzt, wenn der Gesetzgeber Flexibilität verankert: Die Investoren sollen beide Verfahren anwenden können: Investitionsbeiträge und gleitende Marktprämie.
- Jede Technologie zur Stromerzeugung hat Vor- und Nachteile. Die Wahlfreiheit in der Regulierung ermöglicht massgeschneiderte Lösungen im europäischen Wettbewerb. Die effizientesten Technologien sollen sich durchsetzen können. Ein hoher Anteil Winterstrom werden Teil des Auktionsdesigns.
- Vielleicht wird sich zeigen, dass für Grosswasserkraftwerke die Investitionsbeiträge am sinnvollsten ist, weil es oft «Unikate» sind. Für grosse PV-Anlagen liefert die gleitende Marktprämie gute Resultate: Transparenz, Wettbewerb und eine Flexibilität auf unterschiedlichen Stellflächen an unterschiedlichen Standorten sind möglich.