

Smart Grids – Auswirkungen auf die Netzentgelte

Alfons Haber und Markus G. Bliem

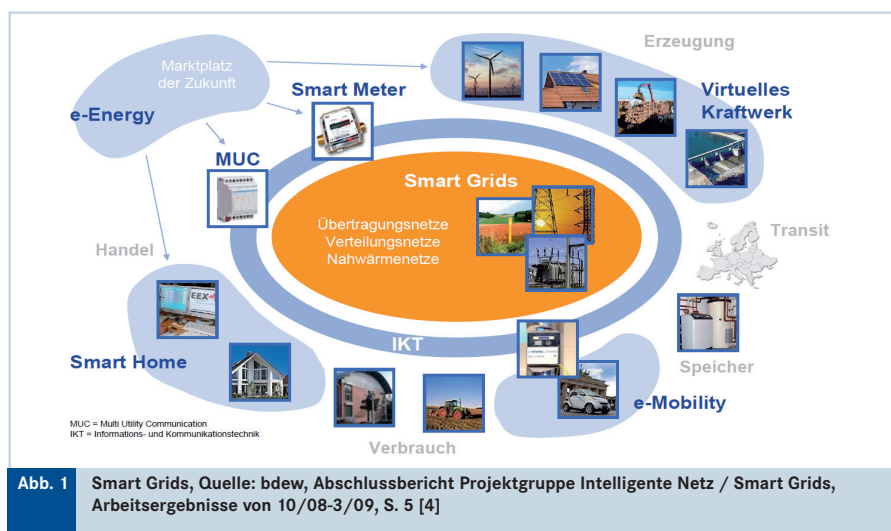
Die Implementierung von Smart Grids stellt große Anforderungen an den technischen Betrieb und wirft darüber hinaus Fragestellungen zu Netzentgelten auf. So erfordert eine Umsetzung kurz- und mittelfristige Anpassungen an vorhandene technische Lösungen, die Harmonisierung von technischen Grundlagen (z. B. der Datenformate) und langfristig neue energiewirtschaftliche Strategien. Kurz: Smart Grids werden die Netze verändern. Die aus dieser Veränderung resultierenden Kosten, welche beim Bau und Betrieb von Smart Grids anfallen, sowie Änderungen des Energieflusses werden in Zukunft eine wesentliche Determinante bei der Gestaltung der Netzentgelte darstellen.

Ausgangssituation

Die deutschen Stromnetze müssen zukünftig, insbesondere im Zusammenhang mit der zunehmenden dezentralen Erzeugung, „smarter“ ausgestaltet werden, nicht zuletzt wegen des von der Europäischen Union gesetzten Zieles [1], bis 2020 mindestens 20 % der Endenergie aus erneuerbaren Ressourcen zu gewinnen. Daraus folgt, dass auch in Deutschland bis zum Jahr 2020 der Anteil regenerativer Energien an der Stromversorgung bis auf 30 % des Gesamtenergieverbrauchs gesteigert werden muss. Ein Schwerpunkt der sog. Smart Grids liegt, wie in Abb. 1 ersichtlich, in der dezentralen bzw. verteilten Erzeugung, dem Verbrauch sowie dem Management der Netznutzer [2] im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [3] unter der Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnik.

Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen hat durch die vorrangige Behandlung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern innerhalb von nur wenigen Jahren stark an Bedeutung zugenommen. Gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [5] sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene dazu geeignet ist, und die in der Luftlinie die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt bietet (§5 Abs 1 Satz 1 EEG).

Die Pflicht des Netzanschlusses besteht laut EEG auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes (Er-



weiterung der Netzkapazität) möglich wird. Unbeschadet dieser Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität ist der Netzbetreiber lt. EEG ausnahmsweise zum Einspeisemanagement berechtigt. Dieses Management, das nur während einer Übergangszeit bis zum Abschluss von Maßnahmen zur Erweiterung der Netzkapazität eingesetzt werden darf, könnte bereits als „erster Schritt“ für ein sog. Smart Grid gesehen werden.

Die Kosten für die notwendige IT-Infrastruktur sind, wie auch in Abb. 1 dargestellt, neben den bereits angeführten Aspekten ebenfalls zu berücksichtigen. Die Aufwendungen, die für Smart Grids bzw. Smart Meter und weiterführend für Smart Cities entstehen, sind ein nicht zu unterschätzender Faktor. Stromnetze sollten in Zukunft ein abgestimmtes Management über eine zeitnahe bidirektionale Kommunikation zwischen Erzeugungsanlagen, Speichern, Netzkomponenten und Endverbrauchern ermöglichen. Zusätzlich muss dies auf energie- und kosteneffiziente Weise erfolgen. Hierzu gibt es eine Reihe von vertiefenden Arbeitsgruppen, auszugswiese

kann auf die Europäische Plattform für Smart Grids [6] verwiesen werden.

Wie bereits vorausgeschickt, sollen die nachfolgenden Betrachtungen nur auf den Bereich der dezentralen Erzeugung ausgerichtet sein und eine Basis für weitere Untersuchungen zu den Netzentgelten in Deutschland bilden. Zusätzlich zielen die folgenden Betrachtungen, unter Berücksichtigung von weiterführenden technischen und ökonomischen Aspekten, schwerpunktmäßig auf die Versorgungssicherheit und die Netzentgelte ab. Im Rahmen dieses Beitrages werden die Netzausbaukosten aufgrund des EEG nicht berücksichtigt, denn diese können sich wegen der anzuschließenden Erzeugungsanlagen von Netzbetreiber zu Netzbetreiber erheblich unterscheiden.

Ökonomie der Smart Grids

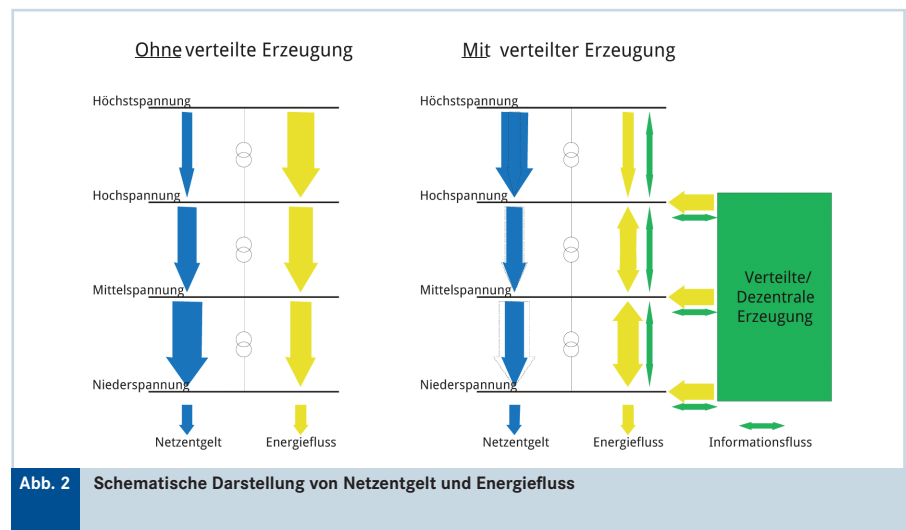
Intelligente Stromnetze stellen sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Sicht eine bedeutende Änderung gegenüber der heutigen Struktur der Stromwirt-

schaft dar. Zentral gesteuerte Systeme haben gezeigt, dass sie in der Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten und dem Handel mit Energie als effizient eingestuft werden können. Nicht zuletzt aufgrund ihres hohen Grades an Integration haben sich zentral gesteuerte Versorgungssysteme aber auch als verwundbar im Hinblick auf eine Störung des Systems erwiesen.

Wenn die Versorgungssicherheit über die Verfügbarkeit der Primärenergieträger und Erzeugungsanlagen (technische Verfügbarkeit, z. B. Wartungsaufwand und Fehleranfälligkeit) sowie den leitungsgebundenen Transport bzw. die Verteilung über die Netze zu den Endkunden beschrieben wird, kann aufgrund eines größeren Portfolios von Erzeugungsanlagen (unter Berücksichtigung der Einsatzcharakteristik, der eingesetzten Primärenergieträger und der Anlagenverfügbarkeit) eine Erhöhung der bereits hohen Versorgungssicherheit durch Smart Grids erreicht werden. Dennoch wird hier auch darauf hingewiesen, dass die Verfügbarkeit der Stromnetze, und hier wiederum der überlagerten Netze, von großer Bedeutung ist. Denn nur dadurch kann eine hohe Versorgungssicherheit, insbesondere Systemsicherheit (siehe z. B. Transmission Code [7]), erzielt werden.

Die Funktionsfähigkeit einer hochentwickelten Volkswirtschaft ist untrennbar mit der unterbrechungsfreien Bereitstellung von Energie verbunden. Die dezentrale Struktur von Smart Grids kann die Anfälligkeit eines Energiesystems für Störungen vermindern. Auch wenn die Konsumenten in Europa sich an ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewöhnt haben und dieses auch erwarten, so können die Endverbraucher nur sehr eingeschränkt auf Versorgungsunterbrechungen reagieren, bzw. es stehen ihnen nur wenige Möglichkeiten zur Verfügung, sich gegen Versorgungsunterbrechungen abzusichern. Smart Grids können hier zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit führen.

Der volkswirtschaftliche Nutzen einer hohen Versorgungssicherheit lässt sich zwar nicht direkt messen, ein in der Literatur weit verbreiteter Lösungsansatz besteht aber darin, die Kosten von Versorgungs-



unterbrechungen als Näherungswert heranzuziehen und damit den Nutzen der Versorgungsqualität indirekt abzuschätzen. Untersuchungen zeigen, dass bereits kurze Versorgungsunterbrechungen zu enormen volkswirtschaftlichen Schäden führen können. Diese betreffen im Wesentlichen den Unternehmensbereich und stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit einer unterbrochenen Unternehmenstätigkeit. Ein Verdienstentgang bspw. durch Produktionsausfälle, Material- und Lagerschäden, Kosten für Überstunden, um den entstandenen Zeitverlust wettzumachen, etc. können genauso den direkten ökonomischen Kosten zugeordnet werden wie Schäden an Geräten oder Inventar (Kühlgut etc.) bei Haushalten [8].

Ein uneingeschränkter Informationsaustausch zwischen Marktakteuren ist eine notwendige Voraussetzung dafür, dass Marktpreise ihre Informations- und Lenkungsfunktion erfüllen können. Grundsätzlich lässt die Höhe des Marktpreises Rückschlüsse auf die Knappheit eines Gutes zu, und sie gibt ein Signal für die effiziente Allokation von Gütern. Zwischen den Endverbrauchern und den Stromproduzenten ist die Preisbildungsfunktion im derzeitigen System (zumindest kurzfristig) gestört, was dazu führt, dass Preise kein ausreichendes Signal bieten. Smart Grids können Konsumenten besser in den Markt einbinden, denn intelligente Netze ermöglichen eine bidirektionale Kommunikation zwischen Erzeugungsanlagen, Speichern, Netzkomponenten und Endverbrauchern.

Real-time-Preise können zu einer Senkung von Lastspitzen und somit zu einer Flexibilisierung und Senkung von Energiekosten führen. Eine im Jahr 2007 vom amerikanischen Netzbetreiber PJM durchgeführte Untersuchung hat ergeben, dass eine dreiprozentige Nachfragereduktion während den 100 höchsten Peak-Last-Stunden im Jahr zu einer Einsparung von 145 Mio. US\$ bis 301 Mio. US\$ im eigenen Netz führen würde [9]. Die Real-time-Preise schaffen die technische Voraussetzung dafür, dass nachfrageseitige Maßnahmen besser umgesetzt werden können. Für das Demand Side Management entstehen völlig neue Möglichkeiten, da Konsumenten für Energieeinsparungen entsprechend „belohnt“ werden können.

Das derzeit vorhandene Netz ist größtenteils nicht unmittelbar für die Integration einer großen Anzahl von dezentralen Stromerzeugungsanlagen ausgelegt. Gerade der Ausbau erneuerbarer Energieträger ist jedoch ein zentrales energie- und klimapolitisches Ziel für Europa. Smart Grids schaffen die technischen Voraussetzungen, einen jährlich steigenden Anteil dezentraler regenerativer Energieanlagen in das bestehende Stromsystem zu integrieren. Durch intelligente Netze wird eine verbesserte Kombinierbarkeit von dezentraler Energieerzeugung, dezentralem Verbrauch und konventionellen Kraftwerken erreicht.

Erzeugung und Verbrauch

Der steigende Anteil an dezentraler Erzeugung kann zu einer Veränderung der Strom-

bezugs Mengen je Netzebene in zum Teil erheblichem Umfang führen. Dies hat jedoch nur einen sehr geringen Einfluss auf den Netzausbau und die Netzkosten. Der Grund liegt darin, dass der Netzausbau nur dann durch die dezentrale Erzeugung beeinflusst wird, wenn die in den Smart Grids installierten Erzeugungsanlagen zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast (relevant für die Netzplanung) sicher zur Verfügung stehen. Wenn die Belastung im vorgelagerten Netz reduziert wird, hat das Auswirkungen auf die Netzplanung, jedoch unter Beachtung der oben auszugswise angeführten Aspekte der Versorgungssicherheit.

In diesem Zusammenhang ist auch der Stromverbrauch zu berücksichtigen, der, wie nachfolgend ausgeführt, ebenfalls Steigerungen verzeichnen kann. Der Stromverbrauch wird langfristig europaweit zunehmen. Wie Analysen zeigten, korreliert die Stromverbrauchszunahme mit dem Bruttoinlandsprodukt. Zwar produziert die deutsche Wirtschaft heute wesentlich energieeffizienter als in den 1970er Jahren, der Gesamtenergieverbrauch steigt jedoch an, wenn auch mit einer geringeren Wachstumsrate als die Wirtschaftsleistung.

Wesentliche Komponenten der langfristigen Entwicklung der Stromnachfrage sind auch die teilweise Substituierung von anderen Energieformen und das veränderte Verbraucherverhalten (z. B. Elektrogeräte/Computer pro Haushalt). Laut UCTE [10] kann die erwartete jährliche Verbrauchssteigerung (Strom) vom Jahr 2013 bis zum Jahr 2018 auszugswise für Deutschland mit 0,6 %, für Österreich mit 1,5 % und für die Schweiz mit 0,8 % angenommen werden. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch, dass bspw. die Anzahl der Computer pro Haushalt im Mittel in der Schweiz vom Jahr 2000 bis 2005 von 0,7 auf 1,14 [11] gestiegen ist, dies entspricht einer Steigerung um rd. 63 %.

Sowohl internationale Projekte als auch zahlreiche Experten gehen davon aus, dass die zukünftigen Anforderungen an die Stromsysteme Mehrkosten für das Elektrizitätsversorgungssystem und als Folge auch für die Kunden verursachen werden. Wie hoch diese sein könnten, hängt stark von der jeweiligen Systemauslegung und der historischen Entwicklung der Elektri-

tätsversorgungssysteme sowie deren Struktur ab. Auch für intelligente Netze werden Mehrkosten für das Elektrizitätsversorgungssystem erwartet, da die notwendigen Kapazitäten – sowohl für Stromerzeugung als auch deren Verteilung – steigen werden. In Summe werden Smart Grid-Lösungen geringere notwendige Gesamtkapazitäten zugeschrieben, als bei einem Ausbau des Stromsystems wie bisher üblich [12]. Eine verbesserte Abstimmung von Erzeugung, Verbrauch und Energiespeicherung durch Smart Grids ermöglicht eine bessere Auslastung der bestehenden Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur.

Energieflüsse und Netzentgelte

Das heutige Energiesystem ist dadurch gekennzeichnet, dass zentrale Großkraftwerke in Hoch- und Höchstspannungsnetze einspeisen. Der Strom wird von diesen Netzen über die Verteilernetze zu den Endverbrauchern transportiert. Somit fließen in diesem „klassischen“ System die Ströme von den höheren zu den niedrigeren Spannungsebenen. Das Übertragungsnetz dient somit zum Ausgleich von Einspeise- und Verbrauchscharakteristiken der Kraftwerke und Endverbraucher. Durch verteilte Erzeugungsanlagen wird Energie ebenso in die Verteilernetze eingespeist, die somit zu einer Änderung bis hin zu einer (zeitweisen) Umkehr des Energieflusses bei einer höheren Einspeisung als Last führen kann (siehe Abb. 2).

Die Höhe der Netzentgelte wird sowohl durch die energieabgabe- als auch die leistungsbezogenen Kostenkomponenten beeinflusst. Vereinfacht dargestellt kann gesagt werden, dass die Netzentgelte (bei bekannten Netzkosten) bei Erhöhung der Abgabemengen sinken (Kostendeckung durch Abgabe).

Die Berechnung der Netznutzungsentgelte bestimmt sich nach dem EnWG und erfährt eine Konkretisierung in der auf der Grundlage des EnWG erlassenen Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [13]. Dabei müssen die erhobenen Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, berechnet werden.

Die Ermittlung der Netzentgelte ist in der StromNEV behandelt. So sind die von den Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung elektrischer Energie und dem Ort der Entnahme. Die Netzentgelte richten sich nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle, den jeweils vorhandenen Messvorrichtungen an der Entnahmestelle sowie der jeweiligen Benutzungsstundenzahl derselben. Die Kostenwälzung, wie z. B. in der StromNEV ausgeführt, beschreibt die Verteilung der Kosten, beginnend bei der Höchstspannung, jeweils anteilig auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene, soweit diese Kosten nicht der Entnahme von Letztverbrauchern und Weiterverteilern aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene zuzuordnen sind.

Im Zusammenhang mit Smart Grids kann hier auf die Entgelte für die dezentrale Einspeisung gemäß §18 Abs 1 StromNEV hingewiesen werden. Demnach erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt. Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Das Entgelt wird nicht gewährt, wenn die Stromeinspeisung nach dem EEG oder nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz [14] vergütet wird und in dieser Vergütung vermiedene Netzentgelte enthalten sind. Netzbetreiber sind den Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen gleichzustellen, sofern sie in ein vorgelagertes Netz einspeisen und dort Entgelte in weiter vorgelagerten Netzebenen vermeiden.

Wie bereits beschrieben, ergeben sich unter Berücksichtigung der gleichen Kosten und der Kostenüberwälzung bei einer Verringerung der Energieabgabemengen und des Leistungsbezugs höhere Netzentgelte. Zusätzlich kann angenommen werden, dass sich die Netzkosten mit einer zunehmenden Verteilung der Erzeugung und höheren Aufwendungen für IT-Infrastruktur (siehe Abb. 1) weiter erhöhen. Genaue zugehörige Analysen sind aktuell noch in der Entstehungsphase, wie z. B. auch Diskussionen zu den Kosten von Smart Metering zeigen.

Aufgrund bestehender Trends kann davon ausgegangen werden, dass sich der Anteil der in Smart Grids verteilten Erzeugungsanlagen erhöhen bzw. der Anteil der erzeugten Energie tendenziell zunehmen wird. Dies führt zu einer Verringerung der Abgabemengen aus den überlagerten Netzebenen und somit zu einer Umverteilung der Netzentgelte, wie schematisch in Abb. 2 gezeigt.

Smart Grids werden mit allerhöchster Wahrscheinlichkeit den Energiebezug aus den vorgelagerten Netzen reduzieren. Insbesondere eine fluktuierende Einspeisung (Windenergieanlagen, Photovoltaik) bedarf zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit einer gut ausgebauten Netz- und Erzeugungsinfrastruktur.

Die Zahlung vermiedener Netzentgelte in heutiger Form an Erzeuger ist in Zukunft überlegenswert. Denn wie aufgezeigt wurde, werden durch dezentrale Erzeugung in der Regel keine Netzkosten in überlagerten Netzebenen vermieden (siehe auch [15]). Regional kann es bei einem hohen Anteil von dezentraler Erzeugung zu einer zusätzlichen Beanspruchung der Übertragungsnetze kommen.

Verschiedene Ansätze

Wie soll weiterhin mit den Netzanschlusskosten umgegangen werden? Unterschiedliche europäische Ansätze gehen den Weg, dass der Netzbetreiber den technisch möglichen Anschlusspunkt bestimmt und der Anlagenbetreiber auf seine Kosten die Leitung bis zu diesem Punkt bauen und instand halten muss. Hier sind wiederum neben den Kosten für den Erzeuger volkswirtschaftliche Aspekte zu berücksichtigen.

Analysen zeigen, dass es durch die höhere Konzentration von Erzeugungsanlagen zu einer Veränderung der Energieflüsse kommen kann, die Kosten von vorgelagerten Netzen aber in ähnlicher Größenordnung bleiben werden (insbesondere für die Stabilität und den Transit). Dies hat zur Folge, dass neue Netzentgelthöhen möglich sind, die wiederum u. a. zu einer Mehrbelastung von Netznutzern auf höheren Spannungsebenen (z. B. Industriekunden) führen könnten.

Entscheidend ist dabei die Frage, in welchem Zusammenhang der zeitliche Verlauf des Einsatzes der Erzeugungsanlagen mit dem der Last steht, d. h. inwieweit die Einsatzcharakteristik der Erzeugungsanlagen an der Last orientiert ist. Insbesondere ist von Bedeutung, von welchem Einsatz der Erzeugungsanlagen zum Zeitpunkt der für die Netzauslegung relevanten Jahreshöchstlast ausgegangen werden kann.

Dynamische Tarife wären dabei ein Mittel zur Flexibilitätssteigerung. Im Sinne eines Lastmanagements werden dabei aktive Schaltungen von (größeren) Lasten seitens des Netzmanagements vorgenommen. Dynamische Tarife dienen u. a. direkt als Handlungsimpuls für den Kunden, um über Verbrauchs- bzw. Einspeiseoptimierungen zu entscheiden. Mittelfristig ist zu erwarten, dass zunehmend Optimierungsstrategien für das Gebäude-, Energie- oder Effizienzmanagement einbezogen werden.

Smart Grids und damit einhergehende Energiefluss- und Kostenänderungen werden in die zukünftige Gestaltung der Netzentgelte mit einfließen. Wie sich Netzregionen verhalten sollen, in denen es aufgrund von verteilten Erzeugungsanlagen zu einer gesicherten Netzentlastung kommt und somit ein (teilweiser) Netzzrückbau möglich wäre, muss insbesondere im Zusammenhang mit den Netzkosten beantwortet werden. Zu erwarten ist, dass zukünftig in der Diskussion neben der Energie- ebenfalls die Leistungsautarkie zunehmend einfließen wird, denn die Smart Grids „wirken“ auf der Verteilerebene und bilden so eine sinnvolle Ergänzung, können aber Übertragungsnetze nicht ersetzen.

Anmerkungen

[1] Europäische Kommission, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Brüssel 2007.

[2] Netznutzer gem. § 3 Z 28 EnWG [3]: natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen.

[3] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) „Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2101)“

[4] Präsentation von Hellmuth Frey, Lastmanagement mit intelligenten Tarifen. Internationale Fachtagung „Energieeffizienz braucht Strom“, Gemeinschaftstagung der Energietechnischen Gesellschaften der Electrosuisse, des VDE und des OVE Wien, 19./20.11.2009.

[5] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 31.10.2008.

[6] www.smartgrids.eu

[7] Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Verband der Netzbetreiber - VDN - e. V. beim VDEW, August 2007.

[8] Adelphi Consult & Wuppertal Institut, Die sicherheitspolitische Bedeutung erneuerbarer Energien, Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Endbericht - FKZ 904 97 324.

[9] The Brattle Group, Quantifying Demand Response Benefits in PJM. January, 29, Cambridge (MA) 2007.

[10] UCTE: UCTE Transmission Development Plan (Edition 2008). Brüssel 2008.

[11] Eidgenössisches Departement des Innern (EDI), Bundesamt für Statistik (BFS): Einkommens- und Verbrauchserhebung 2005, Wirtschaftsaufschwung auch bei den Haushaltseinkommen spürbar. In: <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/20/22/press.Document.91920.pdf>

[12] Roadmap Smart Grids Austria: Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze!, Vorabversion anlässlich der Smart Grids Week Salzburg 2009, www.smartgrids.at

[13] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) „Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074)“.

[14] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG 2002 - Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) „Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2101) geändert worden ist“.

[15] Smart Distribution 2020 - Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen: Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, abrufbar unter: www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/SmartDistribution2020Ergebnisse.aspx

Dr. A. Haber, Plaut Economics, Regensburg (CH), Dr. M. G. Bliem, Institut für Höhere Studien (IHS) Kärnten, Klagenfurt (AT)
alfons.haber@plaut.com
bliem@carinthia.ihs.ac.at