

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses

**Band:** 91 (2000)

**Heft:** 20

**Artikel:** Gewinne im Zusammenhang mit den Empfehlungen des Bundes für die Berechnung der Vergütung dezentral erzeugter Energie

**Autor:** Höckel, Michael

**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-855609>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

**Download PDF:** 19.11.2024

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Gewinne im Zusammenhang mit den Empfehlungen des Bundes für die Berechnung der Vergütung dezentral erzeugter Energie

Der vorliegende Beitrag zeigt auf, wie die gesetzlichen und energiewirtschaftlichen Zusammenhänge heute Besitzern von Kleinkraftwerken ungerechtfertigte Gewinne ermöglichen. Im Anhang werden diesbezüglich einige Beispiele aufgeführt.

■ Michael Höckel

## Gesetzliche Grundlagen

Die Beziehungen zwischen unabhängigen Stromproduzenten<sup>1</sup> und Unternehmungen der öffentlichen Energieversorgung sind im Energiegesetz<sup>2</sup> und in der Energieverordnung<sup>3</sup> geregelt. Der Bund ist beauftragt, «Empfehlungen und Vollzugshilfen für die Umsetzung der Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten»<sup>4</sup> auszuarbeiten, in welchem die Details zu den Vergütungsansätzen verbindlich geregelt werden. Derzeit steht das Elektrizitätsmarktgesetz in der Beratung, welches gemäss den Grundzügen eines liberalisierten Marktes die Energieversorger zur Energiedurchleitung verpflichtet, aber im Gegenzug auch ein Wegfall der Vergütungsrichtlinien erwarten lässt.

<sup>1</sup> Inhaber von Energieerzeugungsanlagen, an welchen Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung zu höchstens 50% beteiligt sind.

<sup>2</sup> EnG vom 26.6.1998, in Kraft seit 1.1.1999, Artikel 7.

<sup>3</sup> EnV vom 7.12.1998.

<sup>4</sup> Vom 22.12.1999, gültig ab 1.1.2000 bis 31.12.2002.

<sup>5</sup> Ab 1.1.2000 entspricht die massgebende Leistung nicht mehr der installierten Nennleistung, sondern der Bruttoleistung nach Art. 51 des Wasserrechtsgesetzes. Da diese der mittleren elektrischen Leistung zuzüglich 15% entspricht, die Wasserkraftwerke allerdings nur 4000 bis 6000 Volllaststunden aufweisen, wurde die massgebende Leistungsgrenze faktisch je nach Anlage um 20–50% verringert.

### Adresse des Autors

Michael Höckel  
 Professor für Energieversorgung  
 Berner Fachhochschule HTA Biel  
 Postfach 1180  
 2501 Biel

## Verpflichtung zur Abnahme dezentral erzeugter Energie

Im Energiegesetz wird den Unternehmungen der öffentlichen Energieversorgung eine Abnahmepflicht für die von «unabhängigen Produzenten angebotene Überschussenergie, die regelmässig produziert wird», auferlegt. Energie aus erneuerbaren Energiequellen darf auch unregelmässig produziert sein. Folglich ist das EW zur Bedarfsanpassung verpflichtet.

## Regelung der Vergütung (Bild 1)

Die Vergütung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen wurde ab dem 1.1.2000 auf 15 Rp./kWh im Jahresmittel festgesetzt. Für Energielieferungen dürfen die Unternehmungen nur diejenigen Bezugspreise verlangen, die sie von den

übrigen Abnehmern verlangen, obwohl davon ausgegangen werden kann, dass ein Ergänzungsenergiebezug zusätzlich zur Eigenproduktion sehr ungleichförmig sein wird. Damit werden nicht nur die Rücklieferarife, sondern auch die Preise für die Ergänzungsenergielieferungen von den energie- und marktwirtschaftlichen Tarifierungsgrundsätzen abgekoppelt.

Für Energie aus nicht regenerativen Energiequellen soll die Vergütung dem Wiederverkäufertarif der nächsthöheren Spannungsebene – abzüglich eines festen Prozentsatzes von 13% – entsprechen. Die Vergütung liegt damit im Allgemeinen weit über den Produktionsvollkosten von neuen fossil-thermischen Referenzanlagen. Auch Wasserkraftwerke mit einer Bruttoleistung<sup>5</sup> von über 1 MW sind nach dem zweiten Prinzip zu vergüten.

## Ausnahme: Missverhältnis zwischen Produktionskosten und Tarifniveau

In den aktuellen Vergütungsempfehlungen werden die Kantone dazu angehalten, von ihrem im Energiegesetz festgelegten Recht auf Reduktion der Vergütung im Falle eines starken Missverhältnisses

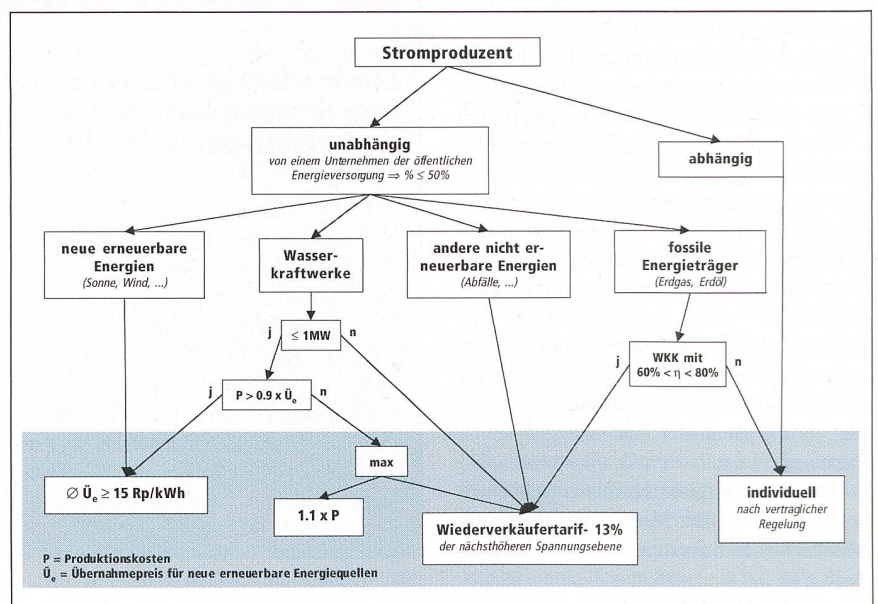


Bild 1 Regelung der Vergütung

nisses zwischen Produktionskosten und Vergütung Gebrauch zu machen. Die Vergütung ist auf 110% der Produktionskosten zu korrigieren, soll aber mindestens der Vergütung der Produktion aus nicht erneuerbaren Energieträgern entsprechen.

### Ausgleichsfonds

Im Falle einer sehr starken Belastung einzelner Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung kann der Kanton einen Ausgleichsfonds zur Entlastung dieses EW einrichten. Alle mit der Produktion, Übertragung und Verteilung betrauten Unternehmen sind verpflichtet, diesen zu speisen.

### Aktuelle Probleme durch die Gesetzgebung in der Praxis

Dezentrale Produktion kann einzelne Stromversorger stark belasten.

Der europäische Elektrizitätsmarkt ist auf Grund des vorhandenen Kraftwerksparkes heute und auf absehbare Zeit ein Käufermarkt. Dies führt zu tiefen Energiepreisen im Bereich von 2 bis 5 Rp./kWh, sowohl im Tagesenergiegeschäft als auch im langfristigen Handel. Zudem lassen sich heute zentrale thermische Kraftwerke mit Stromerzeugungskosten realisieren, die im Grundlastbetrieb nur unwesentlich darüber liegen.

Vor diesem Hintergrund muss die finanzielle Bürde, die denjenigen Stromversorgern, in deren Versorgungsgebiet dezentrale Stromproduzenten einspeisen, als ausserordentlich hoch erachtet werden (siehe Anhang, Beispiel 1). Die Belastungen sind bedingt durch die Standortgebundenheit der Produktion aus regenerativen Energiequellen regional sehr unterschiedlich. Eine diesbezügliche Regelung auf Bundesebene trägt diesen Gegebenheiten nicht Rechnung.

### Ungerechtfertigte Gewinne besonders bei älteren Kraftwerken

Die Bandbreite der Stromerzeugungskosten von Kraftwerken, die erneuerbare Energien nutzen, ist ausserordentlich hoch. Im Studienbericht Nr.1/1983 über Produktionskosten von Kleinwasserwerken bis zu einer installierten Leistung von 1 MW wurden Erzeugungskosten zwischen 5 und 35 Rp./kWh ermittelt.

Als Hauptgründe für diese hohe Bandbreite sind die Standortabhängigkeit und die lange Nutzungsdauer der Anlagen zu nennen. Sind die zeitlichen Schwankungen des Primärenergieangebotes hoch, wie beispielsweise die Zuflussmengen bei alpinen Wasserkraftwerken, resultie-

ren geringe Volllaststunden und hohe Kosten pro Kilowattstunde. Bei langen Nutzungsdauern und folglich langen Abschreibungsdauern gehen allgemein die Kapitalkosten mit zunehmendem Alter der Kraftwerke real stark zurück (Anhang Beispiel 2).

Die vorgängig erwähnte Studie zeigt weiterhin, dass der Mittelwert dieser Streuung im Leistungsbereich bis 300 kW bei ungefähr 15 Rp./kWh liegt. Bei Anlagen ab 300 kW werden in der Regel die 15 Rp./kWh nicht überschritten und der Mittelwert sinkt bis zur Betrachtungsgrenze von 1 MW auf rund 10 Rp./kWh ab.

Folglich reicht bei einigen Kraftwerken mit einer installierten Leistung bis zu 300 kW die mittlere Vergütung von 15 Rp./kWh bei weitem nicht für einen kostendeckenden Betrieb aus, während vor allem grössere ältere Anlagen zu valablen Geldquellen ihrer Besitzer werden können.

### Auslagerung von Eigenerzeugungsanlagen

Das Vergütungsniveau von heute 15 Rp./kWh für dezentrale Produktion auf Basis erneuerbarer Energiequellen kann bei grossen Industriekunden erheblich über ihren Bezugspreisen liegen. Folglich ist es für manche so genannte «Selbstversorger» lukrativ, ihre Produktionsanlage rechtlich auszugliedern, obwohl sich natürlich physikalisch am Einsatz der Erzeugung nichts ändert. Der finanzielle Gewinn lässt sich durch diese Massnahme um bis zu 5 Rp./kWh steigern (siehe Beispiel 3).

### Ungleiche Spiesse bei der wirtschaftlichen Beurteilung von Projekten

Die aktuelle Gesetzeslage bietet den unterschiedlichen Akteuren im Markt um die Stromerzeugung extrem unterschiedliche Kalkulationsgrundlagen. Für die Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung liegt die Wirtschaftlichkeitsschwelle bei dezentralen Kraftwerksprojekten in der Nähe der Lieferpreise des übergeordneten Netzbetreibers bzw. bei den Erzeugungskosten in zentralen Referenzanlagen. Bedingt durch die relativ niedrigen Konkurrenzpreise und die grossen Unsicherheiten über die zukünftigen Erträge aus dem Stromverkauf nehmen öffentliche Stromversorger heute immer häufiger Abstand von Investitionen in kapitalintensive Kraftwerke mit langen Abschreibungsdauern (Wasserkraft).

Unabhängige Produzenten können mit überhöhten und zumindest mittelfristig stabilen Vergütungsansätzen rechnen.

Für private Stromproduzenten lässt sich für die gleichen Projekte eine hohe Rendite errechnen. Wenn allerdings irgendwann die Subventionierung fallen gelassen wird, könnten dem Betreiber der Anlagen noch enorme Probleme erwachsen.

Somit ist es nicht verwunderlich, dass manche Projekte von Unternehmen der öffentlichen Stromversorgung gekauft werden, um deren Realisierung im eigenen Versorgungsgebiet zu verhindern (siehe Beispiel 4). Dies führt zu einer volkswirtschaftlich falschen Allokation der Mittel.

### Suboptimale Dimensionierung von Wasserkraftwerken

Laufkraftwerke, besonders in alpinen Regionen, weisen starke Zuflussschwankungen auf. Mit der Ausbauwassermenge steigt zwar die Jahresproduktion, es steigen aber auch die Investitionen an. Normalerweise liegt die wirtschaftlich optimale Auslegung im Punkt der niedrigsten Stromerzeugungskosten im Bereich um 5000 Volllaststunden.

Bedingt durch die Leistungsgrenze für die Vergütung mit durchschnittlich 15 Rp./kWh ist die Anlagenleistung bei Wasserkraftprojekten bereits vor der Detailoptimierung auf maximal 1 MW beschränkt (siehe Beispiel 5).

Dass hierbei die vorhandenen Wasserkraftpotenziale nicht optimal ausgenutzt werden, widerspricht den ökologischen Grundzielen.

### Gegen Deregulierung und Liberalisierung

Die Entwicklungen auf dem Strommarkt zeigen, dass der Stromkunde durchaus bereit ist, für den aus seiner Sicht ökologisch produzierten Strom einen Aufschlag zu bezahlen. Folglich lässt sich für den so genannten «Ökostrom» ein Zuschlag auf den Stromtarif verrechnen. Die Praxis zeigt, dass sich ein solcher Zuschlag sogar an den Erzeugungskosten für diese erneuerbare Energie orientieren darf. Sie kann also ein Mehrfaches der gesetzlich festgelegten Mindestvergütung für Strom aus erneuerbaren Energiequellen betragen (siehe Beispiel 6).

Die aktuelle Vergütungsregelung widerspricht dem Grundgedanken einer liberalisierten Stromversorgung und behindert die Ausprägung eines freien Marktes um Ökostrom. Dies könnte sich zum Zeitpunkt des Wegfalls der Vergütungsgarantie für diejenigen unabhängigen Produzenten rächen, die sich nicht rechtzeitig mit einer allfälligen Vermarktung ihres Produktes befassen, da dieser Markt dann durch andere Anbieter bereits gesättigt sein könnte.

## Anhang: Beispiele

### Beispiel 1a: Gemeinde Pfyn

Die Gemeinde Pfyn weist rund 1800 Einwohner und etwa 1100 Stromabonnenten mit einem gesamten Jahresabsatz von 6,75 Mio. kWh auf. Ein dezentraler Stromproduzent auf Basis erneuerbarer Energien speist jährlich rund 1,5 Mio. kWh zurück. Rund 1/5 der Strombeschaffung muss zu 16 Rp./kWh eingekauft werden, was ungefähr dem Doppelten des durchschnittlichen Energiepreises so genannter Wiederverkäufertarife entspricht.

### Beispiel 1b: Holzkraftwerk in Rapperswil

Die EV Rapperswil versorgt als gemeindeeigenes Elektrizitätswerk die rund 3500 Einwohner der Gemeinde mit Strom. Der gesamte Jahresabsatz beträgt etwa 27 GWh. Die aus einem geplanten Holzschnitzel-Kraftwerk mit einer Generatorleistung von 1 MW zu übernehmende Strommenge beträgt 6-8 GWh. Bei einem mittleren Abnahmepreis von 15 Rp./kWh führt dies für die Gemeinde zu Mehrkosten von etwa 390-470 kFr., was 12 bis 15% des Gesamtumsatzes ausmacht.

### Beispiel 2a: Stromerzeugungskosten eines typischen Wasserkraftwerkes

Geht man für ein Kleinwasserkraftwerk von Investitionen in Höhe von 10 000 Fr./kW sowie für Betrieb und Instandhaltung der Anlagen von jährlich 2% dieser Investitionen aus, ergeben sich im ersten Betriebsjahr Kosten von 900 Fr./kW<sup>6</sup>. Bei 5000 Volllaststunden resultieren Stromerzeugungskosten von 18 Rp./kWh. Nach 25 Jahren hat sich die Zinslast halbiert, während davon auszugehen ist, dass die Betriebs- und Instandhaltungskosten mit der Teuerung angestiegen sind. Die resultierenden Stromerzeugungskosten sind nominal auf 15,5 Rp./kWh<sup>7</sup> gefallen, was real (also teuerungsbereinigt) nahezu einer Halbierung der Stromerzeugungskosten entspricht.

### Beispiel 2b: KW Hefti + Co, Hätzingen

Das Kraftwerk Hefti in Hätzingen (GL) produziert mit 300 kW installierter Leistung im Mittel jährlich 1,72 GWh Strom. Bei einem vom EW Schwanden geschätzten Produktionspreis von 7 bis 8 Rp./kWh ergibt sich durch die Differenz zur gesetzlich festgelegten Vergütung ein jährlicher Gewinn für den Betreiber von knapp 150 kFr.

### Beispiel 3a: Gemeinde Linthal

In der Gemeinde Linthal gibt es mehrere Betriebe, die eigene Kraftwerke besitzen. Bisher ging die Produktion der Kraftwerke in den Industriebetrieb und die Ergänzungsenergie wurde vom örtlichen EW dazugekauft. Bei einem Betrieb gab es eine Handänderung mit dem Ziel, das Kraftwerk separat zu führen, und innerhalb der 16-Rappen-Subvention sogar auszubauen. Das örtliche EW hat, obwohl es nicht in ein Kraftwerk investieren wollte, zur «Schadensminimierung» das Kraftwerk vor dem Ausbau gekauft, weil die Gestehungskosten deutlich unter 16 Rp. waren.

### Beispiel 3b: Glarnerland

Im Glarnerland gibt es rund 30 Kraftwerke mit Leistungen unter 1 MW, in der Regel in Verbindung mit einem Industrie- oder Gewerbebetrieb. Die gesamte Stromproduktion liegt bei jährlich über

30 GWh. Die jährlichen Mehrkosten der regionalen EW im Kanton Glarus betragen nach einer Erhebung aus dem letzten Jahr knapp 2 Mio. Franken. Heute kommt es erst zu Rücklieferungen, wenn der Bedarf im Betrieb kleiner als die Produktion des Kraftwerks ist. Bisher nehmen daher nur wenige die Rücklieferung zu 16 Rp. in Anspruch. Viele überlegen jedoch Umgehungsmöglichkeiten, damit sie die gesamte produzierte Energie zu 16 bzw. 15 Rp. ausschöpfen können (zum Beispiel Überschreibung des Kraftwerks an ein Familienmitglied oder Gründung einer GmbH nur fürs Kraftwerk).

### Beispiel 3c: Bischofszell

Auf dem Gebiet der Stadt Bischofszell liegen drei Kleinkraftwerke. Der grösste Rücklieferer hat bis vor einigen Jahren eine Papierproduktion betrieben. Diese ist nun eingestellt worden und die gesamte Energiemenge wird an das EW der Stadt Bischofszell abgegeben, was einer jährlichen Menge von 2,5 bis 3 Mio. kWh entspricht. Diese wird auf Grund der heutigen Gesetzgebung (15 Rp./kWh) mit jährlich zwischen 400 und 500 kFr. vergütet. Es handelt sich um ein altes, schon längst abgeschriebenes Werk. Die Produktionskosten dürften bei wenigen Rappen liegen. Im Jahre 1998 musste von diesen drei Selbstversorgern rund 4,7 Mio. kWh Strom übernommen werden. Der gesamte Stromabsatz liegt bei rund 60 Mio. kWh. Im EnG ist die 5%-Klausel gefallen. Somit muss die Stadt Bischofszell diese Energiemenge vollumfänglich übernehmen. Vergleicht man die Vergütung der Rückspeisung mit dem Einkaufspreis beim regionalen Verteilwerk EKT, so bleibt eine Differenz von rund 300 kFr. im Jahr, entsprechend einem mittleren Aufschlag auf den Stromverkaufspreis der Stadt Bischofszell von 3%.

### Beispiel 4: Jahresgewinn bei einem alpinen Laufkraftwerk

Ein Ingenieurbüro errechnet für ein 500-kW-Laufwasserkraftwerk Stromerzeugungskosten von 12 Rp./kWh. Bei einem Rücklieferertarif von 15 Rp./kWh liegt der Gewinn bei 3 Rp./kWh. Das EW kann die gleiche Energie in zentralen KW zu 5 bis 6 Rp./kWh produzieren. Es ist folglich für das EW günstiger, dem unabhängigen Produzenten das Projekt für umgerechnet 3 Rp./kWh nichtproduzierter Energie abzukaufen, als der Realisierung tatenlos zuzusehen. Das EW kann durch den Kauf und Schubladisierung des Projektes immerhin umgerechnet 6 bis 7 Rp./kWh einsparen.

### Beispiel 5a: Gemeinde Linthal

In der Gemeinde Linthal gibt es einen unabhängigen Produzenten (IPP), der ein Kraftwerk mit vier Turbinen betreibt. Die installierte elektrische Leistung beträgt rund 1400 kW. Das örtliche EW hat mit Bezug auf die 1-MW-Grenze im 1998 die Vergütung von 16 Rp. verweigert. Daraufhin wurde eine Turbine stillgelegt, damit der Anspruch auf 16 Rp. begründet werden kann. Mit der neuen Definition der 1-MW-Grenze nach Bruttoleistung nach Wasserwirtschaftsgesetz ist das gesamte Kraftwerk als ein Kraftwerk unter 1 MW deklariert. Zudem zahlen Kraftwerke unter 1 MW keine Wasserzinsen (Bundesgesetz). Der Fall ist zwischen IPP und EW hängig.

### Beispiel 5b: Wasserkraftwerk Wimmis

Als weiteres Beispiel ist das Projekt des Wasserkraftwerks Wimmis im Kandertal (1994) zu erwähnen. Die Bauherrschaft hat versucht, anstelle eines Projektes mit 1,4 MW ein Projekt mit gezielt 1 MW umzusetzen. Damit wäre die mögliche zusätzliche Kapazität von 0,4 MW verschenkt worden, ohne dass damit die Investitionskosten und der Eingriff in die Natur kleiner gewesen wären.

### Beispiel 6: Ökostrom

Einige Elektrizitätswerke bieten seit einiger Zeit Strom aus Photovoltaik für 1 Fr./kWh an. Die Nachfrage ist derart gross, dass man nach weiteren Standorten sucht oder zumindest bestehende Anlagen sucht, deren Energie vermarktet werden kann.

Auf dem Mont-Crosin im Berner Jura betreibt die Gesellschaft Juvent SA einen Windpark mit vier Windturbinen und einer installierten Leistung von insgesamt 2460 kW, entsprechend einer Produktion von jährlich ungefähr 2500 MWh. Die Vermarktung erfolgt bewusst mit Blick auf die fehlende Vergütungsgarantie im offenen Strommarkt über einen Aufpreis von maximal 18 Rp./kWh zur ordentlichen Stromrechnung. Trotz dieses Aufpreises ist es dank einer aktiven Vermarktung der Juvent SA gelungen, ihre Stellung im Markt zu behaupten und sogar noch stetig auszubauen.

<sup>6</sup> Bei einem Zinssatz von 5% und einer linearen Abschreibung der Anlagen über 50 Jahre.

<sup>7</sup> Bei einer Teuerung von 2%.

## Le profit financier en rapport avec les recommandations de l'état pour le calcul de l'indemnité de l'énergie des centrales décentralisées

La loi fédérale actuelle offre aux propriétaires des petites usines électriques quelques possibilités de faire des bénéfices pas justifiés. A l'aide de quelques exemples, ce rapport décrit les bases de l'économie d'électricité et les bases de la loi fédérale actuelle, qui permettent ces profits.