Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 89 (1998)

Heft: 18

Artikel: Der energiewirtschaftliche Wert der dezentralen Produktion

Autor: Höckel, Michael

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902105

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 09.07.2025

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

Mit der Höhe des Anteils von dezentraler Produktion an der Stromerzeugung steigen die Anforderungen an die Genauigkeit ihrer energiewirtschaftlichen Bewertung. Anhand eines einfachen und sehr transparenten Bewertungsmodells, welches auf den durch dezentrale Stromproduktion im zentralen Kraftwerkspark vermeidbaren Kosten basiert, wird die Diskrepanz zwischen der heutigen Tarifierungspraxis und einer energiewirtschaftlich korrekten Vergütung von dezentraler Produktion aufgezeigt (Bild 1).

Der energiewirtschaftliche Wert der dezentralen Produktion

■ Michael Höckel

Wozu diese Berechnungen?

Die bevorstehende Liberalisierung des Strommarktes wird zu einem stärkeren Druck auf die Strompreise führen. Geht man davon aus, dass dieser Druck auch über die Rückliefertarife an die dezentralen Produzenten weitergegeben wird, ist es sowohl für den Stromversorger wie auch für den Eigenproduzenten wichtig, den Wert der dezentralen Produktion aus **rein energiewirtschaftlicher**[1] Sicht zu kennen. Ist dieser Wert bekannt, lässt sich beispielsweise die Subventionskomponente berechnen, die wiederum den Tarifaufschlag für den Bezug von Energie aus erneuerbaren Quellen bestimmt; Tarifmodelle also, welche immer stärker an Bedeutung gewinnen.

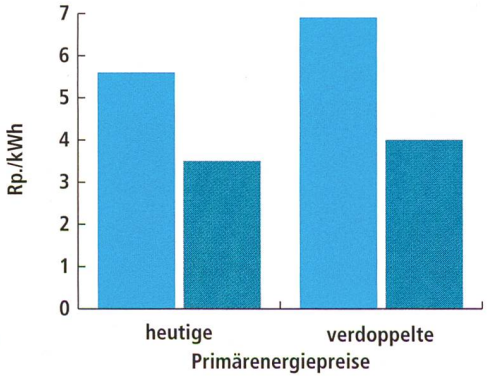
Die Quantifizierung dieses Wertes basiert in der vorliegenden Studie auf einem Ansatz der vermiedenen Kosten der Stromversorgung. Der energiewirtschaftliche Wert einer Einspeisung ergibt sich demnach aus der Differenz zwischen den Kosten der Stromversorgung ohne und mit einem spürbaren Anteil an dezentraler Produktion.

Was bringt dezentrale Produktion heute dem Betreiber ein?

Die Vergütung der Produktion aus Eigenerzeugungsanlagen (Bild 2) ist heute tarifarisch geregelt. Die Tarife basieren auf den Empfehlungen des Bundes aus dem Jahre 1992. Die Vergütung von dezentraler Produktion aus erneuerbaren Energiequellen soll demnach den «Beschaffungskosten aus neuen inländischen Produktionsanlagen» entsprechen, welche auf 16 Rp./kWh geschätzt wurden. Die Produktion aller anderen Selbstversorger (< 1 MW) soll sich nach den Be-

[1] Es wird nicht berücksichtigt, inwieweit sich dezentrale Produktion aufgrund einer höheren ideellen Wertschätzung besser vermarkten liesse.

Bild 1 Energiewirtschaftlicher Wert der Produktion dezentraler Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK).



Adresse des Autors

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

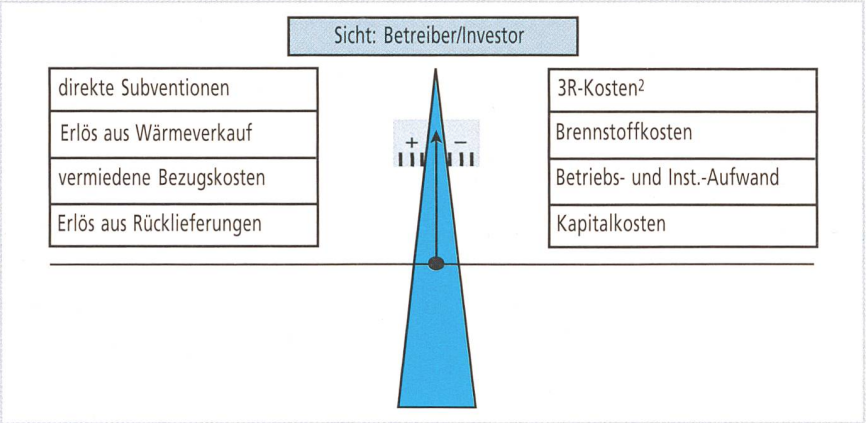


Bild 2 Dezentrale Produktion aus der Sicht des Betreibers/Investors.

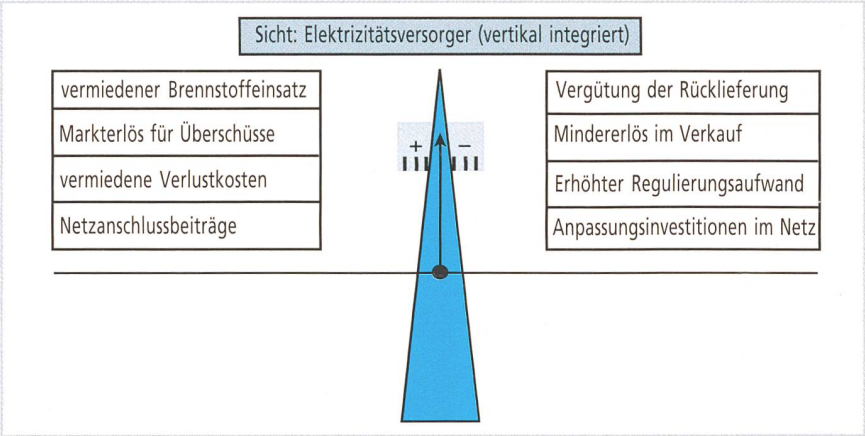
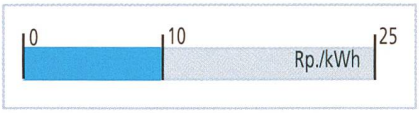


Bild 3 Dezentrale Produktion aus der Sicht des des Elektrizitätsversorgers.

zugspreisen aus dem regionalen Übertragungsnetz richten, welche in der Schweiz zwischen 10 und 15 Rp./kWh liegen. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der bedarfskonforme Teil der Produktion Strombezüge verdrängt, also spezifische Kosten vermeidet, die je nach Tarifniveau und Tarifstruktur zwischen 15 und 25 Rp./kWh liegen. Folglich hängt der betriebswirtschaftliche Nutzen der dezentralen Produktion für seinen Besitzer von verschiedenen Faktoren ab. Er liegt heute in jedem Fall über 10 Rp./kWh und kann bis gegen 25 Rp./kWh erreichen.[2]



Wie ist die Situation aus der Sicht des Stromversorgers?

Der Nutzen des Stromversorgers ist weniger transparent (Bild 3). Dieser kann nur aus den Veränderungen seiner Systemkosten mit Netz und Kraftwerkspark und seiner Ertragssituation ermittelt werden. Dies kann beliebig kompliziert sein.

Man gehe davon aus, dass Beschaffung und Abgabe des Versorgers ausgeglichen ist und dieser ein vertikal integriertes Unternehmen ist. Er sieht somit alle Systemkosten von den Produktionskosten über die Transportkosten bis zur Verteilung der Energie. Wird eine neue Eigenerzeugungsanlage in seinem Netz installiert, so hat er zumindest kurzfristig die nebenstehenden Systemeinflüsse. Auf der «negativen» Seite der Waage sind diejenigen Aspekte aufgelistet, welche eine Aufwanderhöhung darstellen. Hier wirkt sich vor allem die veränderte Erlössituation im Versorgungsgebiet aus, welche klar bestimmbar ist und den bereits beschriebenen Einnahmen des Betreibers (10–25 Rp./kWh) entspricht. Inwieweit Netzanpassungen notwendig sind, hängt natürlich von Art, Grösse und Anschlusspunkt der Anlage ab. Dass auf der positiven und auf der negativen Seite der Waage vier Punkte aufgelistet sind, soll nicht implizieren, dass Nutzen und Aufwand gleich hoch sind. Es lässt sich leicht abschätzen, dass mit den aktuellen Tarifen der Stromversorger draufzahlen muss, da

- die Markterlöse und der vermiedene Brennstoffeinsatz im Bereich weniger Rappen liegt,
- die Transportverluste im Netz im Bereich von wenigen Prozenten der übertragenen Energie liegen und
- die Netzanschlussbeiträge bestenfalls die Anpassungsinvestitionen kompensieren können.

An dieser Stelle sind nur die kurzfristigen Aspekte aufgeführt. Da die nachfolgende Analyse auf den vermiedenen Kosten der Stromversorgung basiert, werden die kurz- und langfristigen Aspekte im folgenden noch genauer unter die Lupe genommen.

Wie kann man den energiewirtschaftlichen Wert der dezentralen Produktion bestimmen?

Der wirtschaftliche Wert einer Anlage lässt sich generell durch die Gegenüberstellung von Aufwand und Ertrag ermitteln (Bild 4). Dabei stellt der Ertrag immer eine subjektive Einflussgrösse dar. Im Falle der dezentralen Produktion könnte der Ertrag einfach aus den heutigen Tarifen berechnet werden. Aufgrund der bereits aufgezeigten ungenügenden Verursachergerechtigkeit[3] der heutigen Rückliefertarifierung[4] eignen sich diese allerdings kaum für Betrachtungen, welche auch in einem liberalisierten Markt Gültigkeit haben sollten.

Ein verursachergerechter Rückliefertarif sollte die Veränderung der Systemkosten an den Eigenerzeuger weitergeben. Aus diesem Grund wurde der Ansatz der vermiedenen Kosten der Stromversorgung gewählt:

Wert der dezentralen Produktion = Differenz der Systemkosten der Stromversorgung mit und ohne dezentrale Produktion

Ziel der Untersuchung ist es also, die Unterschiede in Kosten einer Stromversorgung mit ausschliesslich zentralen Kraftwerken[5] und derjenigen mit einem spürbaren Anteil von dezentralen Anlagen[6] zu berechnen.

[2] Die Kosten für Netzbenutzung, Reserven und Regulierung – oft mit 3R abgekürzt – werden heute im allgemeinen nicht verrechnet!

[3] Bei den Liefertarifen fordern sowohl Bund als auch VSE eben diese Verursachergerechtigkeit.

[4] Durch das heute geringe Volumen an dezentraler Produktion ist für die Stromversorger die mangelnde Kostenorientierung bei der Vergütung der dezentralen Produktion noch akzeptabel.

[5] also Kraftwerke mit Einheitsleistungen im Bereich von einigen 100 MW

[6] also Anlagen im Leistungsbereich bis wenigen 100 kW, welche vornehmlich in das Niederspannungsnetz einspeisen

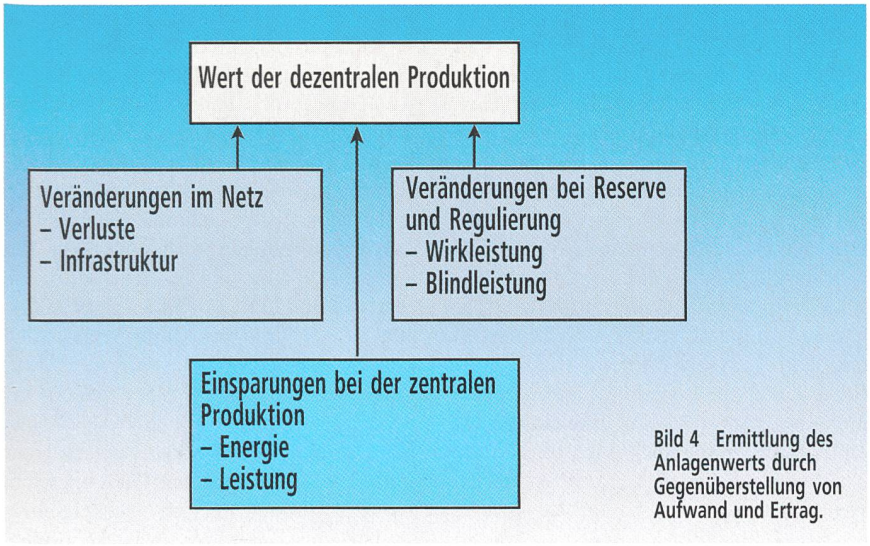


Bild 4 Ermittlung des Anlagenwerts durch Gegenüberstellung von Aufwand und Ertrag.

Es handelt sich also um einen rein energiewirtschaftlichen Ansatz, der naturgemäss nicht dem Einfluss einer möglichen höheren Wertschätzung von dezentral erzeugter Energie durch den Kunden Rechnung trägt.

Die Umsetzung dieses Ansatzes erfordert vertiefte Kenntnisse über die Entstehung der Kosten in der Stromversorgung. Es hat sich gezeigt, dass sich einige Kostenbereiche relativ genau, andere nur qualitativ darstellen lassen. Demnach lässt sich die Analyse in drei Teilbereiche untergliedern:

- Modellierung und Quantifizierung der kurz- und langfristigen Kostenfolgen von dezentraler Einspeisung auf den zentralen KW-Park.
- Beschreibung der Auswirkungen auf Regulierung und Reserve und Beurteilung der Kostenfolgen.
- Beschreibung der Veränderungen des Lastflusses im Übertragungs- und Verteilnetz und Beurteilung der Kostenfolgen (Verluste, Infrastruktur).

Wie teuer ist die Produktion aus thermischen Referenzanlagen?

Da die Stromnachfrage stark schwankend verläuft und elektrische Energie nicht speicherbar ist, muss diese zeitgleich zur Nachfrage erzeugt werden (Bild 5).

Der zeitliche Verlauf der Nachfrage nach elektrischer Energie lässt drei ausgeprägte Zyklen erkennen. Diese Zyklen werden im wesentlichen durch die Lebensgewohnheiten, das öffentliche Leben und die klimatischen Verhältnisse bestimmt. Alle 24 Stunden wiederholt sich die typische Tagesganglinie mit einem Schwerpunkt der Nachfrage um die Mittagszeit. Der Wochenzyklus mit einem annähernd gleich hohen Verbrauch an Werktagen und einem verringerten Absatz am Wochenende sowie der saisonale Turnus, der an eine Sinusfunktion erinnert, mit seinem Scheitelwert im Winter.

Damit die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt befriedigt werden kann, müssen die Kapazitäten (Leistung) naturgemäss auf die Nachfragespitzen ausgelegt werden. Folglich besteht der Produktionspark aus einem Mix von Kraftwerken, welche dauernd im Einsatz sind (Grundlast-Kraftwerke) und die nur punktuell während der Starklastzeiten eingesetzt werden (Spitzenlast-Kraftwerke). Daneben wird ein dritter Kraftwerkstyp eingeführt, das Mittellast-Kraftwerk für den breiten Einsatzbereich zwischen 2000 (Spitzenlast) und 6000 Vollaststunden (Grundlast). Die Einteilung in den Einsatzbereich ergibt sich aus dem Verhältnis der Fixkosten zu den variablen Kosten. Als Spitzenlast-Kraftwerke werden demzufolge Kraftwerkstypen mit tiefen Fixkosten eingesetzt, während die Höhe der variablen Kosten eine untergeordnete Rolle spielt. Grundlast-Kraftwerke müssen demgegenüber möglichst tiefe variable Kosten aufweisen, wobei auch hohe Fixkosten toleriert werden können.

Trägt man die Stromerzeugungskosten[7] der drei Kraftwerkstypen über den Vollaststunden auf, so ergeben sich zwischen den drei Kurven zwei Schnittpunkte. Die Schnittpunkte kennzeichnen die Grenzen der jeweiligen Einsatzbereiche.

Ordnet man die stündlichen Werte der Jahreslastganglinie nach ihrer Höhe absteigend auf, so erhält man die Dauerkurve der Nachfrage (Bild 6). Aus der Kombination der beiden Figuren kann graphisch die Leistung bestimmt werden, die bei vorgegebener Nachfrage von welchem Kraftwerkstyp benötigt wird. Die minimalen Gesamtkosten der Stromerzeugung, das Ziel jedes Stromversorgers, ergeben sich aus Kombination der günstigsten Kraftwerke des jeweiligen Typs.

Geht man davon aus, dass mit der Durchsetzung der Liberalisierung der Energietransit zukünftig zu vertretbaren Preisen möglich ist, werden nicht mehr die regionalen Produktionsmöglichkeiten, sondern die günstigsten international verfügbaren Kraftwerke die Nachfrage abdecken. Dies bedeutet:

[7] Vollkosten (Rp./kWh) = variable Kosten (Rp./kWh) + Fixkosten (Fr./kW)/Vollaststunden (h) *100

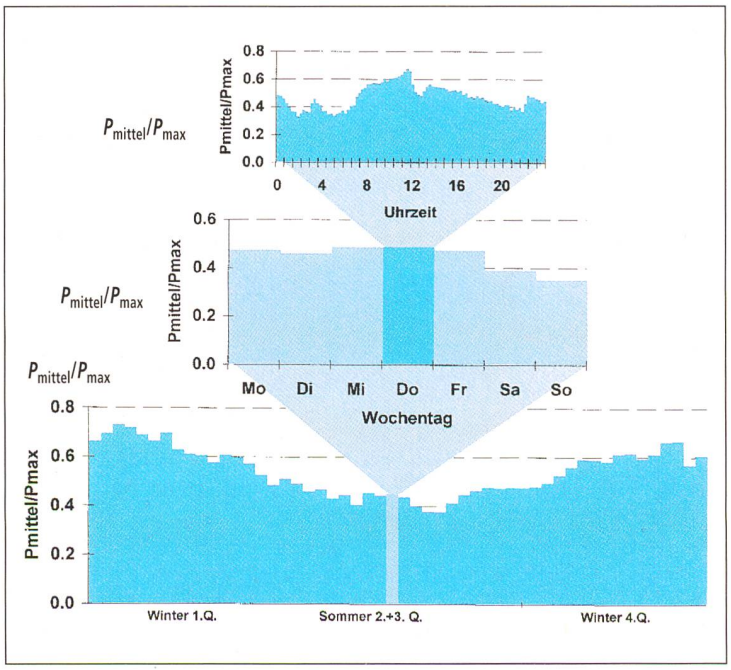


Bild 5 Täglicher, wöchentlicher und saisonaler Verlauf der Stromnachfrage; Periodenmittelwert der Leistung, normiert auf die Jahreshöchstlast.

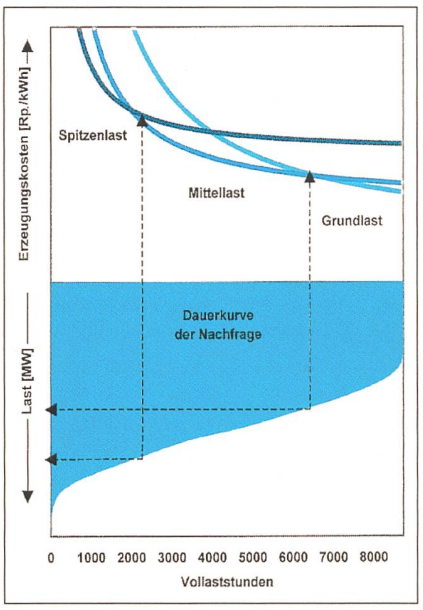


Bild 6 Einteilung in Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastanlagen und Ermittlung des jeweiligen Bedarfs.

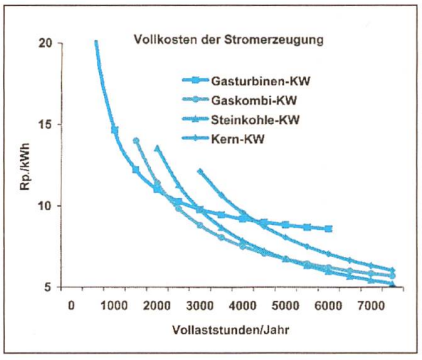


Bild 7 Stromerzeugungs-Vollkosten in Abhängigkeit der jährlichen Vollaststunden.

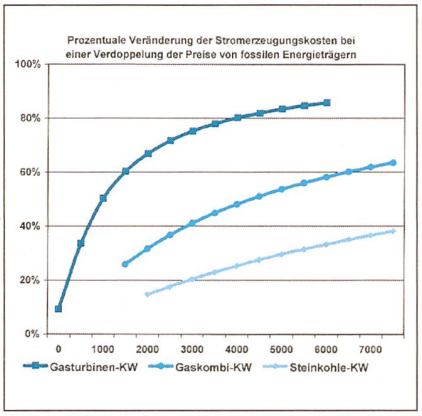


Bild 8 Einfluss der Primärenergiepreise auf die Stromerzeugungskosten.

- keine Einschränkung bei der Wahl des Primärenergieträgers
- keine Beschränkung durch länderspezifische Gesetzgebungen und Beschlüsse

Als Primärenergieträger kommen somit Erdgas, Erdöl, Kohle und Kernbrennstoffe gleichermassen in Frage (Bild 7). In den letzten Jahren boomte der Markt für Gaskombi-Kraftwerke in Europa. Durch Kombination des Gas- und Dampfturbinenprozesses wird eine Brennstoffausnutzung von über 55% erreicht. Da in Gasturbinen allerdings nur gasförmige oder flüssige Brennstoffe eingesetzt werden können, sind diese hohen Wirkungsgrade nur mit den «edlen» Energieträgern Erdöl und Erdgas erreichbar. Im Vergleich mit Kohlekraftwerken und Kernenergie wird deutlich, dass auf Basis der aktuell niedrigen Primärenergiepreise Gaskombi-KW über einen breiten Einsatzbereich leichte Kostenvorteile besitzen. Zudem sind die spezifischen Investitionen um einen Faktor 2 – 4 tiefer als bei Kohle- und Kernenergie, was in dem von grossen Unsicherheiten geprägten Stromerzeugungsmarkt für viele Investoren immer wichtiger wird.

Bei Gaskombi-KW und noch stärker bei Gasturbinen stellen die Brennstoffpreise allerdings den wesentlichen Einflussfaktor auf die Stromerzeugungskosten dar (Bild 8). Brennstoff-Preisänderungen wirken sich damit stark auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus. Heute sind die realen Primärenergiepreise auf einem historischen Tiefststand. Noch bestehen keine Anzeichen einer merklichen Veränderung diese Preisniveaus. Langfristig sprechen allerdings zwei Aspekte für einen Anstieg der Primärenergiepreise, nämlich die begrenzten Ressourcen von Öl und Gas sowie der Zwang zu wirksamen Massnahmen gegen die zunehmende CO_2-Konzentration in der Atmosphäre.

Unterstellt man langfristig eine Verdoppelung der Preise von fossilen Energieträgern, würden die Stromerzeugungskosten für das Gaskombi-KW um rund 50% im Mittellastbereich und um über 60% im Grundlastbereich ansteigen und somit in diesem Einsatzbereich gegenüber Kernenergie, deren Vorteil gerade die langfristige Preisstabilität wäre, und auch gegenüber Kohlekraftwerken im Nachteil sein.

Die sich aus den beiden Berechnungen mit heutigen und verdoppelten Primärenergiepreisen ergebende Bandbreite der Bedarfsdeckungskosten bildet die Basis für die nachfolgenden Bewertungen.

Wie beeinflusst die dezentrale Produktion den zentralen KW-Park?

Typische dezentrale Eigenerzeugungsanlagen sind Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK), Windkraftanlagen (WKA), Photovoltaikanlagen (PV) und Kleinwasserkraftwerke (WKW). Die letzteren Kraftwerke bezeichnet man nach ihrer Produktionscharakteristik auch primärenergieorientierte Kraftwerke. WKK-Anlagen werden heute fast ausschliesslich mit grosszügig dimensionierten Wärmespeichern betrieben, wodurch sich Wärmebedarf und Stromproduktion etwas entkoppeln lassen. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass die Anlagen im Winter und in der Übergangszeit während der Lastspitzen der Elektrizitätsversorgung mit ihrer maximalen Leistung in das Netz einspeisen.

Die Veränderungen einer verstärkten dezentralen Produktion auf die Kosten des zentralen Kraftwerksparkes, welcher zu jedem Zeitpunkt das Gleichgewicht zwischen Produktion und Nachfrage herstellen muss, hängen im wesentlichen vom Produktionsverlauf des jeweiligen dezentralen Kraftwerkstyps ab. Verlässliche Einspeisungen während der Spitzenzeiten können Spitzenlastkraftwerke verdrängen, während demgegenüber Einspeisungen in den Schwachlastzeiten wesentlich günstigere Energie verdrängen.

Um diese Effekte darstellen zu können, wurden für jeden Anlagentyp repräsentative Jahresganglinien der Produktion ermittelt (Bild 9). Es wurde dabei sowohl die saisonale Veränderung des Tagesganges als auch die Verfügbarkeit der Anlage berücksichtigt.

Als Referenznachfrage wurde die Gesamtnachfrage in der UCPTE gewählt. Diese basiert auf den von der UCPTE periodisch veröffentlichten Daten. Der kontinuierliche Jahresgang wurde über Interpolationen und Korrelationen mit vorhandenen Daten aus dem BKW-Versorgungsgebiet errechnet. Der Strombedarf in der UCPTE wurde aus folgendem Grund als geeignetes Arbeitsinstrument angesehen. Es kann wohl davon ausgegangen werden, dass die Liberalisierung des Strommarktes auch eine Internationalisierung bedeutet. Regionale Lastspitzen werden zukünftig zu kurzfristigen Grenzkosten europäischer Partner gedeckt werden können. Auslegungsbestimmend für den Kraftwerkspark sind folglich nicht mehr regionale, sondern europäische Lastspitzen. Die diesbezüglichen Optimierungsmöglichkeiten nutzen übrigens die Überlandwerke bereits heute durch den internationalen Stromhandel.

Bild 9 zeigt die Veränderungen dieser Gesamtnachfrage durch die Einspeisungen der verschiedenen dezentralen Kraftwerkstypen. Es handelt sich dabei um zufällige Momentaufnahmen an jeweils einem Werktag und einem Wochenendtag während Kältetagen, im Winter bei «normalen» Temperaturen, im Hochsommer und in der Übergangszeit (Früh-

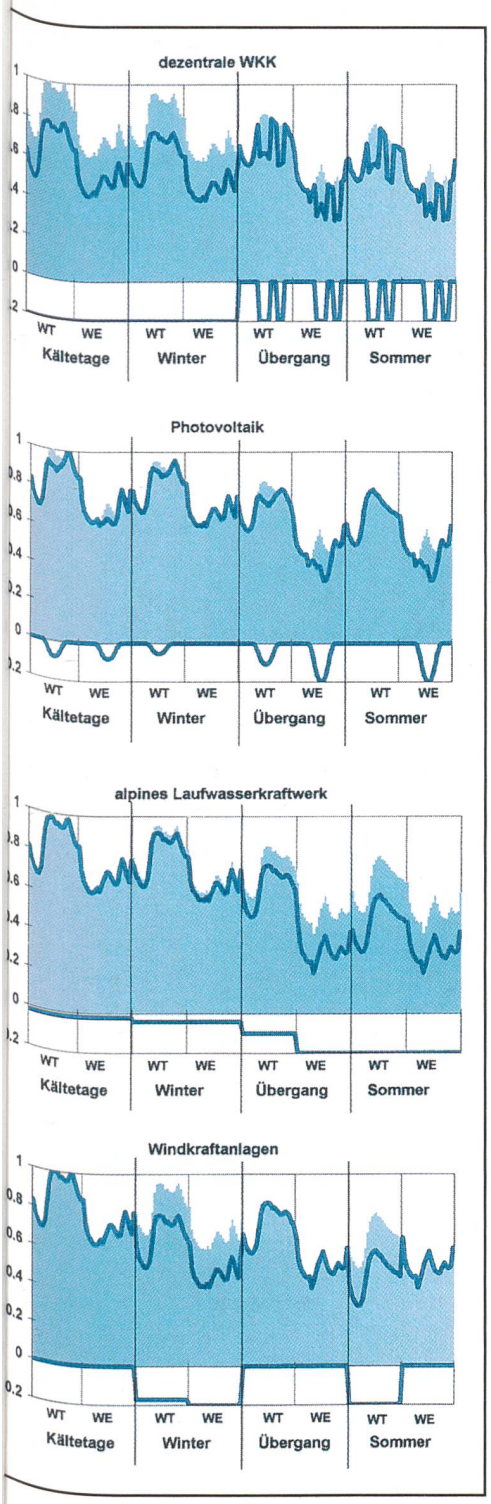
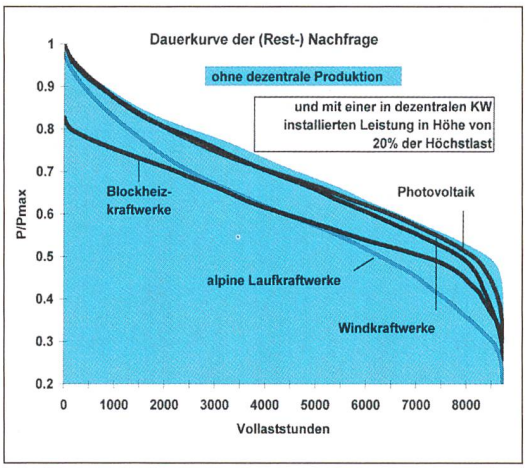
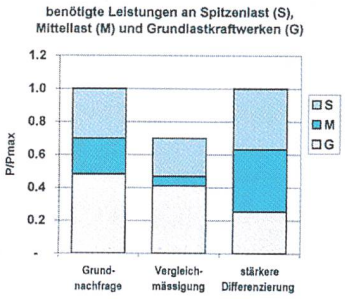


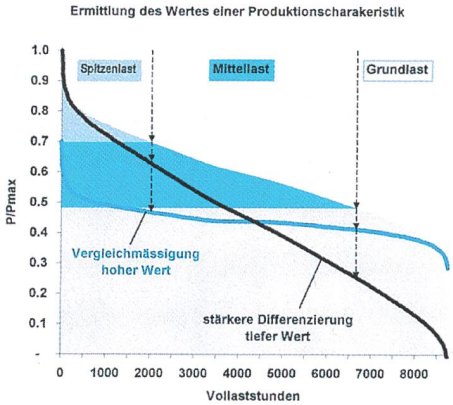
Bild 9 Veränderungen der Tagesganglinien durch dezentrale Einspeisung; zufällige Auswahl; y-Achse normiert auf die Lastspitze (P/P_{max}).

Bild 10 Einfluss von nicht bedarfsorientierter Produktion auf die Anforderungen an den zentralen «Restpark».



▼ Bild 11 Zusammenhang zwischen Dauerkurve der Nachfrage und notwendiger Leistungen der jeweiligen Kraftwerkstypen und folglich Kosten der Bedarfsdeckung.





ling/Herbst). Die Fläche gibt den Verlauf der unbeeinflussten Nachfrage wieder. Mit negativem Vorzeichen ist die Linie der Produktion dargestellt. Die Linie im positiven Bereich gibt den mit dieser dezentralen Produktion korrigierten Nachfrageverlauf wieder. Es wurde angenommen, dass die in dezentralen Anlagen installierte Gesamtleistung 20% der Höchstlast im Netz erreicht. Dieser hohe Wert wurde gewählt, damit die Veränderungen deutlicher werden. Für kleinere Anteile ergeben sich die gleichen Resultate. Tragen dezentrale KW noch stärker zur Bedarfsdeckung bei, würde der Wert der dezentralen Produktion zurückgehen.

WKK-Anlagen produzieren vor allem im Winter. Die täglichen Betriebszeiten gehen vom Winter zum Sommer zurück. Bei Photovoltaik-KW kann die maximale Leistungsabgabe nur im Hochsommer über die Mittagszeit auftreten. Bei einer Vielzahl von verschachtelten Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass selbst an Tagen mit rasch wechselnder Bewölkung die Summenproduktion einem Sinus (Tagesgang der Sonne) mit einer gegenüber einem Sonnentag verringerten Amplitude entspricht. An bedeckten Tagen (Nebeltage, Regentage) steht die Leistung nicht zur Verfügung. Windkraftwerke weisen saisonal unabhängig starke Produktionsschwankungen auf. Die Produktion von alpinen Laufkraftwerken ist relativ gleichmässig und konzentriert sich vor allem auf die warme Jahrezeit. Insgesamt wurde für die WKK mit rund 4500, für die Wasserkraft mit rund 4000, für Windenergie mit bis zu 1500 und für Photovoltaik mit rund 900 Vollaststunden jährlich gerechnet.

Bild 10 zeigt, inwieweit sich die Dauerkurve der Nachfrage durch die dezentrale Einspeisung verändert. Dies ist die Schlüsselgraphik für die weiteren Berechnungen, da die Dauerkurve die Anforderungen an den zentralen «Restpark» definiert und somit die Kosten der Bedarfsdeckung. Es wird deutlich, dass nur die dezentrale Wärmekraftkopplung die Höhe der Kapazitäten beeinflusst. Alle anderen Kraftwerke können bedingt durch ihre geringe Verfügbarkeit und folglich auch Verlässlichkeit der Produktion die notwendige Engpassleistung des zentralen KW-Parkes nicht verringern. Der Bandcharakter der WKK-Produktion spiegelt sich auch in einer relativ gleichmässigen Reduktion der Dauerkurve wieder. Der hohe Anteil an Sommerproduktion führt bei Laufkraftwerken mit alpinem Produktionscharakter und Photovoltaik-Anlagen zu erheblichen Lastreduktionen im Schwachlastbereich, wodurch die Differenzierung des Lastganges zunimmt (Bild 11).

Welche Kosteneinsparungen ergeben sich im zentralen KW-Park?

Die Kosten der Bedarfsdeckung hängen wie bereits erläutert von den Anteilen Spitzen-, Mittel- und Grundlast an der Bedarfsdeckung ab. Die Dauerkurve der

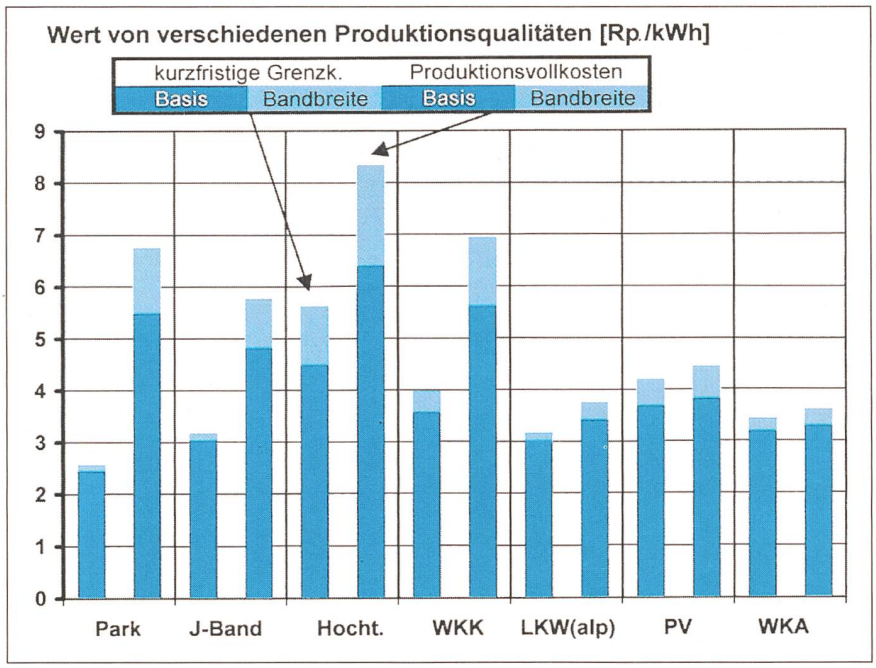


Bild 1 Ergebnisse der Simulationsrechnungen für heutige und für doppelte Preise auf fossile Energieträger.

Restnachfrage bestimmt Zusammensetzung und Einsatz des verbleibenden zentralen Produktionsparkes. Wird die Dauerkurve durch die dezentrale Produktion vergleichmässigt, ergeben sich tiefere Durchschnittskosten für die Deckung des verbleibenden Bedarfes als bei einer Verstärkung der Differenzierung. Da WKK-Anlagen vor allem in den Starklastzeiten einspeisen, werden sie die Dauerkurve der Restnachfrage gegenüber derjenigen der unbeeinflussten Nachfrage (ohne dezentrale Produktion) vergleichmässigen. Folglich muss sich für WKK-Anlagen ein höherer Wert ergeben als für Photovoltaikanlagen, welche die Differenzierung zwischen Stark- und Schwachlastzeiten verstärken.

In Bild 12 sind die Ergebnisse der Berechnungen nach dem oben beschriebenen Verfahren für die entsprechenden Energiequalitäten der dezentralen Anlagen zusammengestellt. Zur Überprüfung der Plausibilität der Ergebnisse und um die Werte besser einordnen zu können, enthält die Graphik zusätzlich auch die Werte für die exakt definierten Energiequalitäten Gesamtkosten des Parkes (Park), Jahresband (J-Band) und Hochtarifband (Hocht.). Der jeweils erste Balken steht für die kurzfristigen Einsparungen. Diese ergeben sich aus den Brennstoffeinsparungen bei unveränderter installierter Leistung des Kraftwerksparkes. Der jeweils zweite Balken steht für die langfristig realisierbaren Einsparungen. Hierbei wird berücksichtigt, dass der zentrale Kraftwerkspark langfristig auf die Einspeisung angepasst werden kann und somit auch Fixkosten vermieden werden können. Die hellen Flächen der Balken zeigen die Sensitivität des Ergebnisses mit den Varianten heutige und verdoppelte Preise der fossilen Primärenergieträger auf.

Würde man die aktuelle Stromnachfrage also mit den günstigsten heute verfügbaren Kraftwerken decken, würden sich die Durchschnittskosten der Bedarfsdekkung auf 6 Rp./kWh belaufen. Die Sensitivität des Ergebnisses auf die Primärenergiepreise liegt bei ~1 Rp./kWh. Die kurzfristigen Grenzkosten (= variable Kosten) liegen bei 2,5 Rp./kWh. Interessanterweise ist die Sensitivität auf veränderte Primärenergiepreise ausserordentlich gering. Zwar steigen die variablen Kosten der fossil-thermischen Kraftwerke an, die Auswirkungen auf die Gesamtkosten des Parkes werden allerdings durch einen höheren Anteil an Kernenergie mit tiefen variablen Kosten gedämpft (wirtschaftliche Optimierung). Wird nun dezentral ein Hochtarifband in das Versorgungsnetz eingespiesen, können kurzfristig im zentralen Kraftwerkspark rund 5 Rp./kWh eingespart werden. Berücksichtigt man den Umstand, dass der zentrale Kraftwerkspark mit den Jahren mittels optimierter Ersatz- und Ergänzungsinvestitionen auf diese Produktion angepasst werden kann, liegen die langfristigen Einsparungen zwischen 6,5 und 8,5 Rp./kWh.

Für die dezentrale Produktion liegen die Werte allgemein tiefer. Kurzfristig werden Kosten im zentralen Kraftwerkspark im Bereich um 3 bis 3,5 Rp./kWh vermieden. Überdurchschnittliche Einspeisungen im Hochtarif (PV und WKK) ergeben tendenziell höhere Werte. Auffallend ist, dass beim Übergang zur langfristigen Betrachtungsweise nur der Wert der WKK-Produktion stark ansteigt, nämlich um 2 Rp./kWh auf rund 6 Rp./kWh. Dies ist der guten Verfügbarkeit der Anlagen vor allem in den Engpassperioden zu verdanken, wodurch sich effektiv Investitionen im zentralen Kraftwerkspark einsparen lassen. Im Gegensatz dazu steigt der Wert der Produktion aus dargebotsabhängigen Kraftwerken aufgrund der Ungleichmässigkeit der Sonneneinstrahlung und des Windangebotes beziehungsweise der geringen Winterzuflüsse zu alpinen Wasserkraftwerken langfristig nur unwesentlich.

Welche Einflüsse ergeben sich auf Reserven und Regulierung im Kraftwerkspark?

Der Netzbetreiber muss sicherstellen, dass Stromerzeugung und Stromverbrauch ständig im Gleichgewicht sind. Ausgehend von einem Gleichgewichtszustand mit einer Netzfrequenz von 50 Hz, führt ein Anstieg der Nachfrage (Einschalten von Geräten) zu einem Absinken der Netzfrequenz, während ein Nachfragerückgang einen Anstieg der Netzfrequenz bewirkt. Die Frequenz kann nur durch ständiges Nachführen der Produktionsleistung in engen Grenzen gehalten werden, was im Fachjargon als Stabilität des Netzes bezeichnet wird. Da die Frequenz relativ labil ist, muss die Reaktion des Parkes innerhalb von wenigen Sekunden erfolgen.

Die Stabilität der Versorgung wird dadurch sichergestellt, dass die am Netz befindlichen zentralen Kraftwerke 2,5% ihrer Leistung als sogenannte rotierende Reserve vorhalten. Die Kapazitäten werden also nicht vollständig genutzt, um auf Produktionsmankos reagieren zu können. Grosse Schwankungen werden von speziellen Regulierkraftwerken ausgeglichen, die innerhalb von Minuten bis zu 5% der gesamten Netzlast ausregulieren können. Darüber hinaus werden ständig weitere Kraftwerke bereitgehalten, welche bei Ausschöpfung der beschriebenen Sekunden- und Minutenreserven kurzfristig ans Netz geschaltet werden können.

Die vorgängigen Berechnungen basieren auf Stundenwerten. Die Kraftwerkseinsatzoptimierung beschränkt sich somit auf den Lastfolgebetrieb. Die Netzregulierung (Primär-, Sekundärregulierung und Warmreserve) muss separat betrachtet werden.

Die Höhe dieser notwendigen Reserve- und Regulierleistung wird sowohl

durch die Schwankungen der Nachfrage als auch durch die Schwankungen der Produktion bestimmt. Wächst der Anteil an dezentraler Produktion, die an dieser Netzregulierung nicht teilnimmt, müssen die verbleibenden bedarfsorientiert betreibbaren Kraftwerke des zentralen Restparkes stärker an der Regulierung teilnehmen, da die durch dezentrale KW substituierte Leistung im zentralen KW-Park für die Netzregulierung fehlt. Diese Dienstleistung verteilt sich auf immer weniger Anlagen, wodurch sich die spezifischen Kosten (Fr./kW und Rp./kWh) erhöhen. Steigt zudem vor allem der Anteil an stark schwankender dezentraler Produktion an (Photovoltaik und Wind), muss der zentrale Restpark darüber hinaus die zusätzlich entstehenden Schwankungen ausgleichen. Eine sehr störanfällige Produktion verursacht die gleichen Probleme, wobei sich bei kleinen Einheiten aufgrund des Verschachtelungseffektes die Störhäufigkeit für den Netzbetreiber geringer auswirkt als bei grossen Kraftwerksblöcken.

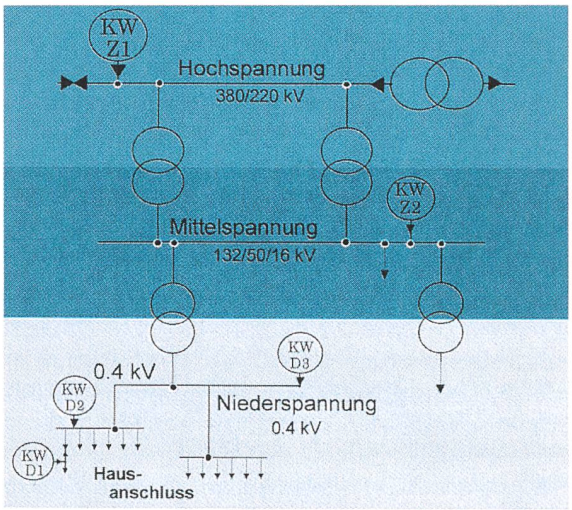
Der Einfluss von dezentraler Produktion auf die Kosten von Reserve und Regulierung hängt also stark von Höhe und Verfügbarkeit der Produktion ab. Der Zusatzaufwand bei vermehrter Produktion aus Wärmekraftkopplung sollte aufgrund der Konstanz der Einspeisung in erster Näherung als vernachlässigbar angesehen werden können. Demgegenüber könnte hier die ungleichmässige Produktion aus dargebotsabhängiger Produktion einen nicht zu vernachlässigenden Mehraufwand bedeuten.

Inwieweit wird die Blindleistungsbereitstellung im Netz tangiert?

Blindleistung kann in Grosskraftwerken über die Erregung der Synchrongeneratoren sowie im Netz über Phasenschieber oder schaltbare Kapazitäten bereitgestellt bzw. reguliert werden. Früher wurde die zentrale Blindleistungsproduktion im Kraftwerk bevorzugt, da dies nur einen geringen Mehraufwand gegenüber der reinen Wirkleistungserzeugung bedeutet. Da die Übertragung der Blindenergie über weite Strecken technische Probleme mit sich bringt und Energieverluste verursacht, werden heute vermehrt auch dezentrale Konzepte verfolgt.

Sieht man von den seltenen dezentralen Kraftwerken ab, die zusätzlich Blindleistung aufnehmen (nicht kompensierte Asynchrongeneratoren), kann der Aspekt Blindleistung bei der Bewertung von dezentraler Produktion auf dieser Genauigkeitsstufe vernachlässigt werden.

Bild 13 Exemplarischer Aufbau der Stromversorgung mit typischen Einspeisungen.



KW Z1/2: Zentrale Kraftwerke > 0.1MW
KW D1/2/3: Dezentrale Kraftwerke < 100kW

Welchen Einfluss haben dezentrale Kraftwerke auf Netz und Kosten?

Die Anlagenleistung bei Produktion, welche in das Niederspannungsnetz eingespiesen werden kann, ist auf wenige 10 kW begrenzt (Bild 13). Folglich wird ein Grossteil dieser Produktion im gleichen NS-Netzteil verbraucht und führt generell zu einem verringerten Lastfluss in den überlagerten Spannungsebenen. Da allerdings rund $^2/_3$ der Netzverluste im Niederspannungsnetz anfallen, spielt die mittlere Übertragungsentfernung im Niederspannungsnetz die massgebliche Rolle.

Modellrechnungen haben ergeben, dass die, bezogen auf die dezentral produzierte Energiemenge, bezogenen Netzverluste (NS, MS, HS) im allgemeinen rund 5% nicht überschreiten. Die effektiven Einsparungen können je nach Netztopologie von Anlage zu Anlage allerdings stark variieren. Bei einer Berücksichtigung der Verlusteinsparungen, würde der Wert der Produktion um eben den Prozentsatz der Verluste ansteigen.

Einsparungen bei der Infrastruktur durch dezentrale Produktion sind im Niederspannungsnetz nicht zu realisieren. Das Netz muss für den Transport der Überschussenergie bzw. bei Nichtverfügbarkeit der dezentralen Produktion für den Transport der Ergänzungsenergie zur Verfügung stehen. Mögliche Verschachtelungseffekte im Übertragungs- und Verteilnetz könnten zu Einsparungen führen, welche allerdings nur extrem langfristig kostenwirksam sein werden.

Die Einbindung von dezentraler Produktion kann im Gegenteil Anpassungen im Netz notwendig machen. Da sich der Lastfluss umkehren kann bzw. soll, sind sowohl die Spannungshaltung wie auch der Netzschutz zu überprüfen.

Genaue Aussagen können erst nach detaillierten Berechnungen an typischen Beispielnetzen gemacht werden. Allerdings kann die Kostenwirksamkeit und damit der Einfluss auf den Wert der Produktion bereits heute als relativ gering angesehen werden.

La valeur de la production décentralisée du point de l'économie énergétique

La précision exigée de l'évaluation de la production décentralisée est en fonction de la part, plus ou moins élevée, de cette dernière à la production totale d'électricité. Un modèle d'évaluation simple et transparent, basé sur les coûts qui peuvent être évités par la production décentralisée du parc de centrales centralisé, met en évidence l'écart entre la tarification actuelle et une rétribution économiquement correcte de la production décentralisée.

Leitbild

der Schweizer Elektrizitätsunternehmen

Unsere Kunden	**stehen im Mittelpunkt unseres Handelns.**
Unser Produkt Strom	**wollen wir für kleine und grosse Kunden sicher und genügend, kostengünstig und umweltgerecht beschaffen und verteilen.**
Unsere Mitarbeiter	**wollen im Dialog mit den Kunden deren Wünsche und Bedürfnisse ergründen und ernst nehmen.**
Unsere Dienstleistungen	**wollen wir auf die individuellen Bedürfnisse unserer Kunden ausrichten.**
Unsere Leistungsfähigkeit	**wollen wir täglich neu und flexibel unter Beweis stellen.**
Unsere Unternehmen	**wollen wichtige Aufgaben im Dialog miteinander lösen.**
Unsere Energiezukunft	**wollen wir im Dialog mit Kunden, Behörden und Politikern mitgestalten und so unseren Handlungsspielraum erweitern.**
Als Branche	**wollen wir unsere Anliegen in der Öffentlichkeit einmütig vertreten.**

Wir leisten damit einen Beitrag an die Schweiz von morgen

- **zur Sicherung des Wirtschaftsstandorts Schweiz**
- **zur Schonung der Umwelt**
- **zur Erhaltung der Lebensqualität der Bevölkerung**

SCHWEIZER ELEKTRIZITÄT
Der Draht mit Zukunft

4.5.-98d