Energiesysteme der Zukunft

Projekt 807714

Integration durch Kooperation:

Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung

(InteKoop)

Endbericht

Synopsis

Die Rahmenbedingungen und Praxis der Zusammenarbeit von BetreiberInnen dezentraler Erzeugungsanlagen und von Stromnetzbetreibern in Österreich werden analysiert und Strategien zu ihrer Verbesserung entwickelt.

Dies umfasst Vorschläge...
a).. zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens (Anreizsystems)
b).. zu kooperationsfördernden Maßnahmen *innerhalb* dieses Rahmens

Projektleitung:

Philipp Späth, IFZ (Interuniversitäres Forschungszentrum für Arbeit, Technik und Kultur)

Projektteam:

Dierk Bauknecht, Öko-Institut Freiburg

Uwe Leprich, E&E-Consult Saarbrücken

Hans Auer, EEG/ TU Wien

Harald Rohracher, IFZ Graz

Graz, Freiburg, Saarbrücken, Wien

Mai 2006

Inhaltsverzeichnis

1 Kurzfassung 6

1.1 Kurzfassung (1 Seite) 6
1.2 Kurzfassung (5 Seiten) 7
1.3 Abstract (1 page) 12
1.4 Summary (4 pages) 13

2 Einleitung 17

2.1 Problembeschreibung 17
2.2 Allgemeine Einführung in die Thematik 18
2.3 Welche Vorarbeiten gibt es bereits zum Thema? 19
2.4 Zielsetzung des Projektes InteKoop 21
2.5 Einpassung in die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ 22
2.6 Zur Gliederung des Berichtes 23

3 Verwendete Methode und Daten 24

3.1 Methodik der Analyse rechtlicher Rahmenbedingungen 24
3.2 Methodik für Erhebung & Analyse von Akteurskonstellationen 24
3.3 Zur Analyse internationaler Erfahrungen 25
3.4 Zur Methodik der Vertiefungsstudien 26
3.5 Zur Methodik der Stakeholder Workshops 26
3.6 Schlussfolgerungen zur gewählten Methodik 27

4 Ergebnisse des Projektes und Schlussfolgerungen 28

4.1 Die rechtlichen Rahmenbedingungen für DE in Österreich 28
4.1.1 Politische Rahmenbedingungen 29
4.1.2 Anreize zur langfristigen Entwicklung der Netzstruktur für steigende Anteile von DE 30
4.1.3 Anreize zur Kooperation beim Netzanschluss 31
4.1.4 Zugang zu Energie- und Service-Märkten ***Fehler! Textmarke nicht definiert.***
4.1.5 Anreize zur Kooperation bei der Netznutzung 32
4.2 Die zentralen Problembereiche der Integration von DE in Österreich 33
4.2.1 Hintergrund: Unbundling und Koordination 33
4.2.2 Die Rolle der Netzregulierung 36
4.2.3 Zur Auswahl näher untersuchter Problemfelder (Vertiefungsstudien) 38
4.3 Die Akteurskonstellationen 39
4.3.1 Die Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen 39
4.3.2 Die Verteilnetzbetreiber 40
4.3.3 Die Übertragungsnetzbetreiber 41
4.3.4 Die Regulierungsbehörde E-Control 41
4.3.5 Die Hersteller dezentraler Erzeugungsanlagen 42
4.3.6 Mögliche neue Akteure als Schnittsstelle zwischen DE und VNB/Märkten 42

4.4 Internationale Erfahrungen ... 43
4.4.1 Anreize für den Netzbetreiber durch die Netzregulierung ... 44
4.4.2 Innovationsanreize durch die Netzregulierung ... 45
4.4.3 Ergänzung des priority dispatch zur besseren Integration dezentraler Anlagen ... 46
4.5 Vertiefungsstudien – Handlungsmöglichkeiten innerhalb und jenseits des gegebenen Regulierungsrahmens in Österreich ... 46
4.5.1 Netzplanung und räumliche Lenkung des DE-Ausbaues ... 47
4.5.2 Kooperation bei der Erstellung des Netzanschlusses ... 50
4.5.3 Kooperation beim Netz- und Anlagenbetrieb – Spannungshaltung und Lastmanagement ... 51
4.5.4 Kooperation beim Marktzugang ... 58
4.6 Netztarifregulierung und Dezentrale Einspeisung ... 59
4.6.1 Rechtliche Verankerung der Aufgaben eines aktiven Netzbetreibers ... 60
4.6.2 Erwünschte und unerwünschte Anreize im künftigen Festlegungsverfahren für Netzentgelte ... 60
4.6.3 Ansätze im künftigen Netzentgeltverfahren ... 63
4.7 Handlungsempfehlungen ... 69
4.7.1 Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreiber ... 69
4.7.2 Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber VNB ... 70
4.7.3 Handlungsempfehlungen für die Regulierungsbehörde ... 70
4.7.4 Zur Institutionalisierung des Dialoges ... 70

5 Schlussfolgerungen/ Ausblick ... 72
4.8.1 Weiterer Forschungsbedarf ... 73
6 Literatur ... 74

Anhang A: Projektbezogene Vorträge, Publikationen, Veranstaltungen, & Projekttreffen ... 77
Anhang B: Durchgeführte Interviews ... 79
Anhang C: Dokumentation des 1. Stakeholder-Workshop zu dezentraler Stromeinspeisung ... 80
Anhang D: Dokumentation des 2. Stakeholder-Workshop zu dezentraler Stromeinspeisung ... 89
Anhang E: Rahmenbedingungen für dezentrale Stromeinspeisung in Österreich ... 98

Abkürzungsverzeichnis

AGB	Genehmigte Zugangsbedingungen (für verschiedene Verteilnetze)
CAPEX	Kapitalkosten
DE	Dezentrale StromEinspeisung (Definition: Siehe e-control GmbH 2005, S.4)
ElWOG	Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCP	Least Cost Planning
OPEX	Betriebskosten
SNT-VO	Systemnutzungstarife-Verordnung (200 bzw. 2006)
TOR	Technische und Organisatorische Regeln für ... (siehe TOR 2001)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
VNB	Verteilnetzbetreiber
VÖEW	Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke

1 Kurzfassung

1.1 Kurzfassung (1 Seite)

Die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien (RES) und von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung ist ein erklärtes Ziel sowohl der österreichischen wie der europäischen Energiepolitik. Mit zunehmendem Anteil kann dezentrale Erzeugung (DE) nicht mehr als Ausnahmefall behandelt werden, während das Gesamtsystem unverändert bleibt. Vielmehr müssen die Anlagen dann auch als wesentlicher Bestandteil des Stromsystems vollständig in die Netze und Märkte integriert werden. Für die erfolgreiche Integration ist entscheidend, wie die Betreiber der Kraftwerke und die der betroffenen Netze interagieren. Netzbetreiber können mit ihrem Verhalten wesentlich über den Erfolg dezentraler Anlagen mitentscheiden, denn sie gewähren und organisieren den Anschluss dieser Anlagen zu bestimmten Bedingungen an ihr Netz und sind für Ausbau und Betrieb der Netze zuständig.

Das Projekt ‚InteKoop' hat untersucht, welche Formen und Rahmenbedingungen der Kooperation geeignet sind, in Österreich die Integration größerer Anteile von dezentraler Stromeinspeisung zu ermöglichen bzw. zu erleichtern. Ein Überblick über die internationale Diskussion hat gezeigt, dass eine Reihe von Instrumenten entwickelt werden, die - über die Förderung einzelner Anlagen hinausgehend - auf eine bessere Kooperation zwischen Netz- und Anlagenbetreibern abzielen, um auf diesem Wege die Integration von DE zu erleichtern. Insbesondere in Großbritannien wird z.B. dezentrale Erzeugung in der Regulierung der Netzbetreiber explizit berücksichtigt. Auch das Design von Förderinstrumenten kann zu mehr Kooperation und damit einhergehender Effizienz beitragen. Solche Mechanismen der Netz- und Marktintegration müssen auch rechtzeitig entwickelt werden, bevor sehr hohe Anteile dezentraler Erzeugung zu integrieren sind. Auf der Basis der internationalen Erfahrungen wurden mit VertreterInnen aller zentralen Akteursgruppen die Probleme sowie Möglichkeiten verbesserter Kooperation und verbesserter Kooperationsbedingungen im Hinblick auf eine effiziente Integration dezentraler Erzeugung in Österreich diskutiert. Es wurden Hypothesen formuliert, diese in zwei Stakeholder Workshops diskutiert und daraus Handlungsempfehlungen für die Akteursgruppen abgeleitet. Mögliche Weiterentwicklungen des rechtlichen Rahmens und der Regulierungspraxis im Sinne eines konsistenteren Anreizsystems wurden aufgezeigt.

Das Projekt hat auf zwei Ebenen nach Möglichkeiten gesucht, die Kooperation von Anlagen- und Netzbetreibern zu verbessern. Die Möglichkeiten zu untergesetzlichen Maßnahmen haben sich als sehr begrenzt erwiesen. Die Handlungsspielräume der Akteure hängen stark von der gesetzlichen Anreizsituation und der Regulierungspraxis ab, also bundesweit einheitlichen Rahmenbedingungen. Dennoch konnten in allen Schwerpunktbereichen auch untergesetzliche, ‚weiche' Maßnahmen bzw. Kooperationsformen identifiziert werden, mittels derer Anlagen- und Netzbetreiber *innerhalb* des bestehenden Regulierungsrahmens zu einer kostengünstigeren und weiterreichenden Integration dezentraler Quellen beitragen können. Dabei geht es insbesondere um einen verbesserten Informationsaustausch zwischen den beiden Akteuren.

Eine stärkere Dezentralisierung des Stromsystems ist nur dann ohne gravierende Reibungsverluste möglich, wenn neben den Anlagenbetreibern auch die Verteilnetzbetreiber ein Interesse an der Dezentralisierung entwickeln. Voraussetzung dafür ist, dass vor allem die Regulierung der Netze die Förderung dezentraler Erzeugung seitens der Netzbetreiber auf intelligente Weise berücksichtigt. Notwendig ist eine systematische und umfassende Neutralisierung aller Negativanreize gegenüber dezentralen Optionen, die einem groben System der Anreizregulierung inhärent sind. Zur schnelleren „Aktivierung" der Netzbetreiber sollten zudem positive Anreize gesetzt werden.

Zur weiteren Entwicklung und Erprobung entsprechender Regulierungsansätze könnte eine „Innovationszone" dienen, in der in einem Netzgebiet beispielhaft technische Aspekte der Systemintegration im Zusammenhang mit neuen institutionellen und regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht werden.

1.2 Kurzfassung (5 Seiten)

Das EdZ-Projekt Nr. 807714 – „Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung (InteKoop)“ mit einer Laufzeit von 18 Monaten wurde im September 2004 gestartet und bis März 2006 durchgeführt. Der vorliegende Endbericht baut auf den Zwischenberichten von März 2005 und November 2005 auf und fasst alle Ergebnisse des Projektes zusammen.

1.2.1 Problemstellung

Die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien (RES) und von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung ist ein erklärtes Ziel sowohl der österreichischen wie der europäischen Energiepolitik. Während in Österreich Strom bisher zum stark überwiegenden Teil in großen (Wasser-) Kraftwerken produziert wurde, kamen in den letzten Jahren viele dezentrale Anlagen hinzu (Biogasanlagen, Holz-KWK etc.). Die Potenziale der meisten erneuerbaren Quellen und der KWK sind so stark im Raum verteilt, dass ihre Nutzung zu einem erhöhten Anteil dezentraler Erzeugung (DE, engl. ‚distributed generation’ - DG) führt, d.h. zu Anlagen, die an das Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen werden[1].

Mit zunehmendem Anteil kann dezentrale Erzeugung nicht mehr als Ausnahmefall behandelt werden, während das Gesamtsystem unverändert bleibt. Vielmehr müssen die Anlagen dann auch als wesentlicher Bestandteil des Stromsystems vollständig in die Netze und Märkte integriert werden. Das kann unter anderem bedeuten, dass dezentrale Anlagen nicht mehr nur Energie, sondern auch Leistung ersetzen, dass sie dafür zunehmend gesteuert werden und wo möglich auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen.

Für die erfolgreiche Integration dezentraler Anlagen ist entscheidend, wie die Betreiber der Kraftwerke und die Betreiber der betroffenen Netze interagieren. Netzbetreiber können mit ihrem Verhalten wesentlich über den Erfolg dezentraler Anlagen mitentscheiden: Sie gewähren und organisieren den Anschluss dieser Anlagen zu bestimmten Bedingungen an ihr Netz und sie sind auch für den Ausbau und den Betrieb der Netze zuständig, was aus Sicht dezentraler Anlagenbetreiber auf mehr oder weniger förderliche Weise geschehen kann.

Die Verteilnetze, die heute vor allem Strom von den Großkraftwerken zu den Verbrauchern und Verbraucherinnen durchleiten, werden bei einer solchen Entwicklung an Bedeutung gewinnen, wie es sich zum Beispiel im Konzept der „Active Networks“ ausdrückt (Overbeeke and Roberts 2002). Immer mehr Kraftwerke werden an diese Netzebene angeschlossen und entsprechend wird sich auch die Funktion der Verteilnetzbetreiber ändern müssen. Die Netzbetreiber stehen also zum einen vor technischen Herausforderungen. Die entsprechenden Anpassungen von Netzstruktur und Netzmanagement erfordern aber auch insbesondere institutionelle Innovationen. Systemintegration dezentraler Erzeugung setzt eine intensive Kooperation zwischen VNB und Anlagenbetreiber voraus. Die Rahmenbedingungen, in denen diese Akteure agieren, müssen diese Kooperation allerdings ermöglichen und können sie fördern.

Dabei ist wichtig, dass neben den Anreizen zu Investitionen in umweltfreundliche Erzeugungsanlagen auch solche zur Bereitstellung bzw. Adaption der entsprechenden Netzinfrastruktur bestehen (vergl. Künneke 2003). Eine dezentrale Erzeugungsstruktur kann zunächst gegenüber einem zentralistischen Kraftwerkspark höhere Investitionen erfordern – vor allem für die informationstechnischen Vorkehrungen eines flexibleren, ‚intelligenteren’ Netzbetriebes. Diesen Investitionen und Anpassungsleistungen können langfristige Vorteile für das Gesamtsystem gegenüber stehen, die sich allerdings nicht immer in entsprechenden und gesicherten Mehrerlösen für die relevanten Akteure widerspiegeln – zumal in den üblichen Amortisationszeiträumen. Der Umbau des Stromversorgungssystems, sofern er nicht durch

[1] Für den Österreichischen Kontext hat sich die relativ enge Definition bewährt, nach der dezentrale Erzeugung jene Erzeugungsanlagen umfasst, „die an öffentliche Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetze (...) angeschlossen und verbrauchsnah sind sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen.“ (e-control GmbH 2005, S.4).

gesetzlichen Zwang erfolgen soll, erfordert also eine vorausschauende Verteilung der Lasten und Erlöse, die zur notwendigen Motivation bei allen entscheidenden Akteuren führt.

Der Regulierung des Monopolbereiches Netz kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Die gesetzlich geschaffene Anreiz-Situation kann sich – modifiziert durch die Umsetzung des Regulators – für oder gegen dezentrale Erzeugung auswirken. Sie kann kostensenkender Kooperation oder kostentreibenden Konflikten um die Integration dezentraler Anlagen Vorschub leisten.

1.2.2 Zielsetzung und Schwerpunkte des Projektes

Das Projekt InteKoop hat untersucht, welche Formen der Organisation und der Stromnetzregulierung geeignet sein könnten, in Österreich dezentrale Stromeinspeisung zu unterstützen.

Eine leitende Hypothese war, dass verschiedene gesetzliche und organisatorische Maßnahmen Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern fördern können. Durch sie können dann betriebswirtschaftliche wie auch langfristig volkswirtschaftliche Kosten reduziert werden und auch die Effektivität und Effizienz bestehender Förderinstrumente wie Einspeisevergütungen etc. verbessert werden. Damit würde eine entsprechende Stromnetzregulierung zu einem Schlüsselelement von Strategien zur Förderung dezentraler Einspeisung und letztlich von Transitionen zu Energiesystemen der Zukunft.

Ein wichtiger Aspekt in der Diskussion um dezentrale Erzeugung sind die technischen Voraussetzungen für die flächendeckende Netzintegration solcher Anlagen. Hier geht es nicht nur um einen partiell eventuell notwendigen Ausbau von Netzen, sondern vor allem um informations- und steuerungstechnische Komponenten, sowie die Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistungskompensation bis hin zu innovativen Gesamtkonzepten wie MicroGrids, virtuellen Kraftwerken u.a.m. Auch diese technischen Aspekte sollten jedoch nicht unabhängig von den Anreizen der Akteure und den Formen der Kooperation zwischen ihnen gesehen werden. Eine Systemoptimierung ist zwar einerseits eine technische Frage, erfordert aber andererseits, dass das Handeln der verschiedenen Akteure miteinander koordiniert wird. Speist eine dezentrale Anlage z.B. unabhängig von der jeweiligen Netzlast ins Netz ein, ist der Regelenergiebedarf höher, als wenn Einspeisung und Netzlast miteinander koordiniert würden. Eine solche Koordination erfordert - zumal in Zeiten des ‚unbundling[2] '- organisationsübergreifende Kooperation.

Auf der Basis internationaler Erfahrungen und Diskussionen sollten mit VertreterInnen aller zentralen Akteursgruppen die wesentlichen Probleme sowie Möglichkeiten verbesserter Kooperation und verbesserter Kooperationsbedingungen im Hinblick auf eine effiziente Integration dezentraler Erzeugung in Österreich diskutiert werden. Auf dieser Basis sollten Handlungsempfehlungen für die Akteursgruppen formuliert und mögliche Weiterentwicklungen des rechtlichen Rahmens und der Regulierungspraxis im Sinne eines konsistenteren Anreizsystems aufgezeigt werden.

1.2.3 Methodik

Das Projekt „Integration durch Kooperation“ hat untersucht, wie die Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreiber weiter verbessert werden kann.

Dazu wurde zunächst der österreichische Regulierungsrahmen auf Kooperationsanreize bzw. Hemmnisse einer Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreiber untersucht.

Die konkreten Probleme der Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreiber im liberalisierten Strommarkt wurden in Interviews und Recherchen erhoben, in Fallbeispielen (Vertiefungsstudien) eingehend dargestellt und in zwei Workshops und bei anderen Veranstaltungen diskutiert.

---

[2] Der Entflechtung des Sektors, mit dem bei Erzeugung und Handel von Strom marktförmige Bedingungen geschaffen werden sollen, welche nicht durch die ‚natürliche Monopolstellung' von Netzbetreibern konterkariert werden.

Erfahrungen insbesondere aus Deutschland, England und Dänemark wurden daraufhin analysiert, wie dort die Kooperation zwischen diesen beiden Akteuren geregelt wird, und was von dortigen Erfahrungen und aktuellen Debatten im österreichischen Kontext genutzt werden kann.

Auf dieser Basis – und unter größtmöglicher Einbeziehung der genannten Akteure – wurden schließlich ‚sozial robuste' Strategien für eine Integration höherer Anteile dezentraler Erzeugung identifiziert.

Mit den durch ExpertInnen-Interviews vorbereiteten Stakeholder-Workshops wurde erstmals eine Plattform für die Diskussion der Praxis und Rahmenbedingungen dezentraler Einspeisung in Österreich geschaffen. Die dabei neu entstandene Diskussionskultur und die übergreifende Perspektive wurde von den beteiligten Akteuren als sehr positiv und hilfreich beschrieben.

Der positive Verlauf und die Ergebnisse von ExpertInnen-Interviews und Workshops, sowie die positiven Rückmeldungen von Seiten der beteiligten Praxisakteure belegen, dass die gewählte Methodik der Fragestellung und dem Forschungskontext angemessen war und positive Ergebnisse erzielt werden konnten.

Der Verlauf und die Ergebnisse des Projektes bestätigen jedenfalls, dass es sehr sinnvoll und mit einem sehr begrenzten Budget möglich war, eine unabhängig moderierte Diskussionsplattform zu der aktuellen Frage zu schaffen, wie die Integration dezentraler Stromeinspeisung kostengünstig möglich ist.

1.2.4 Ergebnisse: Anregungen aus internationalen Erfahrungen und Diskussionen

Der Überblick über die internationale Diskussion und die Entwicklungen und Erfahrungen in Dänemark, Großbritannien und Deutschland zeigt, dass eine Reihe von Instrumenten diskutiert und entwickelt werden, die über eine Förderung einzelner Anlagen hinausgehen und auf eine bessere Kooperation zwischen Netz- und Anlagenbetreibern sowie eine bessere Integration von DE abzielen. Die Netzregulierung spielt dabei eine herausragende Rolle und eine explizite Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung in der Regulierung der Netzbetreiber kann eine bessere Integration befördern. Auch das Design von Förderinstrumenten kann zu mehr Kooperation und Effizienz beitragen.

In den untersuchten Ländern finden sich zahlreiche Beispiele für entsprechende Instrumente, die allerdings alle noch in der Entwicklung sind – getrieben durch den zunehmenden Anteil der dezentralen Erzeugung und die auch sonst übliche Weiterentwicklung regulatorischer Mechanismen. Das Beispiel Dänemark zeigt, dass ein Anteil der dezentralen Erzeugung von 50 % und mehr machbar ist, auch wenn es sich dabei zu einem großen Teil um fluktuierende Erzeugung handelt. Die notwendigen Mechanismen der Netz- und Marktintegration müssen aber rechtzeitig entwickelt werden, um auf einen derart hohen Anteil vorbereitet zu sein.

1.2.5 Paradigmenwechsel auf mehreren Seiten als Voraussetzung für mehr dezentrale Einspeisung

Die bei steigenden Anteilen von DE notwendige engere Systemintegration dezentraler Erzeugung erfordert einen Paradigmenwechsel sowohl bei den dezentralen Erzeugern als auch bei den Netzbetreibern. Auf der Erzeugerseite geht es darum, die rein betriebswirtschaftliche Fahrweise aus der Anlagenperspektive unter einem „Priority-dispatch"-Regime mit festen, unabhängig von Standorten und der Netzsituation garantierten Preisen zu erweitern und die Erzeugung stärker an den Erfordernissen des Gesamtsystems zu orientieren. Auf Seite der Netzbetreiber bedeutet dieser Paradigmenwechsel, dass das Verteilnetz und die daran angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Verbraucher nicht mehr als passiver, nicht steuerbarer Anhang gesehen werden, sondern aktiv in das Management der Netze einbezogen werden. Nur unter diesen Voraussetzungen können dezentrale Anlagen auch in relevantem Umfang Erzeugungskapazität ersetzen. Und nur dann wird es möglich sein, den Vorteil der Lastnähe der dezentralen Erzeugung zu nutzen und z.B. einen ansonsten möglicherweise notwendigen Ausbau zentraler Netzkapazitäten zu ersetzen bzw. zu verzögern.

Ein solcher Paradigmenwechsel verlangt, ein Zusammenwirken verschiedener ökonomischer Anreize und gesetzlicher Verpflichtungen. Für eine kohärente Anreizstruktur sind Änderungen der gesetzlichen Basis, etwa eine genauere Definition von Rolle und konkreten Aufgaben von Verteilnetzbetreibern im ElWOG, notwendig. Doch auch innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens und innerhalb der gegebenen ökonomischen Rationalitäten können die verschiedenen Akteure sich bereits auf einen solchen Wandel vorbereiten, ihn damit wahrscheinlicher machen und sich gleichzeitig einen Vorsprung im Hinblick auf das kommende Regime verschaffen.

Die große Resonanz, die das Projekt bei den Praxis-Akteuren auslöste und die fruchtbaren Diskussionen haben deutlich gezeigt, dass die Rahmenbedingungen für dezentrale Einspeisung derzeit in Österreich ein wichtiges Thema sind. Wären diese Rahmenbedingungen für eine der beteiligten Akteursgruppen voll befriedigend gestaltet, hätten sich wahrscheinlich nicht aus allen Akteursgruppen prominente VertreterInnen an unseren Untersuchungen und Diskussionen beteiligt.

1.2.6 Ergebnisse: untergesetzliche Maßnahmen und Ansatzpunkte zur Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens

Das Projekt hat auf zwei Ebenen nach Möglichkeiten gesucht, die Kooperation von Anlagen- und Netzbetreibern zu verbessern. Die Möglichkeiten zu untergesetzlichen Maßnahmen haben sich als sehr begrenzt erwiesen. Die Handlungsspielräume der Akteure hängen, wie immer wieder betont wurde, stark von der gesetzlichen Anreizsituation und der Regulierungspraxis ab, also bundesweit einheitlichen Rahmenbedingungen. Trotz dieser Wahrnehmung seitens der Akteure konnten in allen identifizierten Schwerpunktbereichen auch untergesetzliche, ‚weiche' Maßnahmen bzw. Kooperationsformen identifiziert werden, mittels derer Anlagenbetreiber und Netzbetreiber *innerhalb* des bestehenden Regulierungsrahmens zu einer kostengünstigeren und weiterreichenden Integration dezentraler Quellen beitragen können (siehe Vertiefungsstudien, Kapitel 4.5).

Diese Möglichkeiten ergeben sich vor allem dadurch, dass im Zuge des ‚Unbundling' bisher gegebene Koordinationsmechanismen und Abstimmungen innerhalb vertikal integrierter Unternehmen nicht mehr gegeben sind. In einem entflochtenen System optimiert eine Vielzahl unabhängiger Akteure einzelne Elemente der Wertschöpfungskette ‚Strom' nach betriebswirtschaftlichen und anderen Überlegungen. Erforderlich ist daher ein komplexes System von rechtlichen Rahmenbedingungen, ökonomischen Anreizen und die gezielte Gestaltung von Märkten, wenn durch das Zusammenspiel der Akteure zumindest annähernd ein globales Optimum der Versorgung erreicht werden soll, einschließlich seiner ökologischen Folgen und der langfristigen strukturellen Entwicklung.

Im Verlauf des Projektes wurde insbesondere deutlich, dass eine stärkere Dezentralisierung de s Strom-Versorgungssystems nur dann ohne gravierende Reibungsverluste möglich ist, wenn neben den unmittelbar davon profitierenden unabhängigen Anlagenbetreibern auch die Verteilnetzbetreiber im allgemeinen ein Interesse an der Dezentralisierung entwickeln. Dies ist dann zu erwarten, wenn ihre Geschäftstätigkeit mit dieser Zielsetzung eng verbunden ist. Voraussetzung dafür ist vor allem, dass im Rahmen der (Anreiz)-Regulierung dezentrale Erzeugung auf intelligente Weise berücksichtigt wird. Notwendig ist nicht weniger als eine systematische und umfassende Neutralisierung aller Negativanreize gegenüber dezentralen Optionen, die einem groben System der Anreizregulierung inhärent sind. Zur schnelleren „Aktivierung" der Netzbetreiber sollten zudem positive Anreize gesetzt werden.

1.2.7 Perspektiven für dezentrale Einspeisung in Österreich

Der Bericht der E-Control zu dezentraler Einspeisung (E-Control GmbH 2005a: 109-112) stellt fest, dass sich der Anteil dezentraler Erzeugung in Österreich zukünftig aus verschiedenen Gründen voraussichtlich erhöhen wird (politische Förderung, Marktentwicklung, Technologieentwicklung) und dass dezentrale Kraftwerke „einen wesentlichen Anteil an der zukünftigen österreichischen, aber auch an der europäischen Elektrizitätsversorgung einnehmen werden".

Sie stellt gleichzeitig fest, dass bei steigenden Anteil von DE auch das Verteilernetzmanagement angepasst werden muss. Die Studie lässt jedoch offen, welche institutionellen Rahmenbedingungen und insbesondere welche Mechanismen im Rahmen der Netzregulierung dafür benötigt werden.

Wir gehen aufgrund dieser beobachtbaren Veränderungen davon aus, dass in wenigen Jahren auch in Österreich wieder ein erhöhtes Interesse an einem kostengünstigen Ausbau von DE und seinen organisatorischen Voraussetzungen bestehen wird – seitens der Netzbetreiber, seitens des Regulators, auch seitens der Gesetzgeber. Spätestens dann werden die hier angestellten Überlegungen von großer Relevanz sein.

1.2.8 Zentrale Bedeutung institutioneller Innovationen

Die Projektergebnisse haben deutlich gemacht, dass den rechtlichen Rahmenbedingungen und der konkreten Ausgestaltung der Anreizregulierung eine Schlüsselfunktion bei der Ermöglichung höherer Anteile von dezentraler Erzeugung zukommt. Ohne einige wesentliche Schritte in diesem rechtlichen Bereich ist eine weitere Dezentralisierung aus unserer Sicht nicht möglich, selbst wenn in kommenden Jahren auf technischer Seite revolutionär neue Optionen bei attraktiven Kosten verfügbar wären, etwa im Bereich der Stromspeicherung oder des dezentralen Managements von dezentraler Erzeugung und Lasten (DEMS). Dies hat auch entscheidende Bedeutung im Hinblick auf den weiteren Forschungsbedarf. Die Erprobung derzeit verfügbarer neuer technischer Möglichkeiten in Demonstrationsprojekten wird solange nicht multiplizierbar und daher nur von akademischem Interesse sein, solange nicht die notwendigen rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen hergestellt werden.

1.2.9 Weiterer Forschungsbedarf

Notwendig wäre in diesem Zusammenhang eine „Innovationszone“, in der in einem Netzgebiet beispielhaft technische Aspekte der Systemintegration im Zusammenhang mit neuen institutionellen und regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht werden. Erste Ansatzpunkte für solche Innovationen sind im Rahmen dieses Projektes identifiziert worden (s. Kapitel 4.8).

1.3 Abstract (1 page)

Key priority of the European as well as the Austrian energy policy is to increase the share of electricity from renewable sources (RES) and from combined heat and power generation (CHP). As the share of electricity generation from these distributed sources (DG) rises, they can no longer be treated as a simple add-on, while the system as a whole remains unchanged. Distributed generators rather have to get fully integrated as essential parts into networks and markets.

For their successful integration, it is crucial that the independent power producers (IPP) interact constructively with the operators of the respective networks. Distribution system operators (DSO) can with their activities and attitudes crucially affect the economic feasibility of distributed generators, since they have to provide access to the network on the basis of certain conditions and are responsible for the structural development and appropriate operation of the networks.

The aim of the project ‚InteKoop' was to assess which forms and conditions of interaction can foster the integration of higher shares of distributed generation into the Austrian electricity grid. A survey of international experiences and discussions brought to light a number of instruments, which have been developed elsewhere to ease the integration of distributed sources by better coordination. Especially in the UK, distributed generation is recognised explicitly in the regulation of networks (use of system UoS charges,). Certain designs of support schemes (e.g. for RES and CHP) can foster cooperation between DSO and DG-operator too.

On the basis of diverse international examples, interviews with individuals from all relevant stakeholder groups have been conducted. These interviews covered possibilities and barriers for increased co-operation (between DSO and IPP) in order to make the integration of DG in Austria more efficient. From these stakeholder perspectives hypothesis have been derived and discussed in two stakeholder workshops. The results have been elaborated into recommendations for all relevant actor groups. Furthermore possibilities for the improvement of the legal framework of DG integration and the procedures of network regulation are pointed out with regard to a more consistent system of incentives.

We explored the possibilities for co-operation of DSO and IPP on two levels: Firstly we looked for strategies allowing the actors to mutually benefit from co-operation within the given legal framework. These possibilities turned out to be very limited. The scope for action is heavily determined by the legal framework and the procedures of network regulation (UoS Charges). Despite this fact, in all fields considered some ‘soft measures' and forms of co-operation could be identified, which could allow actors to ease the integration of higher shares of DG and reduce costs *within* the given framework. These measures predominantly concern improved communication on technical and market related issues and planning.

Further decentralisation of the Austrian electricity system is only possible without major disturbances if besides the IPPs, the DSOs too develop a motivation to increase the share of DG in their networks. A precondition therefore is that DG is intelligently and explicitly recognised in the regulation of UoS charges. Since any simple methodology of incentive regulation of networks tends to produce incentives against DG, tempting DSO to restrict the share of DG in their networks, it is necessary to design the regulatory scheme in such a way that these negative incentives get neutralised. On top of that, additional positive incentives should be considered to ‘activate' the DSO to support DG integration.

For the development and testing of appropriate procedures of network regulation, an ‘innovation zone' should be created. In such a pilot network area technical solutions of DG integration should be analysed in their interaction with newly developed and exemplarily implemented institutions and legal framework conditions.

1.4 Summary (4 pages)

The project 'Integration in Co-operation' has been supported as part of the programme ‚Energy Systems of Tomorrow' by the Austrian National Ministry for Transport, Innovation and Technology (BMVIT). The 18 month project was started in September 2004 and finished in March 2006. This final report draws on two interim reports from 2005 and summarises all findings of the project.

1.4.1 Problem definition

Key priority of the European as well as the Austrian energy policy is to increase the share of electricity both from renewable sources (RES) and combined heat and power generation (CHP).

While in Austria the main source of electricity are large scale hydropower plants, in recent years more and more distributed sources (especially wind turbines, biomass fired CHP, biogas) have come on-line. These primary energy sources by their nature are very dispersed in space and have to be connected to low- or medium voltage networks. Such generation is consequently termed 'distributed generation' (DG)[3]. As the share of electricity generation from these distributed sources rises, they can no longer be treated as a simple add-on, while the system as a whole remains unchanged. Distributed generators rather have to get fully integrated as essential parts into networks and markets. They have to provide not only energy (of intermittent character) but should also substitute some of the necessary capacities for adequate electricity supply. This again requires more control mechanisms and the provision of auxiliary services to network operation.

For a successful integration of those generators, it is crucial that the independent power producers (IPP) interact constructively with the operators of the respective networks. Distribution system operators (DSO) can with their activities and attitudes crucially affect the economic feasibility of distributed generators, since they have to provide access to the network on the basis of certain conditions and are responsible for the structural development and appropriate operation of the networks.

Distribution networks, which are today primarily used for top down transportation of electricity from central generators to the customers, will gain importance in this process. This is reflected for example in the concept of 'active networks' (Overbeeke and Roberts 2002).

As more and more DG gets connected DSO may at some stage face technical problems. But besides technical solutions, the adaptation of the networks and their operation require institutional innovations too. System integration implies close co-operation between DSO and DG-IPP. The actors' scope for co-operation is determined by legal framework conditions.

It is important, that besides support schemes for environmentally sound generation technologies, there are also incentives to provide networks which are 'fit for DG'. Creating a system of distributed sources can induce higher up front investments than sustaining a centralised system – especially for the information technology required for an intelligent active operation of low- and medium-voltage networks. In the long run, though, and with regard to the overall system costs, they can yield economic benefits. Yet these do not necessarily translate into benefits for the individual actors of a disintegrated system.

The transformation of the system – if it can or shall not be imposed by legal forcing - hence requires an intelligent sharing of benefits and costs – securing sufficient motivation of all actors involved to move into the desired direction.

A major element of such a transition strategy is an appropriate mechanism of regulating the networks (use of system charges). The legal foundation of the incentive system can – modified by the way it is implemented by the authorities – work in favour or against DG. It can support cost reducing co-operation as well as expensive conflict about the integration of DG.

[3] For a definition appropriate to Austrian circumstances see E-Control GmbH 2005, p. 4

1.4.2 Focus and objectives of the project

Both framework conditions **and** practical experiences of co-operation between network operators and decentralised plant operators in Austria have been analysed and strategies have been developed to promote such cooperation: a) by improving the legal framework b) **within** the given conditions.

The framework conditions for the co-operation between Austrian grid operators (DSO) and distributed plant operators (IPP) and practical co-operation experiences have been analysed, focusing on decentralised renewables. Strategies were developed to improve this cooperation. The objective was to reduce the barriers for an increasing deployment of decentralised generation.

The following two key aspects were analysed:

- REGULATORY FRAMEWORK: How is the incentive structure of both grid and plant operators influenced by the Austrian regulatory framework? How could the regulatory framework be amended to improve cooperative behaviour?
- 'SOFT' MEASURES: Against this background, it was analysed what kind of soft measures for promoting cooperative behaviour can be found WITHIN the existing regalutory framework and which ones could be applied.

The projects provides the first comprehensive analysis of the conditions for cooperation and practical experiences in this field. International experiences have been used to derive recommendations as to how to make the cooperation between grid and plant operator as smooth as possible. Thereby, the integration of such plants into the existing system can be improved at least cost. The projects also aimed at providing a forum where different stakeholders can discuss the conditions for successful co-operations and win-win options.

Improving the cooperation between plant and grid operators is one major way to promote distributed generation. It can help improve both the effectiveness and efficiency of existing support mechanisms. Furthermore, improving the conditions of use for decentralised technologies is an important condition for their further development and can therefore contribute to the build-up of technological competencies in the area of "sustainable technology development".

The project comprises the following main elements:

- documentation of the regulatory framework for decentralised generation in Austria,
- an analysis of problem areas, scope for action and incentive structure of plant and grid operators
- three short country case studies (Germany, Denmark, UK)
- case studies, showing practical experiences and problems with the cooperation between plant and grid operators and identifying examples of successful cooperation (best practice),
- development of recommendations, both for plant and grid operators and for policy-makers.

Both the problem analysis and the recommendations have been developed in close interaction with stakeholders, mainly by means of two workshops.

The project provides a comprehensive analysis of how the Austrian regulatory framework affects the incentive structure and cooperation between actors and how this cooperation can be improved.

1.4.3 Methodology

Searching for possibilities to improve conditions for co-operative integration of DG into Austrian networks, the legal framework has been analysed with regard to incentives for or against cooperation. Concrete problems and barriers to cooperation have been assessed by means of interviews with experts from all actor groups. They have been elaborated in four in-depth studies and discussed on two stakeholder workshops and other events.

Experiences from Denmark, the UK and Germany have been analysed with regard to rules of interaction between actors and possible inspirations that could be derived from these foreign experiences and debates.

On this basis socially robust strategies for the integration of higher shares of DG have been identified.

Positive results and feedback indicate that the methodology has been adequate to the objectives and context of the research.

It has been possible – with very limited resources – to initiate and moderate a debate among all crucial stakeholder groups about ways to manage the integration of DG more effectively.

1.4.4 Results: International Experiences and Discussions

A survey of international experiences and discussions brought to light a number of instruments, which have been developed elsewhere to ease the integration of distributed sources by better coordination. Especially in the UK, distributed generation is recognised explicitly in the regulation of networks (use of system UoS charges). Certain designs of support schemes (e.g. for RES and CHP) can foster cooperation between DSO and DG-operator too.

System integration of an increasing share of DG requires a change of perspective by all actors. DG-IPP can no longer simply maximise the kWh produced under a ‘priority dispatch approach’ but should be interested in creating additional benefits by generating more in line with system requirements.

DSO need to acknowledge that distribution networks comprising DG are not to be treated as passive sinks for electricity, but can actively be managed. This is essential for any substitution of conventional capacity by DG.

Such a paradigm shift and transition requires, as we have shown, the interplay of different economic incentives and legal obligations. To achieve a more coherent incentives system some reform of the legal framework is needed: e.g. a (re)definition of the role and tasks of DSO in ELWOG.

Yet even given the current legal framework and economic status quo actors can start to anticipate upcoming changes – securing themselves a margin and making the changes more likely at the same time.

The fruitful discussions and the positive response to the project clearly showed, that the conditions for an efficient integration of DG rank high on the actors agendas. If these conditions were fully satisfying for any of the stakeholder groups, we would not have seen high ranking representatives from all stakeholder groups participating in the extensive enquiries and debates.

1.4.5 Results: ‚soft measures’ and possibilities to improve the legal framework

We explored the possibilities for co-operation of DSO and IPP on two levels: We looked for strategies allowing the actors to mutually benefit from co-operation within the given legal framework. These possibilities turned out to be very limited. The scope for action is heavily determined by the legal framework and the procedures of network regulation (UoS Charges).

Despite this fact, in all fields considered some ‘soft measures’ and forms of co-operation could be identified, which could allow actors to ease the integration of higher shares of DG and reduce costs **within** the given framework. These measures predominantly concern improved communication on technical and market related issues and planning.

These issues mostly reflect the fact that due to the ‘unbundling’ of the sector formerly practised modes of co-ordination within vertically integrated companies are no more feasible. The multiplicity of actors, each optimising small segments of the value chain according to local economic rationalities (and other factors) requires a highly complex system of framework conditions, financial incentives and a purposeful design of market rules if a global optimum of the supply structure is aimed for (inlcuding ecological constraints and long-term requirements).

Further decentralisation of the Austrian electricity system is only possible without major disturbances if besides the IPPs, the DSOs too develop a motivation to increase the share of DG in their networks. A precondition therefore is that DG is intelligently and explicitly recognised in the regulation of UoS charges. Since any simple methodology of incentive regulation of networks tends to produce incentives against DG, tempting DSO to restrict the share of DG in their networks, it is necessary to design the regulatory scheme in such a way that these negative incentives get neutralised. On top of that, additional positive incentives should be considered to ‘activate’ the DSO to support DG integration.

1.4.6 Prospects for DG in Austria

The report on DG in Austria, commissioned by the Austrian Regulator E-Control, (E-Control GmbH 2005a) stated that the potenzial for a further increase of DG in Austria beyond the current roughly 15% are very limited. Especially the economic part of the study (Consentec 2004) argued that a further increase would create little benefit. This argument is based on the assumption, that the networks are operated very much in the way they have been operated and developed in the past decades – with the traditional security philosophy, control mechanisms and standards of supply. Given that many new opportunities are currently arising (e.g. decreasing costs for distributed control networks) and external challenges such grid operation in status quo mode will soon be no more feasible.

These observable changes lead us to the expectation, that in very few years interest in distributed generation will pick up again also in Austria. DSO, IPP, the regulator and policy makers will than be very interested in strategies for co-operative and efficient integration of DG - and in supportive framework conditions therefore. The results documented in this report will then be of high relevance.

1.4.7 The importance of institutional innovation

The results of this project clearly indicate that the legal framework and the specific procedures of network regulation are key to any increase of DG. Without efforts in this field DG-policy is unlikely to succeed even if major technological breakthroughs occurred soon, be it cheap distributed control networks or very low cost electricity storage.

This has important implications for the priorities of further research. The testing and demonstration of new technical solutions will not be replicable in real world contexts and large-scale deployment will not be feasible as long as the legal and organisational prerequisites are not adequately dealt with.

1.4.8 Need for further research

For the development and testing of appropriate procedures of network regulation, an ‘innovation zone’ should be created. In such a pilot network area technical solutions of DG integration should be analysed in their interaction with newly developed and exemplarily implemented institutions and legal framework conditions.

2 Einleitung

Das EdZ-Projekt Nr. 807714 – „Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung (InteKoop)“ mit einer Laufzeit von 18 Monaten wurde im September 2004 gestartet und bis März 2006 durchgeführt. Der vorliegende Endbericht baut auf den Zwischenberichten von März 2005 und November 2005 auf und fasst alle Ergebnisse des Projektes zusammen.

Diese Ergebnisse sind wesentlich den Praxisakteuren zu verdanken, die in Interviews, bei den Workshops oder durch die kritische Lektüre von Entwürfen zum Gelingen und der Praxisrelevanz des Projektes beigetragen haben. Für diesen zum Teil großen zeitlichen Einsatz sei Ihnen an dieser Stelle herzlich gedankt.

Die Ergebnisprotokolle der beiden Workshops (siehe Anhang C und D) sind im Anschluss allen TeilnehmerInnen zur Bestätigung vorgelegt worden. Sie geben also in verifizierter Form den Stand der Diskussionen wieder. In allen anderen Teilen dieses Berichtes haben wir aufbauend auf diesen Ergebnissen weitergehende Schlüsse gezogen, auf welche die PraxispartnerInnen nur partiellen Einfluss hatten.

2.1 Problembeschreibung

Die Transformation der Stromwirtschaft in Richtung „Energiesysteme der Zukunft“ erfordern Veränderungen sowohl auf der Angebots- wie auf der Nachfrageseite. Zum einen geht es um eine Transformation des Kraftwerksparks hin zu mehr Effizienz, insbesondere durch die gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme (KWK), und den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Zum anderen um Struktur- und Verhaltensänderungen auf der VerbraucherInnenseite, die zu einer Reduktion des Stromverbrauchs und einem verbesserten Lastverlauf führen.

Verbunden werden diese beiden Handlungsfelder durch die Stromnetze. Die direkten ökologischen Auswirkungen der Netze sind zwar relativ gering, etwa im Vergleich zu den Folgen der Stromerzeugung. Die Netze spielen aber auch für die ökologische Transformation der Stromerzeugung eine ganz zentrale Rolle. Wenn der Anteil der Erneuerbaren Energien und der KWK steigt, die beide zu einem erheblichen Teil in dezentralen Kraftwerken genutzt werden, stellen sich neue Anforderungen an die Netzstruktur und das Netzmanagement.

Mit zunehmendem Anteil kann dezentrale Erzeugung nicht mehr als Ausnahmefall behandelt werden, während das Gesamtsystem unverändert bleibt. Vielmehr müssen die Anlagen dann auch als wesentlicher Bestandteil des Stromsystems vollständig in die Netze und Märkte integriert werden. Das kann unter anderem bedeuten, dass dezentrale Anlagen nicht mehr nur Energie, sondern auch Kapazität ersetzen, dass sie dafür zunehmend gesteuert werden und wo möglich auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen.

Die Verteilnetze, die heute vor allem Strom von den Großkraftwerken zu den Verbrauchern und Verbraucherinnen verteilen, werden bei einer solchen Entwicklung an Bedeutung gewinnen, wie es sich zum Beispiel im Konzept der „Active Networks“ ausdrückt (Overbeeke and Roberts 2002). Immer mehr Kraftwerke werden an diese Netzebene angeschlossen und entsprechend wird sich auch die Funktion der Verteilnetzbetreiber[4] ändern müssen. Die Netzbetreiber stehen also zum einen vor technischen Herausforderungen. Die entsprechenden Anpassungen von Netzstruktur und Netzmanagement erfordern aber auch insbesondere institutionelle Innovationen. Systemintegration dezentraler Erzeugung setzt eine intensive Kooperation zwischen VNB und Anlagenbetreibern voraus. Die Rahmenbedingungen, in denen diese Akteure agieren, müssen diese Kooperation allerdings ermöglichen und können sie fördern.

[4] Wir versuchen Geschlechtergerechtigkeit auch durch entsprechende Formulierungen (VerbraucherInnen, InterviewpartnerInnen) in diesem Bericht zu fördern. Bei der geschlechtsunspezifischen Nennung von Institutionen (Netzbetreiber, Erzeuger, Akteure) verwenden wir der Lesbarkeit wegen dennoch die gebräuchliche – meist implizit männliche - Form.

Die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien (RES) und von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung ist ein erklärtes Ziel sowohl der österreichischen wie der europäischen Energiepolitik. Während in Österreich Strom bisher zum stark überwiegenden Teil in großen (Wasser-) Kraftwerken produziert wurde, kamen in den letzten Jahren viele dezentrale Anlagen hinzu (Windturbinen, Biogasanlagen, Holz-KWK etc.). Die Potenziale der meisten erneuerbaren Quellen und der KWK sind so stark im Raum verteilt, dass ihre Nutzung zu einem erhöhten Anteil dezentraler Erzeugung (engl. ‚distributed generation' - DG) führt, d.h. zu Anlagen, die an das Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen werden[5].

2.2 Allgemeine Einführung in die Thematik

Die politische Förderung der dezentralen Erzeugung einerseits und die Regulierung der Stromnetze andererseits sind bislang zwei voneinander getrennte Handlungsbereiche, obwohl der zunehmende Einsatz dezentraler Kraftwerke die Netze beeinflusst und nur gelingen kann, wenn die Netzbetreiber einer solchen Entwicklung nicht entgegenstehen, sondern sie aktiv fördern.

Während die *technische* Diskussion über ein stärker dezentralisiertes Elektrizitätsversorgungssystem vor allem international ausgiebig geführt wird (Stichworte: virtuelle Kraftwerke, Microgrids, Dezentrale Energiemanagement-Systeme), steht die *institutionell-energiewirtschaftliche* Diskussion dazu erst am Anfang. Auch die Studie der E-Control GmbH (2005), zur dezentralen Erzeugung beschreibt mögliche Netzinnovationen und neue Netzkonzepte, mit denen ein verstärkter Anteil an DE erreicht werden kann, äußert sich aber kaum zu den notwendigen institutionellen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

Für den Erfolg dezentraler Anlagen spielen die Netzbetreiber eine zentrale Rolle. Denn sie stellen die Netze zur Verfügung, an welche die Anlagen angeschlossen werden, und sie sind es in der Regel auch, die den Strom dezentraler Anlagen abnehmen (müssen). Den Rahmen, innerhalb dessen die Netzbetreiber agieren, bildet die Netzregulierung.

Der Anschluss vieler dezentraler Kleinkraftwerke an Mittel- oder Niederspannungsnetze, welche in der Vergangenheit allein für die Stromverteilung vom Großkraftwerk zu den Verbrauchern und Verbraucherinnen ausgelegt wurden, ist technisch eine neue Herausforderung. Netzmanagement und Netzstruktur müssen an viele verschiedene Quellen mit jeweils unterschiedlicher Charakteristik und an sich eventuell umkehrende Stromflüsse angepasst werden.

Dabei ist wichtig, dass neben den Anreizen zu Investitionen in umweltfreundliche Erzeugungsanlagen auch solche zur Bereitstellung bzw. Adaption der entsprechenden Netzinfrastruktur bestehen (vergl. Künneke 2003). Eine dezentrale Erzeugungsstruktur kann zunächst gegenüber einem zentralistischen Kraftwerkspark höhere Investitionen erfordern – vor allem für die Informationstechnischen Vorkehrungen eines flexibleren, ‚intelligenteren' Netzbetriebes. Diesen Investitionen und Anpassungsleistungen können langfristige Vorteile für das Gesamtsystem gegenüber stehen, die sich allerdings nicht immer in entsprechenden und gesicherten Mehrerlösen für die relevanten Akteure wiederspiegeln – zumal in den üblichen Amortisationszeiträumen. Der Umbau des Stromversorgungssystems, sofern er nicht durch gesetzlichen Zwang erfolgen soll, erfordert also eine vorausschauende Verteilung der Lasten und Erlöse, die zur notwendigen Motivation bei allen entscheidenden Akteuren führt.

Der Regulierung des Monopolbereiches Netz kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Die gesetzlich geschaffene Anreiz-Situation kann sich – möglicherweise auch etwas modifiziert durch die praktische Umsetzung des Regulators – für oder gegen dezentrale Erzeugung

[5] Für den Österreichischen Kontext hat sich die relativ enge Definition bewährt, nach der dezentrale Erzeugung jene Erzeugungsanlagen umfasst, „die an öffentliche Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetze (...) angeschlossen und verbrauchsnah sind sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen." (e-control GmbH 2005, S.4).

auswirken. Sie kann kostensenkender Kooperation oder kostentreibenden Konflikten um die Integration dezentraler Anlagen Vorschub leisten.

Eine Besonderheit der Stromnetze ist, dass sie als natürliche Monopole vom Wettbewerb ausgenommen sind und der Netzzugang stattdessen staatlicher Regulierung unterworfen ist. Hauptziel der Regulierung ist es sicherzustellen, dass durch das Netzmonopol der Wettbewerb im Erzeugungsmarkt nicht verzerrt wird und dass die Netze möglichst effizient bereitgestellt werden.

Doch wie verhält sich die Regulierung der Netze zur Transformation der Netze, wie sie durch die anvisierte Transformation der Erzeugungsstruktur notwendig wird? Während die Netzregulierung in Österreich wie in den meisten anderen Ländern bisher weitgehend darauf ausgerichtet ist, mehr oder weniger starke Anreize für Effizienzsteigerungen und Innovationen innerhalb der bestehenden Netzstruktur zu geben, ist zu untersuchen, ob sie auch dazu in der Lage ist, wesentliche Impulse zur Transformation der Netzstruktur und damit verbunden der Erzeugungsstruktur umzusetzen.

Interessenkonflikte sind bei der Integration dezentraler Erzeugung sehr wahrscheinlich. Nicht nur dann, wenn unvollkommen ‚entbündelte' Netzbetreiber Interessen im Erzeugungsbereich verfolgen. Der Anschluss kleiner Anlagen und die Integration fluktuierender Einspeisung können dem Netzbetreiber auch Aufwand verursachen, dem eventuell keine adäquaten Anreize gegenüberstehen.

Das Projekt InteKoop hat untersucht, welche Formen der Organisation und der Stromnetzregulierung geeignet sein könnten, in Österreich dezentrale Stromeinspeisung zu unterstützen. Wir setzten dabei voraus, dass grundsätzlich Anreize für einen Zubau dezentraler Anlagen gegeben sind – z.B. durch Vergütungssätze, die eine ausreichende Investitionssicherheit bieten. Außerdem sind wir davon ausgegangen, dass ein hinreichendes ‚unbundling' gewährleistet, dass Netzbetreiber keine übermächtigen Interessen im Bereich der Erzeugung verfolgen.

Eine leitende Hypothese war, dass verschiedene gesetzliche und organisatorische Maßnahmen Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern fördern können. Durch sie können dann betriebswirtschaftliche wie auch volkswirtschaftliche Kosten reduziert werden und auch die Effektivität und Effizienz bestehender Förderinstrumente wie Einspeisevergütungen etc. verbessert werden. Damit würde eine entsprechende Stromnetzregulierung auf neuer gesetzlicher Basis zu einem Schlüsselelement von Strategien zur Förderung dezentraler Einspeisung und letztlich von Transitionen zu Energiesystemen der Zukunft.

2.3 Welche Vorarbeiten gibt es bereits zum Thema?

Die dezentrale Stromerzeugung und die Integration der Anlagen in die Stromnetze haben in den vergangen Jahren zu einer zunehmenden Anzahl von Forschungsprojekten geführt. Die meisten Projekte widmen sich technischen Fragestellungen. Einen Überblick über internationale Forschungsaktivitäten bieten Watson et al. 2003 und Leprich et al. 2005.

In Österreich wurde im März 2005 eine Studie der E-Control veröffentlicht, die wesentliche Aspekte dezentraler Stromerzeugung beschreibt (E-Control GmbH 2005a). Sie benennt das derzeitige Niveau dezentraler Einspeisung und die Aussichten für die nächsten Jahre. In Teilstudien wurden technische (Institut für elektrische Anlagen - TU Graz (Sakulin) 2004) und ökonomische Aspekte (Consentec 2004) behandelt. Mit diesen Dokumentationen und Thesen stehen nun wichtige Ausgangspunkte für eine Bewertung dezentraler Erzeugung im Österreichischen Kontext zur Verfügung. Von dieser Bestandsaufnahme ausgehend können die Potenziale dezentraler Erzeugung für die Lösung der Herausforderungen an die Netze untersucht werden, und Strategien für ihren optimalen und kostenoptimierten Ausbau entwickelt werden.

Nachdem die Diskussion um eine ökologischen Transformation des Stromsystems sich bisher stark auf Förderinstrumente für Erneuerbare Energien konzentriert hatte, erhält sie nun durch die explizite Betrachtung der dezentralen Einspeisung (die fossil befeuerte KWK einschließt,

und große Windparks auf Hochspannungsebene ausschließt) eine neue Wendung. Dezentrale Erzeugung kann – auch für Netzbetreiber, welche in unabhängigen Erzeugern von regenerativem Strom häufig ihre „natürlichen Feinde“ gesehen haben – zu einer Lösung des Problems werden. Derzeit wird die Diskussion häufig darüber geführt, *ob* dezentrale Anlagen zu einer Entlastung des Netzes, größerer Versorgungssicherheit und Netzstabilität beitragen können. Im Zuge dieser Diskussion wird jedoch immer klarer: Es kommt darauf an, *wo* die Anlagen in der Netztopographie platziert werden, und *wie* sie betrieben werden. Über geeignete Instrumente, welche den Ausbau in dieser Hinsicht optimieren könnten, sind jedoch bisher noch kaum Überlegungen dokumentiert.

Die Diskussion um Förderinstrumente kreiste um die Effektivität und statische und dynamische Effizienz von Förderinstrumenten, vor allem von Einspeisevergütungen, Quoten oder Ausschreibungsmodellen. Hier hat sich zunehmend gezeigt, dass es nicht ausreicht, die Förderinstrumente als solche zu vergleichen, sondern dass die konkreten Umsetzungsbedingungen ebenfalls eine wichtige Rolle spielen für den jeweiligen Erfolg dieser Instrumente. Zum Beispiel kann eine hohe Einspeisevergütung zwar förderlich sein. Ist sie allerdings vom Netzbetreiber zu tragen oder entsteht diesem ein hoher administrativer Aufwand bei der Verrechnung der Vergütung, hat er starke Anreize, den Anteil dezentraler Anlagen in seinem Netzbereich möglichst gering zu halten. In Österreich konzentrierte sich die Diskussion in letzter Zeit sehr stark auf die Fortsetzung des Ökostromgesetzes und in diesem Zusammenhang auf die Höhe und Dauer der in den Einspeisetarifverordnungen festgelegten Vergütungstarife.

Neben der Förderung von Stromerzeugung mit erneuerbaren Quellen, die vor allem mit den externen Effekten der fossilen Stromerzeugung begründet wird, wird auch zunehmend über den energiewirtschaftlichen Wert der dezentralen Erzeugung als solcher diskutiert. Dabei geht es zum einen um den Nutzen bzw. die Kosten solcher Anlagen und zum anderen darum, wie dieser Nutzen/ wie diese Kosten den Verursachern zugerechnet werden können. Dabei ist es wichtig, auch über die Anreizwirkungen zu diskutieren, die durch eine solche Zuordnung für die beteiligten Akteure entsteht und wie diese den Ausbau dieser Technologien fördert oder behindert.

Ein wichtiger Aspekt in der Diskussion um dezentrale Erzeugung sind die technischen Voraussetzungen für die flächendeckende Netzintegration solcher Anlagen. Hier geht es nicht nur um einen partiell eventuell notwendigen Ausbau von Netzen, sondern vor allem um informations- und steuerungstechnische Komponenten, sowie die Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistungskompensation bis hin zu innovativen Gesamtkonzepten wie MicroGrids, virtuellen Kraftwerken u.a.m. Auch diese technische Aspekte sollten jedoch nicht unabhängig von den Anreizen der Akteure und den Formen der Kooperation zwischen ihnen gesehen werden. Eine Systemoptimierung ist zwar einerseits eine technische Frage, erfordert aber andererseits, dass das Handeln der verschiedenen Akteure miteinander koordiniert wird. Speist eine dezentrale Anlage z.B. unabhängig von der jeweiligen Netzlast ins Netz ein, ist der Regelenergiebedarf höher, als wenn Netzlast und Einspeisung miteinander koordiniert würden. Eine solche Koordination erfordert - zumal in Zeiten des ‚unbundling[6]’- organisationsübergreifende Kooperation.

Österreich hat bereits heute einen überdurchschnittlich hohen Anteil an Erneuerbaren Energien und entsprechend große Erfahrungen mit vielen Aspekten dieser Technologien. Ein weiterer Ausbau wird aber vermutlich dennoch Entwicklungen und Probleme mit sich bringen, die bisher größtenteils unbekannt waren. Dies gilt vor allem dann, wenn zunehmend neue Akteure auftreten und ihre Anlagen an das Netz der großen Versorgungsunternehmen anschließen wollen. Zahlreiche Auseinandersetzungen um Anschluss- und Einspeisebedingungen, die z.B. in Deutschland im Zusammenhang mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) schon seit Jahren geführt werden und zum Teil von Gerichten entschieden wurden, stehen hierzulande

[6] Der Entflechtung des Sektors, mit dem bei Erzeugung und Handel von Strom marktförmige Bedingungen geschaffen werden sollen, welche nicht durch die ‚natürliche Monopolstellung’ von Netzbetreibern konterkariert werden.

möglicherweise noch aus. Die von E-Control in Auftrag gegebene Studie „Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich“ vom August 2003 (Consentec°/°IAEW°/°FGH 2003) liefert einen wichtigen Beitrag zur Debatte. Sie beschreibt die voraussichtliche Entwicklung der Ökostromeinspeisung differenziert nach Regionen und Technologien und untersucht die zu erwartenden Auswirkungen des Ausbaus insbesondere der Windenergie auf die Netze und deren Ausbaubedarf sowie auf den Regelenergiebedarf. Allerdings beschränkt sie sich darauf, die Auswirkungen zunehmender Einspeisung im gegebenen institutionellen Rahmen zu untersuchen, d.h. es wird z.B. nicht analysiert, wie der Regelenergiebedarf durch ein Einspeisemanagement oder eine Anpassung des Regelenergiemarkt-Designs reduziert werden kann,

Für das Projekt InteKoop konnte auf konzeptionelle Arbeiten im Rahmen verschiedener EU-Projekte zurückgegriffen werden. Vorrangig sind dies die beiden EU-Projekte „Sustelnet“ (5. Forschungsrahmenprogramm) und das derzeit (mit Beteiligung von IFZ und Öko-Institut) durchgeführte „DG GRID“ (EIE-Programm). Ziel dieser Projekte war bzw. ist es, Regulierungssysteme in Europa und ihre Auswirkungen auf die dezentrale Erzeugung zu vergleichen und Vorschläge zu erarbeiten, mit welchen Regulierungsmechanismen die dezentrale Erzeugung besser integriert werden kann.

2.4 Zielsetzung des Projektes InteKoop

Für die erfolgreiche Integration dezentraler Anlagen ist entscheidend, wie die Betreiber der Kraftwerke und die Betreiber der betroffenen Netze interagieren. Netzbetreiber können mit ihrem Verhalten wesentlich über den Erfolg dezentraler Anlagen mitentscheiden, denn sie gewähren und organisieren den Anschluss dieser Anlagen zu bestimmten Bedingungen an ihr Netz und sie sind auch für den Ausbau und den Betrieb der Netze zuständig, was aus Sicht dezentraler Anlagenbetreiber auf mehr oder weniger förderliche Weise geschehen kann.

Vor diesem Hintergrund lautete die Fragestellung des Projektes ‚Integration durch Kooperation’:

Welches sind die rechtlichen Rahmenbedingungen und die derzeitige Praxis der Einspeisung von Strom aus dezentralen Anlagen in Österreich?

Welche Anreizstrukturen bzw. organisatorischen **Hemmnisse** beeinflussen insbesondere das Kooperations- bzw. Konfliktverhalten von Anlagen- und Netzbetreibern im Zusammenhang mit dezentraler Einspeisung?

Welche Strategien können die verschiedenen Akteure (Netz- und Anlagenbetreiber, Regulierer) nutzen, um Kooperationsgewinne zu erschließen und so die Integration dezentraler Erzeuger bei minimalen Kosten zu verwirklichen?

Wie könnte der **gesetzliche Rahmen** und die Praxis der **Netz-(Tarif-)Regulierung** eine volkswirtschaftlich kostengünstige Integration dezentraler Potenziale fördern?

Als zentraler Punkt hat sich herausgestellt, dass die bisherigen Rahmenbedingungen (Anschlussbedingungen und Fördersituation) nicht nach Erfordernissen der Netzintegration und den möglichen Beiträgen dezentraler Erzeugung zum Netzmanagement unterscheiden. Aufgrund der ‚Förderphilosophie’ einheitlicher Tarife spiegelt sich die Netztopographie in keiner Weise in der zu erwartenden Rentabilität von Anlagen an verschiedenen Standorten wider. Es war deshalb zu untersuchen, ob (für die österreichischen Akteure) differenzierte Anreizsysteme denkbar sind, welche Standortentscheidungen von Anlagenbetreibern auf solche Standorte hin orientieren, an denen geringe Netzausbaukosten und netzentlastende Effekte erwartet werden können (locational signals). Außerdem wurden Möglichkeiten diskutiert, Anreize für Anlagenbetreiber zu entwickeln, ihre Möglichkeiten auszuschöpfen, zu Lastausgleich, optimierter Auslastung der Netze und verschiedenen Systemdienstleistungen beizutragen.

Auf der Basis internationaler Erfahrungen und Diskussionen wurden mit VertreterInnen aller zentralen Akteursgruppen die wesentlichen Probleme sowie Möglichkeiten verbesserter Kooperation und verbesserter Kooperationsbedingungen im Hinblick auf eine effiziente

Integration dezentraler Erzeugung in Österreich diskutiert. Auf dieser Basis wurden Handlungsempfehlungen für die Akteursgruppen formuliert und mögliche Weiterentwicklungen des rechtlichen Rahmens und der Regulierungspraxis im Sinne eines konsistenteren Anreizsystems aufgezeigt.

Mit den durch ExpertInnen-Interviews vorbereiteten Stakeholder-Workshops wurde erstmals eine Plattform für die Diskussion der Praxis und Rahmenbedingungen dezentraler Einspeisung in Österreich geschaffen. Die dabei neu entstandene Diskussionskultur und die übergreifende Perspektive wurde von den beteiligten Akteuren als sehr positiv und hilfreich beschrieben.

2.5 Einpassung in die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

Ergänzend zu technischen Grundlagen- und Machbarkeitsstudien hat das Projekt die *organisatorischen* und *institutionellen* Grundlagen dezentraler Einspeisung in Österreich untersucht und mit den Praxisakteuren Möglichkeiten geprüft, welche neuen technischen Möglichkeiten der dezentralen Erzeugung und Netzintegration im Sinne von „Energiesystemen der Zukunft“ künftig auf welche Weise organisatorisch umgesetzt werden können. Ausgehend von technisch-ökonomischen Problemwahrnehmungen (z.B. Spannungsanhebungen) wurden Hintergründe und Handlungsoptionen der verschiedenen Akteure mit diesen und unter ihnen diskutiert, und so ‚sozial robuste' Strategien für eine Integration höherer Anteile dezentraler Erzeugung identifiziert.

Die Verbesserung der Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreiber ist ein zentrales Element der Förderung der dezentralen Erzeugung von Strom, welche insbesondere die Erzeugung mittels Erneuerbarer Energien betrifft. Dadurch kann insbesondere auch die Effektivität und Effizienz bestehender Förderinstrumente verbessert werden. Durch die Verbesserung der Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreiber können betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Kosten reduziert werden.

Die Notwendigkeit zur verbesserten Kooperation ergibt sich u.a. aus der derzeitigen Liberalisierung des Strommarktes, die neuen Akteuren Zugang zum Markt geschaffen hat und die durch die Entflechtung des Stromnetzes von den anderen Stufen der Wertschöpfungsketten zwar Wettbewerb und größere Transparenz ermöglicht, gleichzeitig jedoch auch zu Koordinationsproblemen zwischen diesen Stufen und den unterschiedlichen Akteuren führen kann.

Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

Bei der Entwicklung nachhaltiger Energiesysteme kommt es nicht nur auf die Entwicklung einzelner ‚nachhaltiger' Technologien an, sondern insbesondere auf die Integration in nachhaltige Gesamtsysteme. Dies gilt besonders für die Integration neuer dezentraler Stromerzeugungstechnologien in das bestehende, ursprünglich eher zentral strukturierte Stromversorgungssystem. Die Art der Integration bestimmt über die ‚Nachhaltigkeitseffekte' neuer Technologien, genauso wie die Nachhaltigkeit des Gesamtsystems durch neue Technologien verändert wird. Die Entwicklung der Gesamtsysteme und ihre Nachhaltigkeit werden aber nicht nur durch technische Fortschritte bestimmt, sondern ganz entscheidend auch durch soziale Faktoren: wirtschaftliche Interessen, Nutzungsverhalten, Sicherheits- und Managementphilosophien usw.

Die Integration dezentraler Technologien in die Stromnetze erfordert unterschiedliche Innovationen: Strukturelle, soziale und technologische Innovationen, die aufeinander abgestimmt sein müssen. Inhalt dieses Projekts sind nicht-technische Innovationen.

Das Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber, welches dieses Projekt untersucht hat, ist eine der zentralen Schnittstellen zwischen neuen Akteuren und Technologien und dem bestehenden Energiesystem. Die Verbesserung der Kooperation zwischen diesen

beiden Akteuren ist ein wesentlicher Beitrag zu einer effizienten und nachhaltigkeitsorientierten Systemintegration vielversprechender Technologien.

Die Ergebnisse können so dazu beitragen, die Verbreitungschancen und Anwendungsmöglichkeiten neuer Technologien zu verbessern und fördern dadurch auch die weitere Technologieentwicklung.

Beitrag zu den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Das Projekt leistete Beiträge zu den folgenden Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung:

Das Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen wurde unterstützt, indem wesentliche Nutzungsbedingungen für Stromerzeugungstechnologien aus erneuerbaren Quellen untersucht wurden und konkrete Vorschläge zur Verbesserung dieser Nutzungsbedingungen erarbeitet wurden.

Das Projekt leistete einen Beitrag zum Effizienzprinzip, indem die Rahmenbedingungen für besonders effiziente Stromerzeugung (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) untersucht wurden, und Wege zu einer effizienten Integration in das Stromnetz identifiziert wurden. Sie tragen zu einer optimierten Nutzung der bestehenden Erzeugungs- und Netzkapazitäten bei.

Den **Prinzipien der Einpassung, Flexibilität, Adaptionsfähigkeit und Lernfähigkeit** wurde entsprochen, indem ein breites Spektrum von Akteuren mit je eigenen Sichtweisen und Interessen in die Lage versetzt wurde, eine integrative Problembeschreibung und Lösungsstrategien zu entwickeln.

2.6 Zur Gliederung des Berichtes

Nach einer Beschreibung von Ansatz und Methoden des Projektes im folgenden Kapitel 3, werden im vierten Kapitel alle Ergebnisse der verschiedenen Arbeitspakte zusammengefasst:

Neben einer Analyse der relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen (4.1) werden die in den ExpertInnen-Interviews und beim ersten Stakeholder-Workshop als zentral identifizierten Problembereiche beschrieben (4.2). Nach einer Betrachtung der z.T. spezifisch österreichischen Akteurskonstellationen (4.3) werden Regelungen und Debatten zur Integration dezentraler Stromeinspeisung in verschiedenen europäischen Ländern beschrieben und die Relevanz für Österreich diskutiert (4.4). Anschließend werden in vier Vertiefungsstudien jeweils Handlungsspielräume der Akteure innerhalb des gegebenen rechtlichen Rahmens sowie Möglichkeiten für eine Weiterentwicklung dieses Rahmens erörtert (4.5): Im Bereich der längerfristigen **Netzentwicklung;** im Zusammenhang mit dem **Anschluss** dezentraler Anlagen, im Hinblick auf **Spannungshaltung und Lastmanagement** und schließlich bei der Ermöglichung von **Marktzugängen.** Da sich im Verlauf des Projekts gezeigt hat, dass der Regulierung der Netze eine besondere Bedeutung für die Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreiber zukommt, wird in Kapitel (4.6) dargestellt, wie Dezentrale Erzeugung in den verschiedenen Phasen der Netzregulierung berücksichtigt werden kann. Die zentralen Handlungsempfehlungen an die einzelnen Akteursgruppen werden in Kapitel (4.7) zusammengefasst. Im letzten Kapitel (4.8) werden weitergehende Schlussfolgerungen aus den verschiedenen Ergebnissen gezogen.

3 Verwendete Methode und Daten

Das Projekt „Integration durch Kooperation“ hat untersucht, wie die Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern verbessert werden kann.

Dazu wurde zunächst der österreichische Regulierungsrahmen auf Kooperationsanreize bzw. Hemmnisse einer Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern untersucht.

Die konkreten Probleme der Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern im liberalisierten Strommarkt wurden in Interviews und Recherchen erhoben, in Fallbeispielen (Vertiefungsstudien) eingehend dargestellt und in zwei Workshops und bei anderen Veranstaltungen diskutiert.

Erfahrungen insbesondere aus Deutschland, England und Dänemark wurden daraufhin analysiert, wie dort die Kooperation zwischen diesen beiden Akteuren geregelt wird, und was von dortigen Erfahrungen und aktuellen Debatten im österreichischen Kontext genutzt werden kann.

Auf dieser Basis - und unter größtmöglicher Einbeziehung der genannten Akteure – wurden schließlich ‚sozial robuste’ Strategien für eine Integration höherer Anteile dezentraler Erzeugung identifiziert.

3.1 Methodik der Analyse rechtlicher Rahmenbedingungen

In einem ersten Arbeitsschritt wurden zunächst in einer eingehenden und sehr spezifischen Literatur-Recherche die verfügbaren Dokumente zu Rahmenbedingungen und Praxis von Netzzugang und Netznutzung für dezentrale Ökostromanlagen zusammengestellt und der Status Quo der für DE relevanten Regelungen in Österreich beschrieben.

Da sich die verfügbare Literatur zu den untersuchten Fragestellungen in Österreich – abgesehen von den gesetzlichen Primärtexten - als sehr begrenzt erwiesen hat[7], und zudem der rechtliche Rahmen derzeit starkem Wandel unterliegt (die Fortsetzung des Ökostromgesetzes etwa war während des gesamten Projektzeitraumes offen) kam der Erhebung aktueller Daten und individueller Interpretationen in Interviews und Gruppendiskussionen eine noch größere Bedeutung zu. Die Darstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen (Kapitel 4.1 und Anhang E) stellt daher ein internes Arbeitsergebnis von beschränkter Haltbarkeitsdauer dar (Stand Ende 2005). Die zentralen Ergebnisse, die auch eine Grundlage der weiteren Arbeit waren, sind im Kapitel 4.1 zusammengefasst.

3.2 Methodik für Erhebung & Analyse von Akteurskonstellationen

Mit Hilfe von leitfadenbasierten Interviews mit Akteuren (Netzbetreibern, Planer- und BetreiberInnen von Ökostromanlagen, VerbandsvertreterInnen und RegulierungsexpertInnen) wurde die jeweilige Problemwahrnehmung zu den Herausforderungen, der Anreizstruktur und den Handlungsmöglichkeiten der Kooperation sowie zur Regulierungssituation erhoben. Die meist 1- bis 2-stündigen ExpertInnen-Interviews orientierten sich an einem Leitfaden (s. Anhang zum 1. Zwischenbericht), der auf Basis der Primärquellenanalyse (ElWOG, Ökostromgesetz, etc.), verschiedener Studien, Presseberichte und informeller Gespräche erstellt wurde und die in AP1 identifizierten Problembereiche besonders berücksichtigte. Sie unterschieden sich allerdings stark in ihrer Schwerpunktsetzung - in Abhängigkeit von der Perspektive der

[7] Ein Großteil der Publikationen zu den Bedingungen erneuerbarer Energien beschäftigt sich mit direkten Förderinstrumenten wie der Einspeisevergütung oder anderen Instrumenten. Aktuell dominiert verständlicherweise die Diskussion zur Novellierung des Ökostromgesetztes. Integration und Kooperation und die Konsequenzen der Netzregulierung für die dezentrale Erzeugung sind hingegen noch kaum behandelt worden.

Interviewten (Anlagenbetreiber, VNB, ÜNB, VerbandsvertreterInnen etc.). Die Transkripte dieser Interviews wurden mit Hilfe der Software Atlas.ti codiert und analysiert.

Als besonders fruchtbar hat sich ein diskussionsähnlicher Interview-Stil erwiesen, bei dem InterviewpartnerInnen auch zu Aussagen aus vorangegangenen Interviews (insbesondere solche von VertreterInnen anderer Akteursgruppen) oder zu bestimmten Argumentationen in der internationalen Diskussion befragt wurden.

Erfreulicherweise ist es sehr gut gelungen, Zugang zu relevanten InterviewpartnerInnen zu bekommen, so dass in allen Akteursgruppen ausführliche Interviews geführt wurden. Die befragten Personen haben ein sehr großes Interesse an der Fragestellung gezeigt. Die Beschäftigung mit dem konkreten Themenfeld war in vielen Fällen allerdings bisher partiell.

Zusätzlich zu den ExpertInneninterviews wurden erste Projektergebnisse am 22. Juni 2005 auch im Arbeitskreis „Power Quality“ des VEÖ in Wien präsentiert und diskutiert.

Anders als erwartet, wurden bei den Befragungen kaum Beispiele besonders kooperativen bzw. konflikthaften Verhaltens genannt. Dies könnte im Falle von Konflikten darauf zurück zu führen sein, dass die Interviewten ihre Beziehungen zu den zu nennenden Partnern nicht durch die (quasi öffentliche) Erwähnung von Konflikten belasten wollen. Da bei den Interviews aber ansonsten eine sehr vertrauensvolle Atmosphäre erreicht werden konnte, und das ‚Schulterzucken’ auch bei der Frage nach positiven Beispielen erfolgt, liegt vor allem der Schluss nahe, dass die Praxis in den Netzbereichen unterschiedlicher Netzbetreiber sich nicht substanziell und systematisch, - d.h. leicht benennbar - unterscheidet, sondern in einem vergleichbaren Rahmen bewegt.

Erklärbar ist die Zurückhaltung bezüglich kooperativer oder konfrontativer Praxis vor allem aber dadurch, dass die Praxisakteure die individuell nutzbaren Spielräume *innerhalb* der gegebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen übereinstimmend für sehr begrenzt erachten. Dies wurde neben den Interviews auch beim 1. Stakeholder-Workshop deutlich sichtbar, als trotz einer starken Konzentration des Ablaufes und der Moderation auf diesen Bereich, sich die Akteure immer wieder dem von ihnen als entscheidender angesehenen Bereich der rechtlichen Rahmenbedingungen und der angewandten Regulierungsformel zu wandten.

Dennoch konnten in allen Schwerpunktbereichen auch untergesetzliche, ‚weiche’ Maßnahmen identifiziert werden: Kooperationsmöglichkeiten von Anlagenbetreibern und Netzbetreibern *innerhalb* des bestehenden Regulierungsrahmens, welche (bei einer dem Ökostromgesetz ähnlichen Anreiz-Situation) zu einer kostengünstigeren und weiterreichenden Integration dezentraler Quellen führen könnte, wie insbesondere im Kapitel 4.5 ausgeführt wird.

3.3 Zur Analyse internationaler Erfahrungen

Die internationalen Fallstudien wurden parallel zur Problemanalyse durchgeführt und haben diese unterstützt. Es hat sich gezeigt, dass es wichtig ist, die Untersuchung der Integration dezentraler Erzeugung in Österreich in die sehr umfangreiche und vielfältige internationale Diskussion und Praxis zu diesem Thema einzubetten. Auch die Fokussierung auf Dänemark, Deutschland und Großbritannien hat sich dabei als fruchtbar erwiesen. Zwar verfügte Deutschland bis Juli 2005 nicht über eine Regulierungsbehörde für die Stromnetze und ist damit in einigen Fragen, z.B. der Durchsetzung der Anschlusspflicht für dezentrale Anlagen, hinter Österreich zurück. Dennoch finden sich auch hier einzelne Elemente, die für Österreich interessant sein können, z.B. das Entgelt für vermiedene Netznutzung oder die Entwicklung eines Erzeugungsmanagements. Neben den nationalen Erfahrungen in diesen Ländern wurde auch die Entwicklung auf europäischer Ebene in die internationale Analyse miteinbezogen.

Die Ergebnisse der Länderstudien wurden im weiteren Projektverlauf den PraxispartnerInnen in Österreich vorgestellt, um deren Einschätzung der international diskutierten und praktizierten Lösungen und ihrer Übertragbarkeit auf Österreich zu erhalten. Insbesondere bei den beiden Workshops wurden ausgewählte Aspekte vorgestellt und diskutiert (hybrid incentive in UK,

Erzeugungsmanagement und Entgelt für vermiedene Netznutzung in Deutschland, Ergebnisse des Projekts „DENSAN“ in Deutschland).

Die Länderstudien stützen sich vor allem auf vorhandene Literatur und Projektergebnisse (u.a. Sustelnet und EiE - DG-Grid). Diese wurden ergänzt durch einzelne Gespräche mit ExpertInnen aus den jeweiligen Ländern (siehe Anhang A) und zusätzliche Literaturrecherchen.

3.4 Zur Methodik der Vertiefungsstudien

Nachdem die ExpertInnen-Interviews im Hinblick auf anschauliche Beispiele besonders kooperativen oder unkooperativen Verhaltens bei der Netzintegration nicht ergiebig waren, konnte diese auch nicht im Sinne einer ‚Best Practice' -Betrachtung in Form von Fallstudien aufbereitet werden. Die Handlungsspielräume hängen, wie immer wieder betont wurde, stark von der gesetzlichen Anreizsituation und der Regulierungspraxis ab, also bundesweit einheitlichen Rahmenbedingungen. Es komme zwar sehr darauf an, welche Einstellung einzelne Mitarbeiter zu dezentraler Einspeisung oder erneuerbaren Energien haben, doch die Unternehmen lassen sich diesbezüglich nicht in Kategorien einteilen, abgesehen davon, dass es vielfach als vorteilhaft beschrieben wurde, wenn Netzbetreiber bzw. verbundene Unternehmen bereits Erfahrungen mit der Integration dezentraler Anlagen gemacht haben (möglichst sogar in der Rolle des Anlagenbetreibers). Auch die sehr unterschiedliche Größe der Netzbetreiber hat sich für eine solche Kategorisierung hingegen als nicht geeignet erwiesen.

Trotz dieser Wahrnehmung seitens der Akteure konnten in allen identifizierten Schwerpunktbereichen auch untergesetzliche, ‚weiche' Maßnahmen bzw. Kooperationsformen identifiziert werden, mittels derer Anlagenbetreiber und Netzbetreiber *innerhalb* des bestehenden Regulierungsrahmens zu einer kostengünstigeren und weiterreichenden Integration dezentraler Quellen beitragen können. Diese wurden gemeinsam mit Überlegungen zur Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens bei den Workshops verifiziert und in vier Vertiefungsstudien (Kapitel 4.5) eingehend dargestellt.

3.5 Zur Methodik der Stakeholder Workshops

Um eine Vertiefung der Diskussion und auch einen direkten Austausch der Akteure untereinander zu ermöglichen, wurden die ExpertInnen-Interviews durch zwei ganztägige Stakeholder-Workshops ergänzt.

Beim ersten Workshop für Fachleute von Netz- und Anlagenbetreibern (am 19.10.2005) stand der Austausch über Probleme der Integrationspraxis, Möglichkeiten zur Erweiterung von Handlungsmöglichkeiten und Anforderungen an kooperationsfördernde Rahmenbedingungen im Vordergrund, eine gemeinsame Problemanalyse also. Von zentraler Bedeutung war dabei die Problemwahrnehmung der Verteilnetzbetreiber, was eine herausragende Stellung insbesondere der Vertreter größerer Unternehmen gerechtfertigt hat.

Der Abschluss-Workshop am 3.2.06 war der Diskussion und Weiterentwicklung der Handlungsempfehlungen an die verschiedenen Akteursgruppen gewidmet.

Auf Basis der Kontakte, die durch die Interviews hergestellt worden sind, und mit Unterstützung durch die einschlägigen Verbände (sowohl VEÖ wie VÖEW, IG-Windkraft, BV-PV u.a.) konnte eine sehr qualifizierte Teilnahme gesichert werden. Zum zweiten Workshop wurde auch die Regulierungsbehörde E-Control eingeladen, worauf zwei Vertreter intensiv an den Diskussionen teilgenommen haben.

Insbesondere beim ersten Workshop wurde auf einen informellen Charakter geachtet, der eine offene Aussprache ohne ständige Rücksicht auf offizielle Positionen erlaubt hat. Zentrale Aufgabe bei der Vorbereitung und Moderation des Workshops war es, eine respektvolle Atmosphäre zu schaffen, die von einem gemeinsamen ‚Lernziel' und einer wohlwollenden und kritischen Prüfung aller geäußerten Ideen und Standpunkte geprägt war. So wurde es möglich, bisher unausgesprochene oder z.T. von strategischen Argumenten überdeckte Erwartungen

und Wahrnehmungen zentraler Akteure kennen zu lernen und in die Entwicklung von Lösungsvorschlägen einfließen zu lassen. Darüber hinaus musste die Diskussion durch eine kompakte Präsentation von Fakten, Fragestellungen und internationalem Diskussionsstand angeregt und strukturiert werden. Die Dokumentation der Diskussionen in einem Protokoll, das die TeilnehmerInnen nach den Workshops zur Prüfung übermittelt bekamen, haben neben geringfügigen Ergänzungen ausschließlich sehr positive Rückmeldungen ausgelöst.

3.6 Schlussfolgerungen zur gewählten Methodik

Der positive Verlauf und die Ergebnisse von ExpertInnen-Interviews und Workshops, sowie die positiven Rückmeldungen von Seiten der beteiligten Praxisakteure belegen, dass die gewählte Methodik der Fragestellung und dem Forschungskontext angemessen war und positive Ergebnisse erzielt werden konnten.

Die Umsetzbarkeit der entwickelten Handlungsempfehlungen und der aufgezeigten Entwicklungsmöglichkeiten bei den rechtlichen Rahmenbedingungen wird sich erst in der Zukunft erweisen. Die gesamten Wirkungen des Projektes sind schon deshalb derzeit noch nicht abzuschätzen. Sie bestehen außerdem – neben den konkreten Vorschlägen, die (abhängig von vielen auch externen Faktoren) mehr oder weniger umgesetzt werden können – vor allem aus nicht messbaren Veränderungen in der Problemwahrnehmung der beteiligten Akteure sowie in ihrem Wissen um die Problemwahrnehmung anderer Akteure und um Lösungsmöglichkeiten.

Der Verlauf und die Ergebnisse des Projektes bestätigen jedenfalls, dass es sehr sinnvoll und mit einem sehr begrenzten Budget möglich war, eine unabhängig moderierte Diskussionsplattform zu der aktuellen Frage zu schaffen, wie die Integration dezentraler Stromeinspeisung kostengünstig möglich ist.

Die beschriebene Gesamtmethodik des Projektes erscheint vor allem für solche Fragestellungen geeignet, bei denen einschlägig betroffene Akteure sich der Tatsache bewusst sind, dass rein disziplinäre Lösungsansätze (etwa der Ingenieurswissenschaften, der Rechtswissenschaften oder der Ökonomie allein) nicht zu einer befriedigenden Lösung führen werden, dass eine Kooperation von sehr unterschiedlich sozialisierten Akteuren notwendig ist, und dass z.B. im Ausland relevante Diskussionen geführt werden, welche den Akteuren jedoch nicht im Detail bekannt sind.

Nachdem sich eine ähnliche Methodik bereits in der Begleitforschung zur Programmlinie ‚Fabrik der Zukunft' bewährt hat (Projekt ‚Transition zu nachhaltigen Produktionssystemen' 2003-2005), bestätigen die vorliegenden Ergebnisse erneut, dass Begleitforschung der beschriebenen Art einen wichtigen Beitrag zu Programmen nachhaltigkeitsorientierter Technikentwicklung leistet. Die Methodik sollte daher zur Beantwortung weiterer Fragestellungen im Rahmen des Programmes ‚Nachhaltig Wirtschaften' genutzt und weiterentwickelt werden. Damit können gleichzeitig der Erfolg der Programmlinien weiter unterstützt und wesentliche Beiträge zur Entwicklung einer transdisziplinären Methodik für nachhaltigkeitsorientierte Technikgestaltung ermöglicht werden.

4 Ergebnisse des Projektes und Schlussfolgerungen

Im folgenden vierten Kapitel werden die Ergebnisse des Projektes ‚Integration in Kooperation' zusammengefasst. Zunächst werden die rechtlichen Rahmenbedingungen dargestellt, welche für die Integration von DE in Österreich wesentlich sind. Dabei wird ein Schwerpunkt auf jene Punkte gelegt, welche insbesondere für die Kooperation von Erzeugern und Netzbetreibern förderlich oder hinderlich sind (Kapitel 4.1).

Auf dieser Basis, und auf der Grundlage von Interviews mit einigen VertreterInnen der verschiedenen Akteursgruppen werden dann in Kapitel 4.2 die Problemstellungen herausgearbeitet, welche einerseits als wichtig erachtet werden und wo andererseits auch beginnende Diskussionen in Österreich oder Europa Lösungsmöglichkeiten andeuten.

Fruchtbar erscheinende Anregungen aus dem europäischen Ausland werden in Kapitel 4.4 zusammenfassend dargestellt, bevor in Kapitel 4.5 in vier Vertiefungsstudien jeweils Handlungsmöglichkeiten a) innerhalb des gegebenen rechtlichen Rahmens wie auch b) im Hinblick auf dessen Weiterentwicklung dargestellt werden.

Das für eine vermehrte Integration von DE als besonders wichtig erkannte Themenfeld der Netztarifregulierung wird in Kapitel 4.6 vertieft und zum Teil detaillierte Handlungsmöglichkeiten in diesem Bereich aufgezeigt. Im folgenden und letzten Unterkapitel 4.7 werden verschiedene andere Handlungsempfehlungen aufgegliedert nach ihren Adressaten zusammengefasst.

4.1 Die rechtlichen Rahmenbedingungen für DE in Österreich

Die Anreizsituation für dezentrale Einspeisung in Österreich besteht aus einem heterogenen Konglomerat zum Teil widersprüchlicher Anreize, die zu verschiedenen Zeiten und mit unterschiedlichen Zielsetzungen eingeführt wurden. Zu dieser Heterogenität hat sicher beigetragen, dass das Thema ‚Dezentrale Erzeugung' erst in den letzten Jahren auf nationaler und europäischer Ebene politisches Gewicht erlangt hat. Bis dahin wurde der Strommarkt primär aus der Perspektive der Liberalisierung sowie der Einführung erneuerbarer Energien betrachtet.

Eine große Chance, wie auch eine große Herausforderung besteht darin, die größten Widersprüche und Reibungsverluste in diesem Anreizsystem zu beseitigen, und so zu einer einigermaßen kohärenten Politik und effizientem Mitteleinsatz zu gelangen. Dazu gehört mit hoher Priorität die Beseitigung von Reibungsverlusten bei der Netzintegration dezentraler Anlagen, welche den Einsatz von Mitteln zur Förderung beispielsweise von erneuerbarer Stromgewinnung ineffizient werden lässt.

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive und langfristig sind dabei große Kosteneinsparungs-Potenziale zu erwarten. Gelingt es, die Vorteile kosteneffizienter Netzintegration durch entsprechende Marktgestaltung und Regulierung so unter den Betroffenen zu verteilen, dass sie alle in Summe Vorteile von einer Steigerung vermehrt dezentraler Einspeisung haben, dann besteht eine Chance, dass auch die verschiedenen technischen und nicht-technischen Hindernisse überwunden werden können.

Die österreichische Situation war während des gesamten Projektzeitraumes von großen Unsicherheiten bezüglich der künftigen gesetzlichen Basis bzw. Anreizsituation für den Bau von dezentralen Kraftwerken geprägt (insbesondere bezüglich des Ökostromgesetzes d.h. für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und aus Kraft-Wärme-Kopplung). Diese Unsicherheiten haben sowohl konkrete Zubau-Planungen als auch die Debatten um eine künftige Weiterentwicklung von Anreiz- und Organisations-Strukturen behindert.

Die Novellierung des österreichischen Ökostromgesetzes - eine Mindestpreisgarantie zur Förderung regenerativ erzeugten Stromes – ist seit Ende 2004 überfällig. Für viele Bereiche der regenerativen Stromerzeugung war im Novellierungsentwurf von Mitte 2004 (ElWOG Änderung 2004) nach Auffassung von Anlagenbetreibern keine ausreichend langfristige

Vergütung und Investitionssicherheit mehr gewährleistet. Marktbeobachter gingen daher davon aus, dass aufgrund dieser Novellierung der weitere Ausbau regenerativer Stromerzeugung zum Erliegen kommen würde. Die in 2003 und 2004 gültige Fassung des Ökostromgesetzes hingegen hatte das politische Ziel eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung in einigen Sparten erreicht. Insbesondere bei der Windkraft war ein hohes Wachstum zu verzeichnen. Gerade dieser Erfolg führte jedoch zu einer breiten politischen Allianz von Freiheitlicher Partei bis SPÖ, von der Industriellenvereinigung bis zur Arbeiterkammer, die eine Fortschreibung des bewährten Ökostromgesetzes mit dem Argument bekämpft haben, es belaste private Haushalte und Unternehmen durch die Umlage der Förderbeträge zu sehr.

Gleichzeitig hat sich Österreich im Zusammenhang der europäischen Energiepolitik verpflichtet, den Anteil regenerativer Stromerzeugung im Lande bis 2010 auf über 78 Prozent zu erhöhen. Es stellt sich also mit noch größerer Dringlichkeit die Frage, ob es weitere Maßnahmen gibt, welche die Erreichung dieser Ziele bei geringen Kosten und entsprechend reduziertem politischen Widerstand erleichtern könnten.

Während das Ökostromgesetz auf die Förderung der Kraftwerke über die Vergütung pro erzeugter Kilowattstunde setzt, hängt der weitere Ausbau der dezentralen Erzeugung auch davon ab, ob die Netzbetreiber Anreize haben, das Netz so weiterzuentwickeln, dass dezentrale Erzeugung zu geringen Kosten integriert werden kann. Da die Netzbetreiber aufgrund ihrer natürlichen Monopolstellung ohnehin staatlich reguliert werden, kommt der konkreten Ausgestaltung dieser Regulierung auch im Hinblick auf dezentrale Erzeugung eine große Bedeutung zu.

Stattgefunden hat eine einschneidende Veränderung des Regulierungssystems: Zu Beginn des Jahres 2006 wurde in Österreich auf eine Anreizregulierung der Netznutzungstarife umgestellt.

Auf der Basis einer Primärquellenanalyse von Gesetzes- und Verordnungstexten, von Pressemeldungen und aufgrund von ersten Interviews mit ExpertInnen aus den Bereichen Betrieb und Planung dezentraler Erzeugungsanlagen (Biomasse, Wind, Wasser, PV), dem Netzbetrieb und der Regulierungsbehörde E-Control, wurden die zentralen rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen dezentraler Einspeisung in Österreich in einem 11-seitigen Arbeitsdokument(siehe Anhang E) dokumentiert. Dabei wurde eine Gliederung der vielfältigen Aspekte in Anlehnung an die verschiedenen Phasen der Netzintegration vorgenommen: Zunächst werden **politische Rahmenbedingungen** beschrieben, die durch die europäische und österreichische Wettbewerbs- und Energiepolitik vorgegeben sind (Liberalisierung, Unbundling, Förderung erneuerbarer Quellen, Versorgungssicherheit). Generelle Aspekte, welche die **langfristige Entwicklung des Stromnetzes** in Richtung höherer Toleranz für DE betreffen (Netzplanung und Erzeugungsportfolio) werden unterschieden von Fragen des **physischen Netzanschlusses,** den konkreten Schnittstelle zwischen Netz und Anlagen (Anschlusskosten, Platzierung der Anlagen, evt. erforderlicher Netzausbau). Unter der Überschrift **Marktzugang** werden jene Aspekte subsumiert, welche die ökonomische Verwertung der Einspeisung auf den Energiemärkten (Bandstrom, Spitzenstrom, Regelenergie etc.) betreffen. Der größte Teil von Regelungen betrifft schließlich den **Betrieb von Anlage und Netz** in ihrem Zusammenspiel (Systemnutzungstarife, Engpassmanagement, etc.).

4.1.1 Politische Rahmenbedingungen

Liberalisierung und Unbundling

Das ‚legal unbundling' wie es die EU-Richtlinien vorsehen, wurde in Österreich auf Grundlage der Novellierung des ELWOG realisiert. Die Unternehmensteile, die sich mit dem Netzbetrieb beschäftigen, sind ausgegründet worden, z.B. die Austrian Power Grid APG aus der Verbund AG. Es ist jedoch weiterhin von engen Kontakten und regem Informationsaustausch auszugehen.

In einigen Fällen wurde der Verdacht geäußert, dass Netzbetreiber verbundenen Unternehmen auf der Erzeugungsseite Vorteile verschaffen, etwa durch exklusive Informationen für die

Planung von Windkraft-Standorten. Solch informell verschaffte Vorteile sind insbesondere im Zusammenhang mit kleineren Anlagen, bei denen z.B. die Auftragsvergabe wenig transparent erfolgt, sicherlich schwer auszuschließen. Durch die Verschärfung der Regeln zum ‚unbundling' (ElWOG 2004) und eine Verfolgung von Beschwerden durch die E-Control GmbH sollte diese Praxis jedoch in einem für alle Marktpartner tolerablen Bereich zu halten sein. Z.B. könnte eine Priorisierung von Netzanschlussgesuchen nach Eingang der Anfragen (und Größenklasse bzw. Typ) an den Netzbetreiber vorgenommen werden.

Weitere Interessensüberschneidungen sind denkbar bei Netzbetreibern und verflochtenen Anbietern von Regelenergie. Auch hier, etwa beim Intraday-Handel, zeichnet sich der Österreichische Markt durch wenig Transparenz aus (Wager 2005, Wawer 2005).

Förderung Erneuerbarer /dezentraler Stromerzeugung

Das Ökostromgesetz als Hauptförderinstrument in Österreich befindet sich derzeit in einer Novellierungsphase. Die Ökostromgesetz Regierungsvorlage 2004 ist Ende 2004 jedoch im Parlament gescheitert. Nachdem absehbar ist, dass die Deckelungen der Förderung bald erreicht werden, (bei PV ist dies schon seit langem der Fall), hat sie vorgesehen, die garantierten Einspeisetarife zu senken oder (für Wind) zugunsten von Ausschreibungsrunden abzuschaffen. Die Branche prognostizierte einen vollkommenen Ausbaustopp, wenn dies in der geplanten Form verabschiedet worden wäre.

Als besondere Problembereiche der Integration (Hemmnisse) bzw. als sehr vielversprechende Bereiche für zu schaffende Anreize wurden folgende Aspekte identifiziert:

4.1.2 Anreize zur langfristigen Entwicklung der Netzstruktur für steigende Anteile von DE

Bisher spiegelt sich die Netztopographie in keiner Weise in der zu erwartenden Rentabilität von Anlagen. Es ist zu prüfen, in welcher Form Standortentscheidungen von Anlagenbetreibern auf *solche* Standorte hin orientiert werden können, an denen geringe Netzausbaukosten bzw. netzentlastende Effekte erwartet werden können (locational signals).

In § 4 des ElWOG 2002 werden den Netzbetreibern „Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse" zugeordnet. Neben der „diskriminierungsfreie[n] Behandlung aller Kunden eines Netzes" ist explizit die „Abnahme elektrischer Energie aus Erzeugungsanlagen, in denen die erneuerbaren Energieträger eingesetzt werden" eingeschlossen. §6 lautet: „Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass Elektrizitätsunternehmen als kunden- und wettbewerbsorientierte Anbieter von Energiedienstleistungen nach den Grundsätzen einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen sowie eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarktes agieren". Aus dieser allgemeinen Aufgabendefinition - und der grundsätzlichen Präferenz erneuerbarer Energiequellen - ergibt sich auch die Verpflichtung das Netz den Erfordernissen entsprechend auszubauen. Es werden jedoch keine weiteren Aussagen getroffen, etwa über welchen Zeitraum vorausschauende Planungen angestellt werden müssten.

Die Sozialisierung der Netzausbaukosten ist eine besonders heikle Angelegenheit: Grundsätzlich sind bei konsequenter Umsetzung des Unbundling Kosten für den Ausbau der Netzinfrastruktur vom Netzbetreiber zu tragen und über Netztarife zu sozialisieren und nicht wie derzeit üblich über die Einspeisetarife abzugelten. Werden eventuell notwendige Netzausbaumaßnahmen dem Netzbetreiber überantwortet, und somit auf die Netznutzungsentgelte umgelegt, kann dies allerdings zu regionalen Disparitäten beim Endpreis führen. Außerdem sind damit für die Anlagenbetreiber keinerlei locational signals verbunden. Werden die Kosten den Erstellern bzw. Betreibern zugeordnet, und damit in die Anlagenkosten aufgenommen, so stellt dies zwar ein locational signal dar, dies wird aber durch die Investitionsentscheidungen des Netzbetreibers und anderer Anlagen im entsprechenden Netzabschnitt überlagert, so dass erneut Ungerechtigkeiten und ein ‚first mover disadvantage' resultieren. Wird die Frage des Netzausbaues aber nicht geregelt, so wird dies einen weiteren

Ausbau dezentraler Erzeugung über das erreichte Maß aufgrund der österreichischen Netzverhältnisse sehr erschweren bzw. verhindern. Ein Mittelweg, etwa pauschal erhobene relativ hohe Netzzutrittsentgelte, verbindet die Nachteile der oben beschriebenen Optionen: er verhindert locational signals, belastet aber die dezentralen Anlagen mit den Kosten langlebiger Netzinfrastruktur.

Die Form der Anschluss-Gesetzgebung zum Ökostromgesetz und weitere Ausbauziele sind derzeit nicht einschätzbar. Es gibt daher auch für Netzbetreiber keine gesetzliche Grundlage, die eine vorausschauende Entwicklung der Stromnetze einfordern würde, etwa im Hinblick auf einen weiter steigenden Anteil dezentraler Erzeugung - jenseits der bis Ende 2004 genehmigten Anlagen, die in den nächsten Jahren ca. 7% Regenerativstrom ohne Wasserkraft einspeisen werden (Schätzungen der E-Control Anfang 2005).

Die Berücksichtigung der abschätzbaren Netzanforderungen und Systemleistungen von DE-Anlagen bei der Netzplanung könnte Gegenstand eines obligatorischen Berichtswesens werden (z.B. als Voraussetzung einer Lizenz). Die EU-Richtlinien deuten bereits ordnungsrechtliche Möglichkeiten in dieser Richtung an.

4.1.3 Anreize zur Kooperation beim Netzanschluss

Der Beitrag von DE zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität hängt sehr stark vom Portfolio der Anlagen unterschiedlicher **Einspeisecharakteristik** und der **Platzierung** der einzelnen Anlagen in der Netztopographie ab (VerbraucherInnennähe etc.) sowie von der Art, in der sie betrieben werden (Regelung, Blindleistungseinspeisung bzw. Bezug etc.). Insbesondere die **Netzebene** der Einspeisung und die genaue Platzierung des **Anschlusspunktes** ist Landessache und wird in den Verhandlungen um den (physischen) Netzanschluss bestimmt.

Die für einen Anschluss **notwendigen Informationen** (Netzpläne, Kostenschätzungen) würden die Netzbetreiber in der Regel zeitgerecht zur Verfügung stellen. Bei konkurrierenden Anträgen um begrenzte Netzkapazitäten ist jedoch kein standardisiertes und transparentes Verfahren gegeben. Über Streitfälle und Gerichtsverfahren über Zugangsverweigerungen bzw. zur Kostenallokation mit potentiellen Anlagenbetreibern berichtete beispielsweise Grießner 2004 im Standard.

Die **technischen Anschlussbedingungen** und Standards, wie sie in „Technische und Organisatorische Regeln (TOR)“ definiert sind (siehe www.E-Control.at) werden in der Regel nicht als zentrales Hindernis von dezentraler Erzeugung angesehen.

Die oft nicht sehr **transparente** und nicht immer verursachungsgerechte **Kostenallokation** bei den Netzanschlüssen **erschwert** aber sicherlich das Erschließen von **Kostensenkungspotenzialen** sowohl bei den Netz- als auch bei den Anlagenbetreibern.

Für die Anlagenplaner und -Betreiber wäre es eine große Entlastung, wenn das **Netzanschluss-Verfahren planbarer** gestaltet werden und redundante Kosten vermieden werden könnten. Ein transparentes oder von neutraler Seite geführtes **Verzeichnis von Netzanschluss-Begehren** könnte beispielsweise mehr Planungssicherheit geben.

Eine langfristige Ausbauplanung kann nur in Kooperation der Anlagenplaner mit dem Verteilnetzbetreiber (eventuell unter Zuziehung des Übertragungsnetzbetreibers) stattfinden. Auch die Infrastruktur für eine mögliche Steuerung von einzelnen Anlagen (für lastabhängige Abschaltung oder gar Regelung) stellt eine gemeinsame Aufgabe und entsprechend ein Feld für kooperatives Handeln dar.

Insbesondere bei sehr kleinen und verbraucherInnennahen Anlagen (z.B. PV-Anlagen), bei denen eine Lastumkehr (Einspeisung überwiegt die Verbraucher auf der Niederspannungsebene) praktisch ausgeschlossen werden kann, sind als Honorierung der hier unbestreitbaren Netzentlastung pauschale, Transaktionskosten reduzierende (Bonus-)Regelungen zu prüfen. Denn Einsparungen an Transaktionskosten, beispielsweise für ein vereinfachtes Mess- und Abrechnungsverfahren, wirken sich bei kleinen Anlagen schnell verhältnismäßig stark aus.

4.1.4 Zugang zu Energie- und Service-Märkten

Ein wichtiges Thema beim Marktzugang ist die Behandlung der dezentralen Anlagen beim Lastausgleich. Bisher sind sie grundsätzlich nicht einbezogen, d.h. Potenziale zur Einspeisung von Spitzenlaststrom und zu verschiedenen Netzdienstleistungen (z.B. Spannungs- und Blindleistungsmanagement etc.) liegen brach. Die möglichen Systemdienstleistungsbeiträge verschiedener Anlagentypen und –Konstellationen sind bislang nicht einmal untersucht, geschweige denn in der Praxis realisiert worden.

Die Ausgestaltung des Regelenergie-Marktes ist derzeit sehr hochschwellig (Marktzugang, Mindestgebot 10 MW-Blöcke über mehrere Stunden) und wenig transparent. Dezentrale Erzeuger sind dadurch komplett ausgeschlossen. Selbst bei einer Bündelung ihrer Erzeugung wären sie bei derzeitigen Marktbedingungen nicht in der Lage zu bieten.

Das Ökostrom-Bilanzmanagement ohne Zugang zu einem Intra-day-Handel scheint derzeitige technische Möglichkeiten nicht auszuschöpfen. Die Kosten für den daraus resultierenden sehr hohen Bedarf an Regelenergie werden großteils über das Ökostrombudget den EndKundInnen aufgebürdet.

Gerade bei Biogasanlagen und KWK-Anlagen bestünden jedoch relativ günstige Möglichkeiten, steuerbare Spitzenkapazitäten aufzubauen. PV-Anlagen bieten bei netzunabhängigen Wechselrichtern darüberhinaus Möglichkeiten eines Blindstrom-Managementes.

Die vertraglich vereinbarte Ab-/Zuschaltung von Anlagen(-Gruppen) in einer bestimmten Rangordnung bzw. nach transparenten Regeln könnte einen Übergang zu einer vollen Teilnahme am Regelenergiemarkt darstellen.

Die Netzbetreiber können sie dezentrale Einspeiser möglicherweise bei der Bündelung ihrer Erzeugung unterstützen. Aufgrund des Unbundling-Gebotes können sie zwar nicht selbst als Anbieter aggregierter Leistungen auftreten, aber sie könnten bei entsprechenden Anreizen eventuell Bündelungsprozesse initiieren und koordinieren.

Der derzeitige hohe Bedarf und die Kosten für Regelenergie könnten so durch eine Umgestaltung des Regelenergiemarktes und Kooperationen zwischen DE und Netzbetreibern gesenkt werden. Dadurch würde eine strukturelle Einschränkung des Beitrages dezentraler Erzeugung zur Versorgung reduziert, womit dezentraler Erzeugung auch politischer Auftrieb verschafft werden könnte.

4.1.5 Anreize zur Kooperation bei der Netznutzung

Die Einspeisung von dezentralen Kraftwerken kann zu einer Kostenentlastung bei den Verteilnetzbetreibern führen, ohne dass die dezentralen Erzeugern davon Vorteile hätten. Diese Kostenentlastung sollte gegebenenfalls quantifiziert und publik gemacht werden, um in der Diskussion um die Kosten der dezentralen Erzeugung auch deren Nutzen berücksichtigen zu können. Damit Anlagenbetreiber Standortsignale auch innerhalb eines Netzes erhalten können, ist es nicht erforderlich, die Struktur der Netznutzungsentgelte dahingehend zu ändern, dass auch Einspeiser einen Anteil an der Netzbereitstellung tragen. Vielmehr sollten die Entgelte, mit denen die Kosten des Netzes abgedeckt werden, auch weiterhin über die Entnahme sozialisiert werden. Für Einspeiser könnte allerdings zur Vermittlung entsprechender Standortsignale eine zusätzliche Gebühr eingeführt werden, welche die erforderlichen Netzinvestitionen an verschiedenen Standorten an die Anlagenbetreiber widerspiegelt, die jedoch nicht zur Deckung der Netzkosten beiträgt, sondern vielmehr in der Summe Null ist (manche Einspeiser hätten je nach Netzsituation negative Zutrittsgebühren).

Ein strittiger Punkt ist, ob die derzeitige Praxis der Netzbetreiber, sich als Maßnahme des Engpassmanagement eine jederzeitige Abschaltung von Ökostromanlagen vorzubehalten, mit der Privilegierung dieser Anlagen in ElWOG und Ökostromgesetz konform ist. Teilweise haben die Netzbetreiber auch darauf bestanden, in die Abnahmeverträge Klauseln einzuführen, dass die Anlage bei Netzengpässen jederzeit abgeschaltet werden kann. Es existiert kein transparentes Verfahren, nachdem festgelegt wird, welche Anlagen zuerst vom Netz

genommen werden. Auch ist keine Vergütung vorgesehen für den Beitrag, den die Anlagen in einem solchen Fall für die Netzregelung leisten würden. Je mehr der Anteil der dezentralen Erzeugung zunimmt, desto wichtiger wird es sein, ein für alle Beteiligten akzeptables und transparentes Verfahren einzuführen.

Es konnten also verschiedene Anreize identifiziert werden, welche derzeit die politisch erwünschte Integration dezentraler Erzeugung erschweren. Gerade Regelungen, welche zur Förderung dezentraler Einspeisung eingeführt wurden, wie die vorrangige Einspeisung zu einheitlichen Tarifen an jedem Ort in Österreich, können sich mittel- und langfristig in technischen Problemen der Integration, in unnötig hohen Kosten und schließlich in Widerstand auswirken, der gegen einzelne Anlagen oder gegen dezentrale Einspeisung generell gerichtet ist.

Vor diesem Hintergrund konnten bereits einige Ansatzpunkte für eine Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens zur Einspeisung von DE (ElWOG, Ökostromgesetz) identifiziert werden, mit der Widerstände und Reibungsverluste bei der Netzintegration von DE möglicherweise verringert, und die Effizienz der monetären Fördermaßnahmen für RES und KWK verbessert werden könnten.

Auch im Hinblick auf die Regulierung werden neue Handlungsspielräume erkennbar, die es erlauben, dem Ziel näher zu kommen, dass „...die energiewirtschaftlichen Vorteile von dezentraler Erzeugung in angemessener Weise berücksichtigt werden“ (Haber 2004). Eine zentrale Rolle nimmt dabei die Regulierung der Systemnutzungstarife und die Gestaltung der Strommärkte ein.

4.2 Die zentralen Problembereiche der Integration von DE in Österreich

Auf Basis der Analyse rechtlicher Rahmenbedingungen, welche im vorangegangenen Kapitel zusammengefasst ist, und auf der Grundlage von Interviews mit einigen VertreterInnen der verschiedenen Akteursgruppen werden im folgenden Kapitel 4.2 die Problemstellungen herausgearbeitet, welche einerseits als wichtig erachtet werden und wo andererseits auch beginnende Diskussionen in Österreich oder Europa Lösungsmöglichkeiten andeuten.

4.2.1 Hintergrund: Unbundling und Koordination

Die Liberalisierung des Strommarktes ermöglicht einerseits Wettbewerb und den Markteintritt neuer Akteure. Dadurch kann sich insbesondere die Effizienz der Stromerzeugung und Verteilung erhöhen. Andererseits sind durch die Liberalisierung an vielen Stellen Koordinationsprobleme aufgetreten, wie z.B. beim Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten, der nicht mehr durch zentrale Planung sichergestellt wird, sondern im wesentlichen durch Preissignale gesteuert wird.

Koordinationsprobleme treten an vielen Stellen zwischen Netzbetreibern und den Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen auf. Das im Rahmen der Liberalisierung eingeführte ‚unbundling’ von Erzeugung und Netzbetrieb im Falle großer Unternehmen verhindert den vormals häufig gegebenen direkten Durchgriff des Netzbetreibers auf die Anlagen und damit die optimierbare Nutzung der alternativen (Netz- bzw. Erzeugungs-) Kapazitäten. Die Pflicht zur rechtlichen Entflechtung hat nämlich zur Folge, dass der Geschäftsbereich des Netzbetriebs einem von den anderen Tätigkeitsbereichen des Energieversorgungsunternehmens unabhängigen rechtlich eigenständigen (Tochter-) Unternehmen zu übertragen ist. Nach der Pflicht zur organisatorischen Entflechtung sind die Geschäftsbereiche zusätzlich einem jeweils eigenen operativen Management zu unterstellen. Grundsätzlich kann ein Netzbetreiber, der den Regelungen des Unbundling unterworfen ist, danach in eigener Person keine Tätigkeiten mehr wahrnehmen, die den Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität zuzurechnen sind.

Brunekreeft and Ehlers 2005 kommen in ihrer Analyse der Auswirkung des Unbundling zu dem Ergebnis, dass

> *„DNO ownership unbundling will at least distort and may impede efficient investment in DG.“*

Ihre Analyse bezieht sich vorrangig auf die eigentumsrechtliche Entflechtung, vor dem Hintergrund, dass diese weitestgehende Form der Entflechtung in den Niederlanden eingeführt werden soll. Prinzipiell lassen sich die Argumente jedoch auch auf die rechtliche Entflechtung übertragen, da der Netzbetreiber selbst auch hier nicht mehr auf der Erzeugungsseite aktiv sein darf und ein großer Teil der dezentralen Erzeugung von Dritten betrieben wird.

Koordinationsprobleme durch das Unbundling können in verschiedenen Phasen auftreten. Die angeführten Zitate aus den Interviews mit Netzbetreibern in Österreich verdeutlichen, dass diese Akteursgruppe im Unbundling ein zentrales Problem sieht.

Tabelle 1: Koordinationsbedarf zwischen VNB und DE

	Bei der Netzplanung	**Bei der Standortwahl für dezentrale Anlagen**	**Beim Betrieb der Anlagen**
Problem	Wie können Netzentwicklung und zukünftige DE-Investitionen koordiniert werden? Wie kann der Netzbetreiber Netzausbau und DE als alternative Optionen betrachten? Unterschiedliche Zeithorizonte Bei einer solchen Abwägung wird die Kapitalbasis des VNB reduziert, weil er nicht selbst in die Alternative investieren kann -> negativer Anreiz	Koordination über Preissignale notwendig: Deep charges oft prohibitiv, shallow charges geben keine Standortsignale	Wie kann der DE-Betrieb mit den Netzerfordernissen abgestimmt werden.
Zitate	**Unterschiedliche Zeithorizonte:** VNB: „Wenn der Netzbetreiber sein Netz nicht ausbauen will, können die Anlagen zur Reduktion der Auslastung beitragen. Dies muss allerdings langfristig sichergestellt werden können und ist deshalb nur selten gewährleistet. Ein Erzeuger denkt nämlich in zeitlich anderen Dimensionen. Die Überlegung des Erzeugers ist, dass sich sein kalorisches Kraftwerk in 10 Jahren rechnen muss (...),Der Netzbetreiber muss seine Investitionen allerdings auf 20, 30, 40 Jahre machen. Es gibt also ein Spannungsfeld in der zeitlichen Betrachtung.“ **Netz oder DE?** VNB: „Wenn ich das Geschäft rein wirtschaftlich betrachte, geht es nicht um eine Liebhaberei für das Betreiben von Netzen und das Bauen von Leitungen. Ich sage immer: ‚Ich wäre am liebsten ein Netzbetreiber ohne Netz’. Wenn durch die Errichtung einer dezentralen Anlage tatsächlich ermöglicht werden würde, dass ich einen Teil des Netzes nicht benötigen würde, dann würde ich diesen auch nicht bauen.“	ÜNB: „Es wird zunehmend schwieriger durch die Liberalisierung, weil Windkraftwerke - das sind ja private Betreiber (...).und das Grundsatzproblem ist, dass die Abstimmung in der Planung nicht mehr so ist, wie früher. Eine gesamtheitliche Betrachtung der Planung (...) ist verloren gegangen durch die Liberalisierung.“	VNB: „Ich kann als Netzbetreiber nur dann ein Netz ordentlich führen, wenn ich einen gewissen Durchgriff auf die Kraftwerke habe.“ VNB: „Also es sind wirklich zwei verschiedene Rechtspersönlichkeiten und auf die durchgreifen ist sehr schwierig. Das einzige, was wir machen können als Netzbetreiber, ist so eine Anlage vom Netz zu nehmen. Das geht, aber wir können ihm nicht sagen: bitte ich brauche in der Nacht nicht so viel Energie und dafür am Tag mehr und vor allem die Leistung.“

Ein Koordinationsproblem kann insbesondere dadurch entstehen, dass DE positive oder negative Externalitäten erzeugt, d.h. die genannten netzbezogenen Vor- und Nachteile werden zwar vom Anlagenbetreiber verursacht, schlagen jedoch beim Netzbetreiber zu Buche. Mit dem Unbundling der Strommarktliberalisierung ist die Koordination zwischen Netz und DE über vertikal integrierte Unternehmen nicht mehr oder nur noch sehr eingeschränkt möglich. Mit dem

Unbundling entsteht so die Notwendigkeit, neue Koordinationsmechanismen zu entwickeln. Prinzipiell sind neben dem integrierten Unternehmen aber auch andere Koordinationsformen denkbar, sei es über Verträge, Preissignale oder gemeinsame Planungsinstrumente.

Eine rechtliche Analyse der Entflechtungsvorschriften in Deutschland hat ergeben, dass die Trennung von Netz und Erzeugung nicht bedeutet, dass der Netzbetreiber keine Einflussmöglichkeiten mehr auf die Erzeugung haben kann (Leprich et al. 2005):

> *„Das im Rahmen der Entflechtungsvorgaben zulässige Tätigkeitsspektrum eines aktiven Netzbetreibers kann damit deutlich über die bloße Verteilungs-, Betriebs-, Wartungs- und Ausbauaufgabe hinausgehen. Ausgeschlossen sind lediglich Tätigkeiten, die eindeutig der Erzeugung oder Gewinnung von Energie zur Belieferung von Kunden bzw. dem Vertrieb von Energie an Kunden zuzuordnen sind. (...) Soweit allerdings eine „Akquisition" von dezentralen Erzeugungsanlagen zur gezielten Netzentlastung bzw. zur Verhinderung von Netzverstärkungs- bzw. -ausbaumaßnahmen lediglich als Maßnahme zur Steuerung der Energieeinspeisung vor Ort wahrgenommen wird, ohne dass diese Anlagen vom Netzbetreiber selbst übernommen werden, handelt es sich um eine Tätigkeit, die ohne weiteres dem Netzbetrieb zugerechnet werden kann."*

Ziel dieses Projekts und der nachfolgenden Vertiefungsstudien (Kapitel 4.5) ist es, konkret aufzuzeigen, welche Koordinationsmechanismen in den verschiedenen Phasen zwischen VNB und Anlagenbetreiber möglich sind.

4.2.2 Die Rolle der Netzregulierung

Seit 2001 werden die Stromnetze in Österreich und insbesondere die Systemnutzungstarife durch die Behörde E-Control reguliert. Die Regulierung gibt den Rahmen vor, innerhalb dessen die Netzbetreiber agieren können. Die Festsetzung der Netznutzungsentgelte in Österreich erfolgte bislang prinzipiell kostenorientiert, wobei von Seiten der Regulierungsbehörden E-Control drei Kostenüberprüfungen durchgeführt und Tarifreduktionen vorgegeben worden sind. Die Investitionen der Netzbetreiber sind laut einer Studie des Österreichischen Wirtschaftsforschungsinstituts deutlich zurückgegangen (um 42% von 1998 bis 2002, vergl. Schietz 2005b und Getzner et al. 2004), was von den Netzbetreibern auf die Netzregulierung und die Auseinandersetzungen mit dem Regulator zurückgeführt wird. Dabei ist jedoch unklar, wie sich die Investitionen *nach* Einführung der Regulierung im Jahr 2001 bis heute entwickelt haben. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die kostensenkungsorientierte Regulierung der E-Control zu einer Investitionszurückhaltung bei den Netzbetreibern geführt hat.

Tabelle 2: Entwicklung der Netzregulierung in Österreich

März 2001	Einrichtung der E-Control
2. Quartal 2002	Systemnutzungstarife werden vom Regulator festgelegt, Reduktion der erlaubten Kosten, in den Verteilnetzen sinken die Tarife im Durchschnitt um 9%
2003	Diskussion über Anreizregulierung
November 2003	Netzbetreiber und Regulator erzielen keine Einigung über Anreizregulierung 2. Kostenüberprüfung durch den Regulator, Reduktion der anerkannten Kosten um durchschnittlich 4%
1. Quartal 2005	3. Kostenüberprüfung, Kostenreduktion um durchschnittlich 13%
Januar 2006	Neues Regulierungssystem: Anreizregulierung

Die Kritik der Netzregulierung durch die Netzbetreiber richtet sich nicht nur gegen die Reduktion der aus anerkannten Kosten resultierenden Tarife, sondern auch gegen eine fehlende Planungssicherheit in Bezug auf zukünftige Reduktionen, so beklagt z.B. Schietz 2005a die folgenden Auswirkungen auf die Netzbetreiber:

- *„Fehlende Rechtssicherheit durch große Auslegungsvielfalt der Regulierungsbehörde in Bezug auf die Tarif- und Kostenkriterien. Eine im ElWOG vorgesehene Grundsatz-Verordnung ist noch nicht erlassen.*
- *Fehlende Planbarkeit für den Netzbetreiber durch jährliche nicht vorhersehbare Kostenprüfungen bzw. Tarifsenkungen.*
- *Keine Anerkennung von aktuellen Investitionen im aktuellen Jahr. Dadurch sind die Investitionen vom Netzbetreiber vorzufinanzieren. Er muss quasi auf die Anerkennung des Regulators dieser Kosten in der Zukunft vertrauen oder hoffen.“*

Auch wenn die Netzbetreiber sicherlich ein Interesse daran haben, die Auswirkungen der Netztarifregulierung zu übertreiben und sicherlich Effizienzpotenziale erschlossen werden können, so ist dennoch davon auszugehen, dass die Netzregulierung dazu führt, dass die Netzbetreiber zusätzliche Kosten wo möglich vermeiden.

Dies hat auch Auswirkungen auf die Integration von DE. In den in diesem Projekt mit den Netzbetreibern durchgeführten Interviews und im 1. Workshop wurde die Netztarif-Regulierung und daraus resultierende Unsicherheiten bei Netzinvestitionen als ein Schlüsselproblem für die Integration von DE genannt. Da die Netzregulierung den Handlungsrahmen für Netzbetreiber vorgibt, wird auch das Kooperationsverhalten der Netzbetreiber gegenüber den Anlagenbetreibern wesentlich durch die Netzregulierung beeinflusst. Es ist davon auszugehen, dass die bisherige Netzregulierung mit einem starken Kostensenkungsdruck und der allgemeinen Wahrnehmung, dass die Netzkosten zu hoch sind, für die Netzbetreiber eher Anreize gegen zusätzliche Kosten durch Anlagen Dritter geschaffen hat. Dazu ein Netzbetreiber auf die Frage, wie sich die Regulierung auf dezentrale Erzeugung auswirke:

> *„Die Regulierung bedeutet, dass die anerkannten Kosten ganz rapide nach unten gefahren werden. Damit ist der Netzbetreiber natürlich gezwungen, überall, wo es möglich ist, einzusparen, Überflüssiges abzugeben, um seine Kosten zu reduzieren. Auf der anderen Seite hat er natürlich den Auftrag eine angemessene Versorgungsqualität – es gibt sogar Gesetzte, die die beste Versorgungsqualität vorschreiben – aufrechtzuerhalten. In diesem Spannungsfeld müssen die Netzbetreiber natürlich schauen, wie er in diesem Regulierungsumfeld zurecht kommt. Es gibt also keinen Anreiz für ihn, irgendwelche Kosten zu tragen, die nicht damit verbunden sind, die ursprüngliche Aufgabe eines Netzbetreibers, nämlich die Versorgung der Kunden, zu erfüllen.“*

Auch wenn zahlreiche Kosten, die den Netzbetreibern im Zusammenhang mit DE entstanden sind, de facto von der Regulierungsbehörde anerkannt worden sind, haben die Netzbetreiber in dem genannten Umfeld kein Interesse, dass ihre Tarife als Folge von DE weniger stark sinken und sie diese Entwicklung möglicherweise dann doch an anderer Stelle oder zu einem späteren Zeitpunkt kompensieren müssen.

Obwohl die Förderung von dezentraler Erzeugung und insbesondere Ökostrom-Anlagen in Österreich wichtige politische Themen sind, denen sich auch die Regulierungsbehörde angenommen hat, wurde zwischen der DE effizienten Integration von DE und der Netzregulierung bisher kein Zusammenhang hergestellt. So hat die E-Control in ihrer Studie zu DE zwar zahlreiche technische und ökonomische Aspekte der Integration von DE untersucht. Unbeachtet bleiben dabei jedoch Auswirkungen unterschiedlicher Netzregulierung. Unter der Überschrift “Regulatorische Aspekte von DE” behandelt die E-Control fast ausschließlich Förderinstrumente für Ökostromanlagen. Bezüglich der Netzbetreiber wird nur die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzanschlusses angesprochen (Kapetanovic 2004).

Der Rückgang der Investitionen kann für DE zum Problem werden, weil die Fähigkeit des Netzes, DE aufzunehmen, dadurch reduziert werden kann. So steht zum Beispiel die gegenwärtige Tendenz bei den Netzbetreibern, möglichst billige Transformatorentechnik einzusetzen, mit der Konsequenz, dass Transformatoren im Ortsnetz immer weniger regelbar werden, im Widerspruch zu den Anforderungen an eine Integration von DE, die intelligentere Systeme erfordern würde.

Neben dem Kostensenkungsdruck und der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Regulierung war im bisherigen Regulierungsregime eine Kooperation zwischen VNB und DE teilweise auch dadurch erschwert, dass bestimmte Kostenarten nicht anerkannt wurden, z.B. bei der Frage der Vergütung von DE für die Substitution von Netzinvestitionen. Dazu die Aussage eines VNB:

> *„Wenn sich der Netzbetreiber Investitionen spart, spart er sich Kosten. Der Erzeuger will natürlich aus den Kosten, die der Netzbetreiber spart, profitieren. Der Netzbetreiber müsste jetzt mit den Erzeugern Verträge abschließen und die Kosten übernehmen. Derzeit ist es so, dass der Regulator solche Kosten nicht anerkennt, mit der Begründung, das sei Aufgabe des Netzbetreibers, der soll entsprechend investieren und bauen."*

Auch bei zunehmender Eigenerzeugung können den Netzbetreibern Nachteile entstehen, zumindest bis zur nächsten Kostenprüfung, wenn die durch die Eigenerzeugung verringerte Absatzmenge bei der Tarifkalkulation berücksichtigt wird. Laut Aussage eines Netzbetreibers wäre aber auch die Berücksichtigung bei der nächsten Kostenprüfung nur solange akzeptabel, wie ein bestimmtes Ausmaß nicht überschritten wird, sonst würden die spezifischen Kosten zu stark ansteigen.

Auch vom neuen anreiz-orientierten Regulierungsmodell ist aus unserer Sicht diesbezüglich keine Verbesserung zu erwarten, wenn DE nicht explizit berücksichtigt wird, z.B. beim Benchmarking und den dafür verwendeten Modellnetzen. Wird dies nicht bereits zu Beginn der Anreizregulierung berücksichtigt, sind Änderungen erst zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode möglich.

Für eine entsprechende Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens, für den wir in Kapitel 4.6 Ansatzpunkte identifizieren, wäre es jedoch auch wichtig, dass Netzbetreiber nicht nur auf die investitionshemmende Wirkung des bisherigen Regulierungsrahmens verweisen, sondern transparent machen, welche zusätzlichen Kosten durch DE entstehen können und welchen Regulierungsrahmen und welche Instrumente sie benötigen, um diese Kosten zu minimieren.

4.2.3 Zur Auswahl näher untersuchter Problemfelder (Vertiefungsstudien)

Entsprechend der Aufgabenstellung von AP 4.1 wurden zentrale Problembereiche identifiziert, die in Österreich derzeit bzw. in der Zukunft voraussichtlich das Verhältnis von Netzbetreibern und dezentralen Einspeisern prägen werden, und den Erfolg und die Kosten von Ökostromerzeugung beeinflussen werden. Bei der Auswahl von Problemfeldern für die Vertiefungsstudien haben wir darauf geachtet, dass es sich um Bereiche handelt, bei denen sowohl für untergesetzliche, ‚weiche' wie für regulatorische Maßnahmen ein Potenzial abzusehen ist.

Bei der Frage einer räumlichen Lenkung des DE-Ausbaues, den wir wegen international bedeutender Debatten und einer hohen Bedeutung in Österreich (Nord-Süd-Engpass) in die Diskussion eingebracht haben, wurde deshalb nicht allein vertiefend betrachtet, weil hier keine untergesetzlichen Maßnahmen ohne veränderte rechtliche Rahmenbedingungen denkbar sind. Im Bereich der allgemeinen Netzplanung sind jedoch einige solcher Maßnahmen denkbar.

Die vier Vertiefungsstudien (Kap. 4.5) behandeln daher folgende Problembereiche:

- Netzplanung und räumliche Lenkung des DE-Ausbaues;
- Kooperation bei der Erstellung des Netzanschlusses;

- Kooperation beim Netz- und Anlagenbetrieb – Spannungshaltung und Erzeugungsmanagement;
- Kooperation beim Marktzugang.

Zunächst sollen jedoch die für DE in Österreich bestimmenden Akteursgruppen identifiziert und charakterisiert werden (AP 4.1).

4.3 Die Akteurskonstellationen

Im folgenden Unterkapitel werden spezifische Akteurskonstellationen im Zusammenhang mit der Integration von DE in Österreich dargestellt.

Bei der zugrunde liegenden Analyse von ExpertInneninterviews hat sich herausgestellt, dass das ursprünglich geplante Vorhaben nicht durchführbar ist, die beteiligten Akteure dafür relevanten Kategorien zuzuordnen *„(z.B. Größenklassen von Anlagen- bzw. Netzbetreibern, eingesetzte Erzeugungstechnologie und Art der Einspeisung (Menge/Ganglinie), vertikale Integration des Netzbetreibers)“*. Vielmehr stellen sich die rechtlichen Rahmenbedingungen mit z.T. widersprüchlichen resultierenden Anreizen als (von solchen Kategorisierungen unabhängige) zentrale Barriere vermehrter und kooperativer Integration von DE dar.

Bei der Integration dezentraler Anlagen in die Stromnetze sind die Verteilnetzbetreiber von zentraler Bedeutung. Sie haben es je nach Situation mit einem unabhängigen Dritten oder einem verbundenen Unternehmen (in der Sparte der Stromerzeugung) zu tun. Unabhängige Dritte zielen bei den derzeitigen Rahmenbedingungen primär auf die komplette Einspeisung ihrer Stromproduktion z.B. nach Ökostromtarif ab. Unter anderen Voraussetzungen haben es Verteilnetzbetreiber häufig auch mit Stromkunden zu tun, welche einen möglichst großen Teil ihres Bedarfes durch Eigenerzeugung aufbringen wollen.

Das Netzmanagement wird maßgeblich bestimmt durch die Importe/Exporte an den Übergabestellen, und damit geregelt durch die Übertragungsnetzbetreiber, welche allerdings keinen direkten Kontakt zu den dezentralen Einspeisern haben.

Bezüglich der Netzentwicklung sind drei Fälle dezentraler Einspeisung zu unterscheiden:

- die DE setzt eine Verstärkung des Netzes voraus,
- die DE ist im Rahmen der Netzkapazitäten unproblematisch,
- die DE kann unter bestimmten Voraussetzungen einen Ausbau des Netzes zeitweise ersetzen.

Außerdem ist es für den Netzbetrieb und die Netzentwicklung zentral, ob die DE lastnah oder fern relevanter Verbraucher geschieht.

4.3.1 Die Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen

Zentraler Akteur bei der Integration dezentraler Stromeinspeisung sind die Betreiber dezentraler Anlagen. Entscheidende Konflikte mit Stromnetzbetreibern entstehen häufig jedoch schon bevor eine Anlage gebaut werden kann. In manchen Fällen entscheidet das Verhalten des Netzbetreibers schon in der Planungsphase darüber, ob eine Anlage wirtschaftlich in das Stromnetz integriert werden kann. Die relevante Zielgruppe sind also die **Interessenten** für den Betrieb von dezentralen Kraftwerken.

Dabei sind zwei Gruppen zu unterscheiden: Auf der einen Seite spezialisierte Unternehmen, die an mehreren Standorten Anlagen betreiben, wie z.B. die Oekostrom AG oder andere Betreiber mehrerer Windparks o.ä.. Auf der anderen Seite eine relevante Gruppe von Interessenten, die aufgrund ihrer persönlich zugänglichen Potenziale (z.B. ein potentieller Windkraftstandort im Grundbesitz, ein PV-taugliches Dach oder die Gülle für eine Biogasanlage) nur für einen Standort als Interessent in Frage kommen, und dabei noch nicht auf die Erfahrungen des Anlagenbetriebs an einem anderen Standort zurückgreifen können. Diese Gruppe ist häufig

stark vom Ideal bürgerschaftlichen Engagements und eines persönlichen Beitrages zum Klimaschutz geprägt. Das Engagement für erneuerbare Energien steht bei ihnen nicht im Mittelpunkt der wirtschaftlichen Tätigkeit wie bei den spezialisierten Organisationen.

Sollten optimistische Zukunftsprognosen im Bereich der Mikro-KWK eintreffen, so ist von einer sehr kleinmaßstäblichen Stromerzeugung ‚in jedem zweiten Keller' auszugehen. Dadurch würden viele Stromkunden auch zu Stromerzeugern, und damit zu einer neuen Akteursgruppe mit eigenen Merkmalen.

Die Interessenten haben nicht als solche eine Lobby, sondern werden jeweils von den Verbänden der entsprechenden Anlagenbetreiber mit vertreten (IG Windkraft, Verband der Kleinwasserkraft, Biomasseverband, Bundesverband Photovoltaik etc.).

Diese verschiedenen Branchen lassen sich unterscheiden danach, ob sie primär dem Bereich erneuerbarer Energien oder dem Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung zuzurechnen sind. Unter den erneuerbaren Energien nimmt die Biomassenutzung eine Sonderstellung ein, da sie Betreiber von Anlagen vertritt, welche nicht so stark von der zeitlichen Verfügbarkeit des Primärenergieträgers abhängig sind und daher entsprechend weniger stark an rein angebotsabhängiger Einspeisung interessiert sind. Bei entsprechenden Anreizen könnten Biomasseanlagen im Unterschied zu den anderen Speicherkapazitäten aufbauen und nachfrageorientiert einspeisen.

Die Leistung dezentraler Einzelanlagen ist meist deutlich kleiner als 1 MW. Unter dieser Grenze werden sie i.d.R. als für den Netzbetrieb (Lastausgleich etc.) vernachlässigbar angesehen. In einen größeren Leistungsbereich ragen Windparks mit 10-20 MW Leistung hinein. Diese Größenklassen sind auch im Bereich der Wasserkraft zu beobachten. Der Verband der **Klein-**wasserkraft findet seine Mitglieder bei den Betreibern von Anlagen bis zu einem MW. Im Bereich der Mittleren Wasserkraftanlagen (10-20 MW) sind allein die großen Verbundunternehmen bzw. Regionalversorger aktiv. Anlagen bzw. Gruppen von Anlagen dieser Größenordnung weisen üblicherweise auch nicht dieselbe Problematik auf wie kleine dezentrale Anlagen, da sie über eigene und regelbare Trafostationen an das Mittel- oder Hochspannungsnetz angeschlossen werden. Anlagen(-Gruppen) zwischen 2-10 MW sind selten – zum Glück, denn hier wären die Schwierigkeiten und spezifischen Kosten der Einbindung am größten.

4.3.2 Die Verteilnetzbetreiber

Sowohl die Größenklasse als auch der Grad an vertikaler Integration von Netzbetreibern haben sich in den Interviews und Recherchen als nicht relevante Kategorien herausgestellt. Die interviewten ExpertInnen stimmen darin überein, dass es häufig von persönlichen Einstellungen der beteiligten Personen abhängt, wie die gesetzlichen Bestimmungen und üblichen Verfahren ausgeführt werden. Als relevanter Faktor wird bezeichnet, ob ein Netzbetreiber selbst bzw. ob verbundene (Tochter-)Unternehmen über Erfahrungen mit dem Bau und Betrieb von dezentralen Anlagen verfügen. Wo dies der Fall ist, werden auch Anschlussbegehren von Dritten als einfacher und aussichtsreicher eingeschätzt, da im Unternehmen des Netzbetreibers die notwendigen Kenntnisse und Verfahren etabliert sind.

Stadtwerke, und wahrscheinlich auch die regionalen EVU, unterscheiden sich in Ihrer Haltung gegenüber dezentraler Einspeisung vermutlich auch entsprechend ihrer jeweiligen Netzstruktur. So vermutet ein Vertreter eines Stadtwerkes, das dezentraler Einspeisung sehr positiv gegenübersteht, dass dies in der für DE sehr günstigen - weil etwa konzentrischen - Netzstruktur begründet sei. Ebenso führt er die Skepsis benachbarter Stadtwerke auf die dort wesentlich ungünstigere Netzstruktur zurück.

Die Größe der Verteilnetzbetreiber variiert in Österreich grundsätzlich sehr stark. Einige sehr kleine Netzbetreiber verfügen beispielsweise nur über ein Wasserkraftwerk und einige Hundert Anschlüsse. Solche Unternehmen mit nur einem oder ganz wenigen Angestellten haben häufig Schwierigkeiten, aufgrund geänderter rechtlicher Rahmenbedingungen, neue Prozeduren im Unternehmen zu implementieren. Sie lehnen daher EU-Richtlinien mit der Forderung des Unbundling ebenso ab, wie eine streng effizienzorientierte Tarif-Regulierung.

Die größeren Regionalversorger Österreichs sind in europäischem Maßstab hingegen bereits mittelgroße Player, welche als integrierte Konzerne eine breite Palette von Dienstleistungen anbieten und teilweise auch aktiv versuchen, auf den energiepolitischen und regulatorischen Prozess Einfluss zu nehmen. Andere, kleinere Regionalversorger haben dagegen in den Interviews die Einschätzung vertreten, dass sie zu klein seien und nicht die Ressourcen hätten, um auf der politischen Ebene Verbesserungsmöglichkeiten einzubringen, auch wenn sich aus ihren praktischen Erfahrungen mit dezentraler Erzeugung Verbesserungsvorschläge ergeben.

Für die Haltung speziell zur Mikro-KWK ist dabei entscheidend, ob der Schwerpunkt auf dem Strom- oder dem Gasgeschäft liegt. Würde das Interesse bzw. die Kultur des Gasanbieters in einem Unternehmen überwiegen, so bestünde ein originäres Interesse an der Förderung beispielsweise gasbetriebener BHKWs[8].

Während der zentrale Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) für die großen Unternehmen der etablierten Stromwirtschaft ein gewichtetes Stimmrecht und besonders großen Einfluss bietet, fühlen sich die kleinen Netzbetreiber von der Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke (VÖEW) mit einer Stimme je Mitglied besser vertreten.

4.3.3 Die Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sehen dezentrale Einspeisung als Aufgabe der Verteilnetzbetreiber an. Direkt betroffen sind ÜNB derzeit primär durch die (relativ zentrale) Einspeisung von Windkraft-Leistung im Nordosten des Landes und die mögliche Verschärfung eines Nord-Süd-Engpasses. Dieses Problem wird der Windkraft und damit den erneuerbaren und dezentralen Anlagen zugeordnet. Wenn ein hoher Anteil an dezentraler Einspeisung auch in entlastender Form für den Betrieb des Übertragungsnetzes relevant wird (z.B. durch eine Netzentlastung oder die dezentrale Erbringung von Reserveleistung durch Erzeugungsmanagement etc.) begründet dies aus derzeitiger Perspektive zunächst ein Konkurrenzverhältnis zu den ÜNB. Die Verbund APG als größter Regelzonenführer könnte sogar ein Interesse daran haben, dass die Pumpspeicher- oder thermischen Kraftwerke der Verbund durch einen hohen Bedarf an Reserveenergie ausgelastet würden, und daher wenig Anlass, an der derzeitigen Vorrangregelung für nicht netzorientierte Einspeisung aus DE wirklich etwas zu ändern, vermutete ein Interviewpartner.

4.3.4 Die Regulierungsbehörde E-Control

Der Regulierungsbehörde Energie-Control GmbH ist im Elektrizitätsmarkt mit der Wettbewerbsaufsicht beauftragt, „insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung der Marktteilnehmer durch Monopolisten“ (Regulierungsbehördengesetz 2000). Die Arbeit der Regulierungsbehörde war in den vergangenen Jahren vor allem darauf ausgerichtet, die Netznutzungsentgelte zu senken. Der derzeitige Leiter der Behörde, DI Walter Bolz, hat sich in den letzten Monaten mehrfach öffentlich gegen eine Fortsetzung der Förderung dezentraler Einspeisung mittels garantierter Einspeisetarife in der bisherigen Form und prioritärer Einspeisung ausgesprochen.

Der Bericht der E-Control zu dezentraler Einspeisung (E-Control GmbH 2005a: 109-112) stellt fest, dass sich der Anteil dezentraler Erzeugung in Österreich zukünftig aus verschiedenen Gründen voraussichtlich erhöhen wird (politische Förderung, Marktentwicklung, Technologieentwicklung) und dass dezentrale Kraftwerke „einen wesentlichen Anteil an der zukünftigen österreichischen, aber auch an der europäischen Elektrizitätsversorgung einnehmen werden“. Sie stellt gleichzeitig fest, dass bei steigenden Anteil von DE auch das Verteilernetzmanagement angepasst werden muss. Die Studie lässt jedoch offen, welche institutionellen Rahmenbedingungen und insbesondere welche Mechanismen im Rahmen der Netzregulierung dafür benötigt werden.

---

[8] Dies ist etwa bei dem süddeutschen Unternehmen Badenova (jetzt im Teilbesitz des Thüga-Konzerns) im Unterschied zu einem seiner Vorgängerunternehmen FEW zu beobachten.

Der ökonomische Teil der Studie (Consentec 2004) kommt zu dem Ergebnis, dass eine weitere Steigerungen von dezentraler Erzeugung keinen positiven Einfluss auf den Netzausbau und die Netzkosten hat. Dabei werden allerdings die in der Studie beschriebenen und als notwendig erachteten neuen Netzkonzepte nicht berücksichtigt, die verändertes Verteilernetzmanagement und eine bessere Integration dezentraler Erzeugung ermöglichen können.

Eine so ausgeprägt konstruktive Rolle wie sie die britische Regulierungsbehörde OFGEM bei der Förderung von Netzinnovationen spielt ist also bei der österreichischen Regulierungsbehörde nicht zu beobachten.

Aus anderen Gründen als die Verfechter von erneuerbaren Energien und DE stehen viele Netzbetreiber dem Regulator kritisch gegenüber: Dies wurde auf dem 1. Stakeholder-Workshop deutlich gemacht (Anhang C) und wird in der Fachpresse und auf Konferenzen offen geäußert (pt 2004, Schietz 2005b).

4.3.5 Die Hersteller dezentraler Erzeugungsanlagen

In der Diskussion um die dezentrale Erzeugung liegt ein Fokus auf der Frage, wie die Anlagen technisch weiterentwickelt, wie die Kosten einzelner Erzeugungstechnologien reduziert und ihr Einsatz dadurch erhöht werden kann. Dabei sollte auch berücksichtigt werden, wie die dezentralen Technologien durch die technische Entwicklung besser für die Integration in das Stromversorgungssystem gerüstet werden können. Insofern sind auch die Entwickler und Hersteller dezentraler Erzeugungstechnologien ein nicht zu vernachlässigender Akteur für die hier behandelte Fragestellung.

In den Interviews hat es Hinweise gegeben, dass Anlagenhersteller oft zu wenig über die Anforderungen wissen, welche der Netzbetrieb an dezentrale Anlagen stellen kann. Einige Anlagentypen könnten auf solche Anforderungen eingestellt werden, bzw. die Entwicklung von Komponenten könnte in die entsprechende Richtungen forciert werden. Dazu wäre es jedoch erforderlich, dass die Netzbetreiber stärker mit den Anlagenherstellern kooperieren und sie über die technischen Integrationsvoraussetzungen informieren.

4.3.6 Mögliche neue Akteure als Schnittsstelle zwischen DE und VNB/Märkten

Ein deutlich höherer Anteil dezentraler Erzeugung kann Chancen für neue Akteure bieten, die spezialisierte Dienstleistungen für DE und deren Integration anbieten können. So können spezialisierte Unternehmen den Anlagenanschluss im Auftrag der Erzeuger abwickeln, wovon sowohl die Anlagen- als auch die Netzbetreiber profitieren könnten. Verteilnetzbetreiber (VNB) vermissen auf Betreiberseite häufig technisches Grundverständnis bezüglich des Netzbetriebes. Die Kommunikation zwischen Netzingenieuren und Betreibern über technische Fragen (z.B. anlagenseitige Anschlussvoraussetzungen) scheint oft schwierig zu sein. Unerfahrene Anlagenbetreiber befinden sich gegenüber dem VNB in einer schwachen Verhandlungsposition. Ein Beispiel für einen solchen Dienstleister ist das Unternehmen Econnect[9], das in Großbritannien und Irland entsprechende Dienstleistungen anbietet und den Anschluss dezentraler Anlagen im Auftrag der Einspeiser organisiert.

Auch die Vernetzung dezentraler Anlagen mit dem Ziel, ihnen gemeinsam die Teilnahme an Märkten zu ermöglichen, kann von darauf spezialisierten Akteuren übernommen werden. Beispiele für solche Unternehmen finden sich ebenfalls in Großbritannien, wo z.B. Smartest Energy als so genannter ‚Consolidator', d.h. als Schnittstelle zwischen dezentralen Anlagen und dem Strommarkt auftritt[10] (siehe auch Campbell/ Carr 2005). In Deutschland hat die Saar Energie dezentrale Anlagen Dritter in so genannten ‚virtuellen Regelkraftwerken' zusammengefasst, so dass diese gemeinsam am Minutenreservemarkt teilnehmen können[11].

[9] http://www.econnect.co.uk/

[10] http://www.smartestenergy.com

[11] http://www.steag-saarenergie.de

4.4 Internationale Erfahrungen

Im folgenden Unterkapitel 4.4 werden fruchtbar erscheinende Anregungen aus dem europäischen Ausland dargestellt. Ein Überblick über die internationale Diskussion zur Integration dezentraler Erzeugung und zur Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern soll der Identifikation relevanter Themen und Probleme einerseits und der Entwicklung von Handlungsempfehlungen andererseits dienen. Dazu werden erstens wichtige Eckpunkte in der EU-Gesetzgebung dargestellt, welche Integration und Kooperation fördern sollen. Zweitens werden Ansätze und Erfahrungen aus Deutschland, Großbritannien und Dänemark präsentiert.

In der europäischen Gesetzgebung machen sowohl die Strombinnenmarktrichtlinie von 2003 als auch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie Aussagen, die für die Kooperation von Betreibern dezentraler Anlagen und Netzbetreibern relevant sind.

Nach Artikel 14/7 der Binnenmarktrichtlinie sollen Verteilnetzbetreiber dezentrale Anlagen und Netzausbau als gleichwertige Optionen betrachten. Gerade wenn eine dezentrale Anlage den Netzausbau ersetzt und damit essentiell wird für die Versorgungssicherheit, ist ein kooperatives Verhältnis der beiden Akteure wichtig. Wie der Verteilnetzbetreiber dazu gebracht werden kann, Erzeugungsanlagen Dritter dem eigenen Netzausbau vorzuziehen, dazu macht die EU-Richtlinie keine Angaben. Hier ist also noch einiges zu tun – insbesondere bei der Operationalisierung und Implementierung der Richtlinie durch die einzelnen Mitgliedsstaaten.

Relevante Regelungen zur Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern (RL 2001/77/EG) finden sich auch in der EU-Richtlinie zur Förderung der Erneuerbaren Energien. Artikel 7/2 der Richtlinie legt fest, dass Verteilnetzbetreiber Grundregeln aufstellen und veröffentlichen müssen, die „(...) für die Anlastung der Kosten technischer Anpassungen wie Netzanschlüsse und Netzverstärkungen, die zur Einbindung neuer Erzeuger, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Verbundnetz einspeisen, notwendig sind. Diese Regeln müssen sich auf objektive, transparente und nicht-diskriminierende Kriterien stützen, die insbesondere sämtliche Kosten und Vorteile des Anschlusses dieser Erzeuger an das Netz berücksichtigen (...)."

Entgegen einer weitverbreiteten Auffassung werden standortbezogene Preissignale nicht dadurch unmöglich, dass die EU durch eine Vereinheitlichung der Struktur der Netznutzungsentgelte den grenzüberschreitenden Stromhandel fördern möchte. In der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel ist in Artikel 4/2 festgelegt:

> *„(...) Gegebenenfalls müssen von der Höhe der den Erzeugern und/oder Verbrauchern berechneten Tarife standortbezogene Preissignale auf europäischer Ebene ausgehen und diese den Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und Investitionskosten für Infrastrukturen berücksichtigen. Dies hindert die Mitgliedstaaten nicht daran, in ihrem Hoheitsgebiet standortbezogene Preissignale vorzusehen (...)."*

In Großbritannien spielt dezentrale Erzeugung bislang keine große Rolle. Allerdings ist die Diskussion um die Integration dezentraler Erzeugung und die Rolle der Netzbetreiber in den vergangen Jahren intensiv geführt worden. Das hat zum einen damit zu tun, dass das Land eine relativ lange Regulierungstradition hat und der Regulierer OFGEM sich inzwischen auch der Frage angenommen hat, wie sich die Regulierung auf die dezentrale Erzeugung auswirkt. Eine große Rolle gespielt hat aber auch, dass die Politik der Förderung von Energietechnologien wie Erneuerbare und KWK sehr stark darauf setzt, diese Technologien in den Markt zu integrieren. Bei der Entwicklung spezifischer Förderinstrumente hat das Land bislang keine besonders innovativen Konzepte entwickelt. Umso mehr ist aber die Frage aufgetaucht, wie Markt und Regulierung denn gestaltet sein müssen, damit dezentrale Technologien eine Chance haben und nicht gegenüber zentraler Erzeugung benachteiligt werden.

In Dänemark stellt sich die Situation anders dar. Dezentrale Erzeugung wurde hier so erfolgreich gefördert, dass sich nun die Frage stellt, wie die Verteilnetze die hohen Einspeisemengen verkraften können. Bereits 2001 waren in West-Dänemark ca. die Hälfte der Erzeugungskapazität an untere Spannungsebenen angeschlossen (60 kV und darunter). Das

Beispiel Dänemark zeigt, dass auch mit den bestehenden Netzstrukturen große Mengen an dezentraler, fluktuierender Erzeugung bewältigt werden können. Das Land ist aber gleichzeitig Vorreiter der Weiterentwicklung der Netzstruktur. Geleitet wird der Umbau vom „Active Networks"-Konzept: Kern ist die Einrichtung von „Mittelspannungszellen", die jeweils über eigene Erzeugungseinheiten verfügen und in denen „vor Ort" die Spannung geregelt werden kann. Ein wichtiger Unterschied zwischen dem traditionellen Verteilnetz und dem ‚Active Network' besteht darin, dass das Netz nicht mehr nach dem „fit and forget"-Prinzip betrieben wird, sondern das Netz ständig mit seinen KundInnen interagiert – sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Erzeugungsseite. Während der traditionelle Netzbetreiber es oft als lästig empfunden hat, einen neuen Erzeuger anzuschließen, gehört die Interaktion zum täglichen Geschäft des „Aktiven Netzbetreibers". Während dieses technische Konzept in Dänemark in Ansätzen bereits umgesetzt wird, stellt sich die Frage, wie die Regulierung solcher Netze aussehen kann.

Deutschland bildet insofern den Kontrapunkt zu Großbritannien, als hier die Förderung vor allem der Erneuerbaren in den vergangenen Jahren deutlich verbessert wurde, was auch zu einem starken Wachstum dieser Technologien geführt hat. Die Diskussion um Regulierung und dezentrale Erzeugung hat dagegen bislang kaum stattgefunden. Zum einen deshalb, weil Deutschland bis 2005 als einziges Land in der Europäischen Union auf eine staatliche Netzregulierung verzichtet und auf Selbstregulierung gesetzt hat. Erst in Folge der EU-Beschleunigungsrichtlinie von 2003 wurde auch in Deutschland mit der Bundesnetzagentur eine Regulierungsbehörde für die Stromnetze eingesetzt. Zum anderen wurde das EEG als Förderinstrument bisher sehr stark abgekoppelt von der Markt- und Regulierungsstruktur diskutiert. Probleme der Anlagen- mit den Netzbetreibern wurden über die Gerichte oder über die Novellierung des EEG behandelt, aber die Verknüpfung mit dem weiteren rechtlichen Rahmen wurde kaum hergestellt.

Nachfolgend stellen wir kurz einige ausgewählte Ansätze aus diesen Ländern vor, die helfen können, die Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern zu fördern und die Integration dezentraler Anlagen in die Netze zu verbessern.

4.4.1 Anreize für den Netzbetreiber durch die Netzregulierung

Der jüngste distribution price control review in Großbritannien hat die Auswirkungen der Regulierung auf die dezentrale Erzeugung explizit zum Thema gemacht und DE-spezifische Regulierungsinstrumente entwickelt. Die Regelungen traten zum 1. April 2005 in Kraft. Verteilnetzbetreiber erhalten ein so genanntes „Hybrid Incentive" für den Anschluss dezentraler Anlagen, das aus zwei Elementen besteht:

- Kosten, die durch den Anschluss dezentraler Anlagen entstehen, können zu 80% an die Netzkunden weitergegeben werden. Das Risiko für Netzbetreiber wird dadurch deutlich reduziert.
- Gleichzeitig erhalten Netzbetreiber einen positiver Anreiz für DE: Ihr erlaubtes Einkommen steigt mit der Zahl angeschlossenen kWs (£/kW/a-Treiber), wobei nicht nur die Investitionskosten, sondern auch Wartung und Unterhalt berücksichtigt werden.

Netzbetreiber erhalten damit einen Anreiz, ihr Netz „zu vermarkten" und öffentlich zu machen, wo Anlagen aus Netzsicht besonders geeignet wären, um so dafür zu sorgen, dass dezentrale Anlagen – die angeschlossen werden müssen – an günstigen Standorten angeschlossen werden. Je nach dem, wie gut es dem Netzbetreiber gelingt, Anlagen an günstige Standorte zu lenken, kann er von dieser Regelung profitieren oder es entstehen ihm zusätzliche Kosten, weil er nur einen der Teil seiner Kosten weitergeben kann. Das Instrument schafft so Anreize zur Kooperation mit den Anlagenbetreibern. Es ist damit zu rechnen, dass die DE-spezifischen Instrumente im Rahmen des nächsten ‚regulatory review , weiterentwickelt werden und zum Beispiel nicht nur Anreize zum Anschluss von DE geben, sondern auch zur besseren Integration dieser Anlagen in das Netz.

Von den Teilnehmern des zweiten Workshops, bei dem dieser neue englische Ansatz vorgestellt wurde, wurde bemängelt, dass die Netzbetreiber im englischen Regime kein Risiko hätten, da sie 80% der Kosten direkt durchreichen und die restlichen 20% über den ‚revenue cap' ausgleichen können. Es kommt sicherlich darauf an, entsprechende Anreize so zu justieren, dass sie nicht zu Mitnahmeeffekten führen, sondern tatsächlich zusätzliche Anreize geben. Angesichts des bislang sehr geringen DE-Anteil in UK mögen dort entsprechend starke Anreize nötig sein, in Österreich müssten diese wahrscheinlich anders justiert werden. Unabhängig davon, war der Blick nach UK im Rahmen dieses Projekts insofern interessant, als dort DE und das Verhältnis der VNB zu DE explizit in der Netzregulierung berücksichtigt wird und entsprechende Anreize gegeben werden. Die Entwicklung dieser Anreize geht prinzipiell in die richtige Richtung und es werden dabei Erfahrungen gesammelt, die auch für die Entwicklung der österreichischen Netzregulierung nützlich sein können.

In Deutschland werden die Stromnetze erst seit Juli 2005 durch die Bundesnetzagentur reguliert. Die Aufgabe der Regulierungsbehörde besteht zunächst darin, einen Regulierungs-mechanismus zu entwickeln, wobei sicherlich auch Erfahrungen aus Österreich nützlich sein können. Dezentrale Erzeugung spielt hier bislang keine Rolle. Allerdings wurden im Projekt „DENSAN" Vorschläge entwickelt, wie in den einzelnen Schritten der Netzregulierung dezentrale Erzeugung berücksichtigt werden kann und wie den Netzbetreibern Anreize gegeben werden können, dezentrale Optionen in ihrem Netzgebiet zu integrieren[12]. Die Ergebnisse dieses Projekts sind insbesondere in das Kapitel 4.6 „Netztarifregulierung und Dezentrale Einspeisung" eingeflossen.

4.4.2 Innovationsanreize durch die Netzregulierung

Bei einer rein an der Senkung von Netzkosten orientierten Regulierung haben die Netzbetreiber wenig Anreize, neue Lösungen zur Integration dezentraler Erzeugung zu entwickeln und zu erproben. Forschungs- und Entwicklungsausgaben werden möglicherweise vom Regulierer nicht als Kosten anerkannt. Gleichzeitig läuft der Netzbetreiber Gefahr, dass Vorteile, die ihm durch erfolgreiche Innovationen entstehen, durch die Regulierung abgeschöpft werden.

Innovationen werden jedoch benötigt, um einen steigenden Anteil dezentraler Erzeugung in das Netz integrieren zu können und die Kosten zu senken. Das Beispiel Dänemarkt zeigt, in welche Richtung diese Innovationen gehen können. Auch in der Studie der E-COntrol zur Dezentralen Erzeugung in Österreich werden verschiedene innovative Netzkonzepte dargestellt (E-Control GmbH 2005). Verteilnetzbetreiber haben bislang in einem relativ stabilen Umfeld gearbeitet und haben vergleichsweise wenig in Forschung und Entwicklung (R&D) investiert. In Großbritannien zum Beispiel beträgt der R&D-Etat (Anteil am Umsatz) im Durchschnitt aller Sektoren 2,5 %, während Verteilnetzbetreiber lediglich 0,1 % verbuchen können.

Der englische Regulierer OFGEM hat vor diesem Hintergrund zwei komplementäre Instrumente eingeführt, die den Netzbetreibern trotz des Drucks zur Kostensenkung Spielräume eröffnen sollen, um Innovationen beim Anschluss und der Steuerung dezentraler Anlagen und im Netzdesign zu entwickeln und zu demonstrieren:

- Registered Power Zones (RPZ)
  - £/kW/a-Treiber wird für 5 Jahre erhöht
- Innovation Funding Incentive (IFI).
  - Bis zu 0,5% des Umsatzes dürfen für IFI aufgewendet werden
  - Über 5 Jahre werden die Kosten zu durchschnittlich 80% von den Netznutzern getragen

[12] Das Projekt DENSAN (Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber) wurden von sieben kommunalen Unternehmen getragen und finanziert, die erkunden wollten, wie sie als Betreiber der Stromverteilnetze eine aktivere Rolle bei der Dezentralisierung übernehmen können und welche Rahmenbedingungen sie dafür benötigen. Siehe (Leprich et al. 2005).

Kern beider Instrumente ist die Erkenntnis, dass Innovationen wie neue Konzepte dezentraler Erzeugung ein Risikoprofil haben, das sich vom risikoarmen Kerngeschäft der Netzbetreiber unterscheidet und deshalb auch anders reguliert werden müssen. Die beiden Instrumente zielen dabei auf unterschiedliche Phasen des Innovationsprozess: die IFI auf Entwicklungsprojekte und die RPZ auf Demonstrationsprojekte. Die Kosten dieser Innovationsprojekte können teilweise auf die Netznutzungsentgelte umgelegt werden und es eröffnen sich dem Netzbetreiber zusätzliche Gewinnmöglichkeiten, wenn die Projekte erfolgreich sind.

4.4.3 Ergänzung des priority dispatch zur besseren Integration dezentraler Anlagen

Die Novelle des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) in Deutschland von 2004 eröffnet die Möglichkeit, vom priority dispatch-Prinzip abzuweichen, wenn Anlagen- und Netzbetreiber gemeinsam eine für beide Seiten günstigere Lösung finden. Das neue Gesetz sieht vor (§4 Abs.1 Satz 3), dass Anlagen- und Netzbetreiber von den Verpflichtungen zur vorrangigen Abnahme des gesamten Strom durch Vertrag dann abweichen können, wenn dies der besseren Integration der Anlagen in das Netz dient. Dadurch werden Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreibern ermöglicht, die dazu dienen, die Einspeisung stärker an der Netzsituation auszurichten. Entscheidend ist, dass Netzbetreiber Kosten, die durch solche Vereinbarungen auf Netzseite zusätzlich entstehen (z.B. Kosten für zusätzliche Steuerungs- und Regelungstechnik), bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen können.

Mit der EEG-Novelle ist zudem klargestellt worden, dass die Verpflichtung zum vorrangigen Anschluss von Anlagen auch dann besteht, wenn das Netz zeitweise vollständig durch Strom aus Erneuerbaren Energien ausgelastet ist. Voraussetzung ist, dass eine Anlage mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet ist und dadurch ihre Einspeisung bei Netzüberlastung reduziert werden kann. Regeln für die Priorisierung von Abschaltungen werden derzeit noch erarbeitet.

Fazit und Schlussfolgerungen für Österreich

Der Überblick über die internationale Diskussion und die Entwicklungen und Erfahrungen in Dänemark, Großbritannien und Deutschland zeigt, dass eine Reihe von Instrumenten diskutiert und entwickelt werden, die über eine Förderung einzelner Anlagen hinausgehen und auf eine bessere Kooperation zwischen Netz- und Anlagenbetreibern sowie eine bessere Integration von DE abzielen. Die Netzregulierung spielt dabei eine herausragende Rolle und eine explizite Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung in der Regulierung der Netzbetreiber kann eine bessere Integration fördern. Auch das Design von Förderinstrumenten kann zu mehr Kooperation und Effizienz beitragen.

In den untersuchten Ländern finden sich zahlreiche Beispiele für entsprechende Instrumente, die allerdings alle noch in der Entwicklung sind – getrieben durch den zunehmenden Anteil der dezentralen Erzeugung und die auch sonst übliche Weiterentwicklung regulatorischer Mechanismen. Das Beispiel Dänemark zeigt, dass ein Anteil der dezentralen Erzeugung von 50 % und mehr machbar ist, auch wenn es sich dabei zu einem großen Teil um fluktuierende Erzeugung handelt. Die notwendigen Mechanismen der Netz- und Marktintegration müssen aber rechtzeitig entwickelt werden, um auf einen derart hohen Anteil vorbereitet zu sein.

Für die folgenden Vertiefungsstudien zur Situation in Österreich waren die internationalen Erfahrungen ein wichtiger Input und wir gehen dort an einzelnen Stellen genauer auf Erfahrungen in den anderen Ländern ein.

4.5 Vertiefungsstudien – Handlungsmöglichkeiten innerhalb und jenseits des gegebenen Regulierungsrahmens in Österreich

In den im Folgenden beschriebenen Problembereichen werden jeweils a) Maßnahmen identifiziert, mit denen die Akteure selbst und im gegebenen rechtlichen Rahmen (bzw. bei einer Anreizsituation, wie sie durch das Ökostromgesetz gegeben war) potentiell Kooperationsgewin-

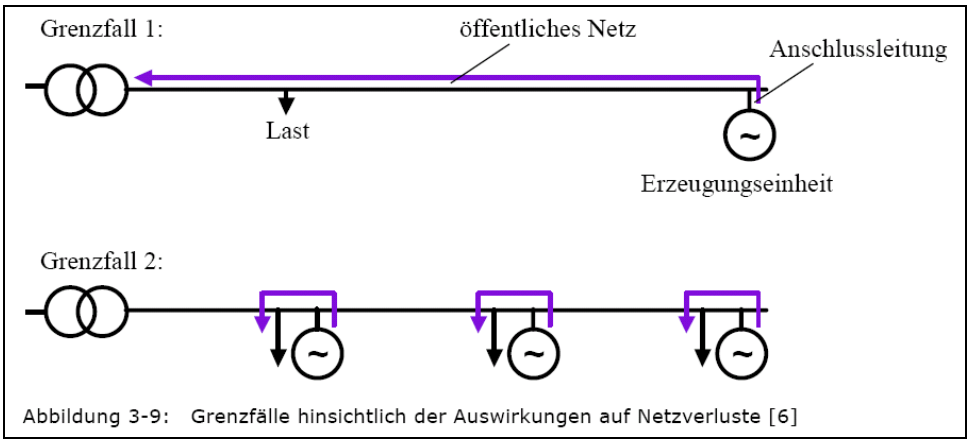
ne realisieren könnten und b) Ansatzpunkte für eine Umgestaltung des rechtlichen Rahmens, die für (kostensenkende) Kooperation bei der Integration dezentraler Anlagen förderlich wären.

4.5.1 Netzplanung und räumliche Lenkung des DE-Ausbaues

4.5.1.1 Beschreibung des Problembereiches

Entscheidend für den Nutzen, den das Gesamtsystem Stromnetz aus dezentraler Einspeisung haben kann - bzw. für die Belastung des Systems durch dezentraler Einspeisung - ist die genaue räumliche Platzierung und Konzentration der Anlagen. Speisen die Anlagen sehr lastnah ein (räumlich UND zeitlich), z.B. am Ende langer Netzausläufer, so entlasten sie den Stromtransport von der höheren Netzebene und können theoretisch auch Spannungsanhebungen überflüssig machen. Sind sie den Verbrauchern hingegen vorgelagert, so können sie zwar auch den Bezug von der höheren Netzebene (und damit Verluste) verringern, gleichzeitig können sie aber kritische Spannungsprobleme verursachen. Während die potentiellen Standorte für regenerative Anlagen stark durch das Primärenergie-Angebot bestimmt sind (mit Einschränkungen bei Biomasse-Anlagen), sind diese Fragen etwa bei Mikro-KWK (kleine BHKW oder Brennstoffzellen in vielen Kellern) durchaus relevant.

Abbildung 1: Grenzfälle hinsichtlich der Auswirkungen auf Netzverluste (Quelle: E-Control GmbH 2005b, S. 78)



Es stellt sich also die Frage, ob der DE-Ausbau räumlich gelenkt werden kann, um so einen höheren Anteil an DE zu erlauben, ohne dass ein kostenintensiver Netzausbau nötig wäre. Dabei kann eine räumliche Optimierung auf zwei Ebenen betrachtet werden: A) regional, z.B. auf Bundesländerebene, um einen Möglichen Nord-Süd-Netzengpass (220 KV) nicht zu verschärfen und B) lokal, z.B. auf der Ebene einzelner Netzausläufer im Bezug zu den Verbrauchern (horizontal) oder zwischen verschiedenen Netzebenen (vertikal).

In Idealfällen könnten durch den gezielten Einsatz von DE auch Netzausbau-Maßnahmen vermieden werden, die aufgrund steigender Nachfrage sonst erforderlich würden. Wie relevant diese Möglichkeit in der Praxis wird, ist allerdings umstritten. Denn der Effekt ist nur denkbar bei gesicherter Einspeisung zum Zeitpunkt maximaler Last. Netzbetreiber weisen zudem auch darauf hin, dass Netzausbaumaßnahmen langfristige Investitionen sind und es deshalb schwer ist, die eigene Netzkapazität durch das Kraftwerk eines Dritten zu ersetzen, von dem man nicht weiß, wie lange er die Anlage betreiben wird und wie lange sie damit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung steht. Dazu ein Netzbetreiber:

> *„Wenn der Netzbetreiber sein Netz nicht ausbauen will, können die Anlagen zur Reduktion der Auslastung beitragen. Dies muss allerdings langfristig sichergestellt werden können und ist deshalb nur selten gewährleistet. Ein Erzeuger denkt nämlich in*

> *zeitlich anderen Dimensionen. Die Überlegung des Erzeugers ist, dass sich sein kalorisches Kraftwerk in 10 Jahren rechnen muss, Industrielle sagen, dass es sich in 3 – 4 Jahren bereits gerechnet haben muss. Was nach dieser Zeitspanne passiert, ist für den Erzeuger uninteressant und er sagt sich: „Da muss ich wieder neu entscheiden." Der Netzbetreiber muss seine Investitionen allerdings auf 20, 30, 40 Jahre machen. Eine Freileitung hat eine Lebensdauer von ungefähr 30 Jahren, ein Kabel liegt ungefähr 40 – 50 Jahre in der Erde und ist erst dann wieder zu erneuern. Es gibt also ein Spannungsfeld in der zeitlichen Betrachtung."*

Doch kann auch die Verschiebung einer Netzinvestition für den Netzbetreiber bereits von Vorteil sein:

> *„Wenn die Anlage gebaut wird und in dem Zeitraum, in dem die Investition des Netzbetreibers verschoben werden kann, diese Anlage zur Hochlast zählt und auch tatsächlich fährt, dann ist es durchaus ein Vorteil."*

Für konkrete Netzausbauplanungen sind DE-Ausbaupläne aber nur vage Randbedingungen, die nur sehr schwer in verlässliche Informationen zu überführen sein werden. Falls ein VNB durch die Vermeidung von Netzausbau Einsparungen erzielen könnte, wird er (aufgrund des Wettbewerbs und Regulierungsdrucks) dies kaum transparent machen wollen. Außer den VNB kann (wegen ihres grundsätzlichen Wissensvorsprungs) diese Einsparpotenziale kaum jemand beurteilen.

Die Möglichkeiten zu einer räumlichen Lenkung des DE-Ausbaus mit sogenannten ‚locational signals' sind also sicher stärker begrenzt, als die Möglichkeiten einer netzzustands-orientierten Regelung bei der Anlagenführung.

4.5.1.2 Maßnahmen innerhalb des gegebenen rechtlichen Rahmens

VNB haben unter Umständen nur ein bedingtes Interesse am Ausbau von DE. Wenn sie jedoch davon ausgehen können, dass DE aufgrund politisch vorgegebener Förderung zunehmen wird, haben sie zumindest ein Interesse daran, diesen Ausbau in für sie günstige Standorte zu lenken. Je verbrauchsnäher die dezentralen Einspeisungen zum Beispiel erfolgen, umso mehr vermindert sich die Last des Netzes, in das der dezentrale Einspeiser einspeist. Dadurch werden Verteilverluste im Netz vermindert, wodurch sich häufig ein echter Kostenvorteil für den Netzbetreiber ergibt. Netzbetreiber haben insofern heute bereits einen ökonomischen Anreiz darauf hinzuwirken, dass Einspeisungen – wenn sie sich denn schon nicht verhindern lassen – möglichst verbrauchsnah erfolgen.

Wie wäre die Planungsaufgabe also am besten so zu organisieren? Im Besitz der erforderlichen Planungsdaten z.B. bezüglich künftiger Verbrauchserwartungen und geplanter Erzeugungsleistung ist derzeit allein der VNB. Die Netzbetreiber könnten (potentiellen) Betreibern dezentraler Anlagen Informationen über kritische Zustände und absehbare Entwicklungen in ihren Netzen mitteilen, so dass eine gezielte Standortentwicklung an netzgünstigen Standorten erleichtert wird.

Die (potentiellen) Anlagenbetreiber sollten dem Netzbetreiber im Gegenzug verlässliche Informationen über die Primärenergie-Potenziale und möglicherweise anzuschließenden Anlagen sowie deren Betriebsdaten zukommen lassen. Insbesondere wenn unterschiedliche Standorte im Netzgebiet, Netzanbindungsarten und Ausstattungen der Anlagen wie Wechselrichter oder Generatoren (zu unterschiedlichen Kosten) denkbar sind, könnte eine gemeinsame Kosten-Optimierung (CAPEX & OPEX) mit Blick auf die geplante Standzeit durchgeführt werden.

Das Einbeziehen von lokalen DE-Potenzialen in die Netzplanung ist grundsätzlich denkbar. Derzeit sind die Potenzialstudien für VNB aber nicht leicht zugänglich. Insbesondere hochauflösende Prognosen für die untersten Netzebenen sind schwer vorstellbar. Eine solche gemeinsame Planung von VNB, ÜNB, Anschlussbegehrenden und des Regulators ist sofern grundsätzlich wünschenswert - im Sinne einer volkswirtschaftlichen Optimierung - aber derzeit nicht Praxis.

Neben früheren Ansätzen des Least Cost Planning (LCP) ist auch das „Seven Year Statement" des britischen ‚National Grid' ein nennenswerter Ansatz in dieser Richtung (nicht speziell für DE, aber insgesamt für die Entwicklung von Erzeugung und Netz)[13], sowie in Österreich das Burgenländische Biomasse-Kataster, das im Rahmen der Raumplanung erstellt wurde.

Dem Netz-Regulator wird mit der Sicherstellung von Planungssicherheit und Transparenz eine wichtige Rolle bei der Netzplanung zukommen müssen. Darüber hinaus könnte der Regulator auch gemeinsam mit den Anlagen- und Netzbetreibern die strategische Netz- und DE-Standortplanung vorantreiben. Allerdings wurde die Frage gestellt, ob der Ausbau von DE überhaupt strategisch vorausschauend geplant werden könne, oder ob DE-Ausbau zwangsläufig eine Summe von nicht koordinierbaren Einzelentscheidungen sei.

4.5.1.3 Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens

Wenn DE durch ein Regime entsprechend dem (Ökostromgesetz 2002) mittels erhöhter Einspeisetarife gefördert wird, ist eine Steuerung durch eine räumliche Differenzierung dieser Tarife denkbar. So könnten die Einspeisetarife in den südlichen Netzgebieten durch einen Bonus beaufschlagt werden. Ebenso könnten bestimmte Netzkonfigurationen (sofern sie für einige Zeit absehbar bestehen) definiert werden, die einen bestimmten Standort als Bonus-Standort ausweisen.

Aus Sicht der VNB wäre im Sinne von „Verursachergerechtigkeit" auch eine ‚G-Komponente' (G = generation) bei den Netztarifen (SNT-VO) wünschenswert, mit der auch Einspeiser an den Netzkosten beteiligt würden.[14] Eine solche G-Komponente der Netznutzungstarife könnte unter bestimmten Umständen auch eine räumliche Steuerung der Anlagen ermöglichen. Prinzipiell kann davon ausgegangen werden, dass die Voraussetzungen für DE umso günstiger sind, je niedriger die Netznutzungsentgelte sind. Niedrige Netznutzungsentgelte können z.B. bedeuten, dass die Netze alt und bereits abgeschrieben sind. Eine G-Komponente der Netznutzungsentgelte könnte so prinzipiell eine Steuerungswirkung haben, allerdings nur zwischen verschiedenen Netzen und nicht bezüglich der günstigsten Standorte innerhalb eines Netzes.

Da von einer solchen regionalen Differenzierung generell eine starke räumliche Lenkungswirkung ausgehen kann (Windstandorte im Norden können unrentabel werden, Standorte im Süden mit geringerer Windgeschwindigkeit jedoch rentabel) wäre über ein solches Anreizsystem wahrscheinlich auf hoher politischer Ebene zu entscheiden. Da sich die Regulierungsbehörde aber auch im Fall des Wechsels zu einer Anreizregulierung - auf dem Wege der Verordnung - auf höchstrichterliche Urteile berufen kann (Verlautbarungen im Zusammenhang mit der (Systemnutzungstarife-Verordnung 2003), wäre dieser Verordnungsweg grundsätzlich auch hier denkbar, sofern das ElWOG dies zulässt.

Neben diesen beiden starken allokativen Instrumenten Einspeisetarife und Netztarife, wäre auch die Einbeziehung von Netz und DE-Ausbauplanung in die Raumplanung erwägenswert. So wie für Windkraftstandorte Vorrangflächen ausgewiesen werden, könnten auch andere DE-Potenziale integriert werden und so den Netzbetreibern wie (potentiellen) Anlagenbetreibern eine rechtlich abgesicherte und autorisierte Planungsgrundlage verschaffen.

---

[13] Siehe http://www.nationalgrid.com/uk/library/documents/sys05/default.asp?sNode=SYS&action=&Exp=Y:
"The GB SYS presents a wide range of information relating to the transmission system in Great Britain including information on demand, generation, plant margins, the characteristics of the existing and planned GB Transmission System, its expected performance and capability and other related information. This information will enable existing and prospective Users of the GB Transmission System to evaluate opportunities for making new or further use of that transmission system." Ein eigenes Kapitel beschäftigt sich mit DE ("embedded generation").

[14] Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten. Nach §5 der SNT-VO 2003 ist das Netznutzungsentgelt von den Entnehmern zu entrichten. Einspeiser bezahlen demnach keine Netznutzungsentgelte.

4.5.2 Kooperation bei der Erstellung des Netzanschlusses

4.5.2.1 Beschreibung des Problembereiches

In Österreich werden (im Gegensatz etwa zur Bundesrepublik Deutschland) die Kosten für die Herstellung von Netzanschlüssen komplett den einzelnen Anlagen zugeordnet (deep connection charges). Hohe Anbindungskosten kippen so manche Projektplanung in die Unwirtschaftlichkeit. Besonders bei kleinen Anlagen sind diese Aufwendungen anteilsmäßig oft exorbitant. Doch auch Windturbinen sind hoch belastet, da sie in einigen Netzgebieten zusätzlich zum „Netzzutrittsentgelt“ noch pauschale Entgelte im Rahmen von „Netzanschluss-konzepten“ in Höhe von bis zu 100.000 €/MW bezahlen müssen. Wie auch beim Strombezug ist bei dezentralen Einspeisern der ‚nächste geeignete Netzanschlusspunkt’ bzw. die Netzebene oft umstritten.

Die Arbeiten zum Netzanschluss werden in der Regel von den allein dazu befugten Netzbetreibern durchgeführt und den Anlagenbetreibern dann in Form des „Netzzutritts-entgeltes“ in Rechnung gestellt. Nach § 2 der SNT-VO müssen diese Kosten „angemessen“ sein und „den Marktpreisen entsprechen“. Bei einigen stark reglementierten Arbeiten kann jedoch von einem Markt nicht gesprochen werden.

Die gegebenenfalls durch DE-Anlagen induzierten Netzausbaukosten (im vorgelagerten Netz) werden in Form eines Entgeltes in Rechnung gestellt. Problematisch ist diese Regelung dann, wenn Maßnahmen für eine Anlage notwendig werden, in der Folge aber auch anderen (früher oder später angeschlossenen) Anlagen zugute kommen („First Mover-Nachteil“). Siehe hierzu auch Obersteiner 2004.

4.5.2.2 Untergesetzliche Maßnahmen innerhalb des gegebenen rechtlichen Rahmens

Unverbindliche Anfragen interessierter Betreiber zu Netzanschlüssen verursachen den VNB häufig einen hohen Aufwand (bis zu 2 Menschtagen pro Fall), dem keine Einnahmen gegenüberstehen. Häufig werden die Kosten für eine hohe Einspeiseleistung angefragt, und in einem zweiten Schritt die maximale Einspeiseleistung, die ohne Netzausbauinvestitionen integrierbar wäre. Dies verursacht beim VNB unnötigen Aufwand.

Gegenseitiges Wissen über Potenziale & Restriktionen könnte helfen, realistische Standorte und Anlagengrößen frühzeitig herauszufiltern, und damit nicht zielführende Arbeit zu reduzieren. Dazu müssten sowohl den VNB wie den Anschluss-Interessenten alle Auflagen, Potenzial-Abschätzungen etc. möglichst leicht zugänglich sein, ebenso wie das verfügbare Wissen über die bereits bestehenden oder geplanten Erzeuger sowie bestehende und geplante Netzkapazitäten.

Der Prozess könnte schon durch ein Formblatt verbessert werden, mit dem die Anschlussinte-ressenten dem VNB alle benötigten Daten mitteilen. Die Genehmigungserfordernisse sollten (jeweils für die verschiedenen Typen und Größenklassen) bundesweit vereinheitlicht werden. Außerdem könnte eine höhere Transparenz bei den einzelfallspezifischen Berechnungen von Anschlusskosten zu einer besseren Prognostizierbarkeit auf Seiten der Anlagenplaner führen. Im EU-Projekt ELEP (Knight et al. 2005) wurde die Höhe der Kosten und die Intransparenz der Berechnungen in Österreich kritisiert und vorgeschlagen, einheitliche, transparentere Verfahren und Modellverträge zu entwickeln.

Die bestehenden Netzschutz-Einrichtungen und entsprechende Standards (z.B. EN 50348) sind im Zusammenhang mit dezentralen Anlagen besonders relevant für die Spannungsqualität und das Netzmanagement (Bletterie and Brunner 2005). Sie stellen zwar ein Optimierungspotenzial dar (Anpassung der Grenzwerte und Überprüfungstakte), aber keinen entscheidenden Kostenfaktor auf Anlagenseite, da bereits Standard-Komponenten über die derzeit bestmöglichen Merkmale verfügen. Durch einen verbesserten Informationsaustausch zwischen VNB und Anlagenbetreibern können hier bei verschiedenen Anlagentypen (mit Synchrongene-ratoren und Wechselrichten) Optimierungen erzielt werden und Netzrückwirkungen ausgeschlossen werden.

4.5.2.3 Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens

Im internationalen Vergleich haben sich Regelungen bewährt, welche die Netzausbaukosten nicht Einzelanlagen zuordnen (deep connection charges), sondern sie in verschiedenen Formen des ‚shallow charging' sozialisieren (Knight et al. 2005, vergl. auch Obersteiner 2004). Dies kann im Extremfall jedoch dazu führen, dass sehr netzferne Standorte genutzt werden. Eine Steuerung des DE-Ausbaus auf besonders netzverträgliche Standorte könnte dies eventuell konterkarieren. Es gilt also einen Mittelweg zu finden, mit der ein volkswirtschaftlich gutes Ergebnis bei geringem Regulierungsaufwand erreicht wird.

In Großbritannien z.B. wurde vom Regulierer Ofgem versucht, die negativen Auswirkungen der tiefen Anschlussgebühren auf DE-Investitionen dadurch abzuschwächen, dass Erzeuger, die zunächst für die gesamten Netzausbaukosten aufkommen müssen, von späteren Einspeisern für den von ihnen finanzierten Netzausbau kompensiert werden (OFGEM 2002). Aber auch bei einer solchen Regelung bleibt für den ersten Erzeuger das Problem bestehen, dass er das Risiko trägt und eventuell auf diesen Kosten sitzen bleibt, wenn keine weiteren Einspeiser dazu kommen. Auch bleibt der VNB bei einer solchen Regelung, die vor allem die Einspeiser betrifft, außen vor und hat kaum Anreize zur Kooperation und zur Beförderung netzgünstiger Standorte.

In Großbritannien konnte sich dieser Ausgleichsmechanismus nicht durchsetzen und die tiefen Anschlussgebühren wurden mit dem "distribution price control review" im April 2005 durch flache Anschlussgebühren abgelöst. Nun sind es zunächst die Netzbetreiber, die für die Kosten des Netzausbaus aufkommen müssen. Allerdings können sie garantiert 80% dieser Kosten auf die Netzentgelte („use of system charge") umlegen, womit ihnen ein Großteil des Investitionsrisikos genommen wird. Gleichzeitig erhalten die Netzbetreiber einen positiven Anreiz zugunsten von DE, indem sich ihr erlaubtes Einkommen pro kW angeschlossener DE-Leistung erhöht. Durch die neue Regelung geht einerseits ein Standortsignal verloren, weil die Ausbaukosten nicht mehr von einem einzelnen Erzeuger zu bezahlen sind, sondern auf alle Netznutzer umgelegt werden. Gleichzeitig erhalten VNB jedoch einen Anreiz, den Netzausbau effizient herzustellen und DE an netzgünstige Standorte zu lenken, an denen geringe Ausbaukosten entstehen und an denen die Nutzen von DE für die VNB maximiert werden, so dass VNB unter dem Strich an DE verdienen können.

VNB erhielten also einen Anreiz, ein kooperatives Verhältnis mit den Erzeugern aufzubauen und für jene Standorte zu werben, die ihm aus Netzsicht günstig erscheinen. Netzbetreiber müssen jährlich einen Bericht veröffentlichen, in dem sie Erzeugungsmöglichkeiten in ihrem Netzbereich darstellen. Während sie in der Vergangenheit eher versucht haben, Möglichkeiten für dezentrale Erzeugung zu verbergen, sollten sie nach den neuen Regeln ein Interesse daran haben, diesen Bericht als ein Instrument zu nutzen, ihr Netz und die günstigsten Erzeugungsstandorte proaktiv anzubieten.

Die Standortsignale, die mit flachen Anschlussgebühren verloren gehen, können ersetzt werden, indem für die Erzeuger eine leistungsabhängige jährliche Gebühr eingeführt wird, die je nach Standort im Netz positiv, Null oder negativ sein kann und die den Erzeugern einen Anreiz gibt, netzgünstige Standorte zu wählen. Eine solche Gebühr würde aber nicht dazu dienen, die Netzausbaukosten zu finanzieren.

Im Falle einer Beibehaltung von umfassenden (‚deep') Charges müsste die Regulierungsbehörde jedenfalls ein Regelwerk schaffen, welches im Falle von schrittweisem Ausbau bestimmter Netzgebiete multilaterale Übereinkommen und eine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten bei der schrittweisen Integration von DE-Anlagen ermöglicht.

4.5.3 Kooperation beim Netz- und Anlagenbetrieb – Spannungshaltung und Lastmanagement

4.5.3.1 Beschreibung des Problembereiches

Sowohl Anlagen- als auch Netzbetreiber haben in den Interviews die Einschätzung vertreten, dass beim Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen Verbesserungspotenziale vorhanden sind.

Vor allem Netzbetreiber sehen hier prinzipiell größere Einflusspotenziale als bei der Frage der Standortwahl. Dabei ist zu unterscheiden zwischen dem Problem der Spannungshaltung auf der eine Seite, dem insbesondere von den Netzbetreibern große Bedeutung zugemessen wird, und dem Engpassmanagement auf der anderen Seite.

Spannungshaltung

Die Spannungshaltung wurde von den Netzbetreibern als zentrales Problem identifiziert. Die Leistung zentraler Kraftwerke könne bei dezentraler Einspeisung zwar entsprechend angepasst werden, aber das Spannungsproblem auf der unteren Netzebene durch die dortige Einspeisung bleibe auch dann bestehen.

Als unproblematisch sehen die VNB in diesem Sinne nur kleinste Anlagen an, sofern sie vereinzelt angeschlossen werden, und nicht mehr als 50% des auf unterster Ebene benötigten Stromes einspeisen. Eine Stromflussumkehr wird von den VNB grundsätzlich als problematisch angesehen.

Dieses Problem betrifft insbesondere entlegene Gebiete mit schwachen Netzen, ist abhängig von der angeschlossenen Leistung und Art des Anschlusses (1- bzw. 3-Polig) sowie von der jeweiligen Netztopografie. Einspeisung bzw. Bezug von Blindleistung können das Problem verschärfen.

Das Wissen über mögliche Netzzustände (mögliche Stromflüsse und Spannungsentwicklung aufgrund erwartbarer Konstellationen von Einspeisung und Verbrauch, und wann sie im Sinne der Spannungshaltung etc. problematisch werden) scheint sehr begrenzt zu sein, und Regelungsmöglichkeiten sind kaum gegeben, obwohl sie technisch machbar sind.

Erzeugungsmanagement anstelle von Netzausbau auf NS/MS-Ebene

In Österreich existiert kein ausreichend detailliertes und transparentes Regelwerk, nachdem festgelegt wird, welche Anlagen zuerst vom Netz genommen werden, wenn die Netzkapazitäten für den Abtransport z.B. großer Anteile an Windenergie nicht mehr ausreichen. Auch ist nicht geklärt, ob und von wem Anlagenbetreiber für Ertragsausfälle kompensiert werden können, die im Rahmen eines Einspeisemanagements entstehen, welche den Anschluss weiterer Anlagen erlauben, obwohl in Ausnahmesituationen die Netzkapazitäten für den Abtransport nicht ausreichen könnten. Je mehr der Anteil der dezentralen Erzeugung zunimmt, desto wichtiger wird es sein, ein für alle Beteiligten akzeptables und transparentes Verfahren einzuführen.

Im Interview hat ein Mitarbeiter eines Netzbetreibers z.B. geäußert:

> *„Im Betrieb selbst würde allerdings ein Verbesserungspotenzial liegen, denn der Netzbetreiber hat auf der einen Seite den gesetzlichen Auftrag eine entsprechende Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Wenn dezentrale Anlagen einspeisen, müsste der Netzbetreiber auf diese Anlagen zugreifen können, soweit sie von ihrer Primärenergie-Situation und Technik überhaupt dazu in der Lage sind zur Versorgungssicherheit beizutragen. Hier ein Beispiel: Wenn in einem Netzbereich sehr viele kleine Mikrogasturbinen oder Kleinblockheizkraftwerke installiert werden, wäre es natürlich sinnvoll, wenn man über geeignete Steuereinrichtungen auf diese Anlagen zugreifen könnte und es wäre natürlich günstig, dem Netzbetreiber diese Möglichkeit einzuräumen.“*

Um dezentrale Kraftwerke in das Stromsystem zu integrieren, müssen die notwendigen Kontroll- und Steuerungssysteme aufgebaut bzw. vorhande Systeme entsprechend genutzt werden (z.B. Rundsteuertechnik, die bereits heute für Verbrauchsgeräte genutzt wird). Auch wenn die Meinungen darüber auseinander gehen, welche Steuerungstechnologien am geeignetsten sind, ab welcher Anlagengröße der Nutzen größer ist als die Kosten und wie sich die Kosten der Steuerungstechnologien zukünftig entwickeln werden, stehen die entsprechenden Technologien zur Verfügung. Um diese jedoch auch nutzen zu können, müssen auch die entsprechenden institutionellen Mechanismen vorhanden sein.

Revisionen

Ein Koordinationsdefizit zwischen Anlagen- und Netzbetreiber besteht auch bei Revisionen von Kraftwerken, wenn diese nicht mit dem Netzbetreiber koordiniert werden. Dazu ein Netzbetreiber:

> *„Es ist nicht so, dass die Betreiber bei einer Revision sagen: Wie sieht die Netzsituation aus? Sondern sie optimieren das nach anderen Kriterien. Sie melden das bei uns nur an, koordinieren es aber nicht."*

4.5.3.2 Maßnahmen innerhalb des gegebenen rechtlichen Rahmens

Auch ohne Änderung des bestehenden rechtlichen Rahmens kann die Zusammenarbeit zwischen Anlagen- und Netzbetreibern im Betrieb verbessert werden. Zentraler Ansatzpunkt ist eine verbesserte Transparenz und ein verbesserter Informationsaustausch zwischen den beiden Akteuren. Das betrifft zum Beispiel die Koordination von Anlagenrevisionen mit dem Netzbetreiber.

Spannungshaltung

Die Schutzeinrichtungen dezentraler Anlagen sind nicht (bundesweit) einheitlich (siehe Unterschiede bei Wechselrichtern) und nicht immer optimal. Schutzeinrichtungen und Messwesen sollten für die verschiedenen Anlagentypen und Größenklassen bundesweit vereinheitlicht werden. Bei verschiedenen Anlagen können weniger sensible Abschaltkriterien und koordinierte Überprüfungstakte den Netzbetrieb stabilisieren (siehe das EdZ-Projekt 807719 – Verbesserung der Versorgungsqualität..., sowie Bletterie and Brunner 2005). Ein ‚Standortdatenblatt' wäre hier hilfreich.

Die „Holzhammermethode Überspannungsschutz" kann zunächst bei einzelnen Einspeisern modifiziert werden, indem zunächst die Möglichkeit eingerichtet wird, zunächst (eventuell über eine Veränderung des cos φ, d.h. aktives Blindleistungsmanagement) die Wirkleistung zu begrenzen, bevor die totale Abschaltung der Anlage ausgelöst wird. Bei mehreren Anlagen an einer Abzweigung müssten, um die Kapazitäten optimal zu nutzen und ‚gerecht' freizugeben, komplexere multilaterale Vereinbarungen getroffen und eine Transparenz über die Mechanismen der Abschaltung hergestellt werden. Hierbei könnte dem Regulator erneut eine wichtige Rolle als Kontrollinstanz und Schiedsrichter zukommen.

Erzeugungsmanagement anstelle von Netzausbau auf NS/MS-Ebene

Ein strittiger Punkt ist, ob die derzeitige Praxis der Netzbetreiber, sich im Fall von Netzengpässen eine jederzeitige Abschaltung von Ökostromanlagen vorzubehalten, mit der Privilegierung dieser Anlagen in §7 der EU-Erneuerbaren-Richtlinie konform ist. Teilweise haben die Netzbetreiber auch darauf bestanden, in die Abnahmeverträge Klauseln einzuführen, dass die Anlage bei Netzengpässen jederzeit abgeschaltet werden kann. Es existiert kein transparentes Verfahren, nachdem festgelegt wird, welche Anlagen zuerst vom Netz genommen werden. Auch ist keine Vergütung vorgesehen für den Beitrag, den die Anlagen in einem solchen Fall für die Netzregelung leisten würden.

Die Betreiber von EE-Anlagen weisen darauf hin, dass die Vorgabe der vorrangigen Einspeisung auch in österreichisches Recht umgesetzt werden müsse, um sicherzustellen, dass zunächst nicht-priviligierte Anlagen vom Netz genommen werden. Darüber hinaus wäre aber auch ein transparentes Verfahren notwendig, wie mit Netzüberlastungen umgegangen werden kann und wie Anlagen ihre Leistung reduzieren müssen. Da der Nachweis, dass es keine andere Möglichkeit gab, als Anlagen vom Netz zu nehmen generell schwierig zu erbringen ist, sind klare Regeln und Transparenz umso notwendiger.

So könnte zunächst durch den Bezug oder die Einspeisung von Blindleistung bei einzelnen Anlagen die Spannungshaltung auch bei insgesamt höherer Wirkleistungseinspeisung ermöglicht werden. Für die entsprechend reduzierte Wirkleistungseinspeisung der Blindleistungserbringer könnte ein finanzieller Ausgleich vereinbart werden. Ist die Drosselung der Gesamt-Wirkleistung unumgänglich, so könnte die Reduktion durch die komplette

Abschaltung einzelner Anlagen in bestimmter Reihenfolge oder die Drosselung vieler Anlagen um einen bestimmten Prozentsatz erfolgen.

Prinzipiell könnte auf verschiedenen Ebenen dafür gesorgt werden, transparente Regeln einzuführen – am besten noch bevor es tatsächlich zu Abschaltungen kommt.

Erstens könnten einzelnen Netzbetreiber für ihr Netz klare Regeln festlegen, eventuell in Absprache mit den Erzeugern in ihrem Netzgebiet.

Zweitens könnten VNB und Anlagenbetreiber, z.B. vertreten durch die entsprechenden Verbände, netzübergreifend einheitliche Regeln vereinbaren.

Schließlich könnten auch durch den Regulator in Zusammenarbeit mit den Betroffenen verbindliche Regeln festgelegt werden.

Bei einzelnen Netzbetreibern werden derzeit schon entsprechende Konzepte ausgearbeitet. Neben der Gleichbehandlung aller Erzeuger kann auch nach dem ‚first-come-first-serve'-Prinzip verfahren werden, nachdem Erzeuger, die zuerst ans Netz gegangen sind, bei Engpässen Priorität haben, d.h. die später errichteten Anlagen müssen zuerst heruntergefahren werden oder andere Anlagen für eine Reduzierung der Einspeisung vergüten. Die Erzeugerseite hat durch solche Verfahren den Vorteil, dass mehr Anlagen ans Netz angeschlossen werden können. Zwar können einzelne Anlagen unwirtschaftlich werden, jedoch wird mit einem transparenten Verfahren auch ein entscheidender Risikofaktor beseitigt, was Projekte kalkulierbarer macht und sich auch positiv auf die Kreditvergabe auswirken kann. Aber auch den Netzbetreibern können dadurch Vorteile entstehen, so die Aussage eines Netzbetreibers:

„Der Vorteil für uns ist, dass wir eine breitere Grundlast bekommen, erzeugungsmäßig."

Gegen eine Vereinbarung auf Verbände-Ebene haben sich sowohl Netz- als auch Anlagenbetreiber ausgesprochen. Eine Lösung wie sie derzeit in Deutschland zwischen den Verbänden unter dem Stichwort „Erzeugungsmanagement" diskutiert wird, wurde abgelehnt[15]. Insbesondere die Anlagenbetreiber haben darauf hingewiesen, dass es schwierig sei, bei so ungleichen und ungleich starken Akteuren wie Anlagen- und Netzbetreiber ein Regelwerk zu vereinbaren. Für eine bundesweit einheitliche Regelung ist deshalb der Regulator gefragt. Dennoch können zunächst auf der Ebene einzelner Netzbetreiber Konzepte erarbeitet und getestet werden, die dann für alle Beteiligten akzeptabel sind.

Auch wäre es im Sinne einer erhöhten Transparenz und Effizienz wünschenswert, genauer zu klären was unter der „vollständigen Auslastung" eines Netzes zu verstehen ist und mit welchen Maßnahmen Netzbetreiber ihre Netzkapazität optimieren können, ohne das Netz auszubauen

[15] Zur Situation in Deutschland, vergleiche eine Pressemitteilung des ‚EnergieVerein' im *IWR-Pressedienst* vom 19.4.2006: „Häufig wird der Netzanschluss unter dem Hinweis auf fehlende Netzkapazitäten insgesamt verweigert oder nur vorgenommen, wenn sich der Anlagenbetreiber dem sogenannten Erzeugungsmanagement unterwirft. Damit erhält der Netzbetreiber auf der Grundlage des § 4 Abs. 3 EEG die Möglichkeit, für den Fall einer vollständigen Netzauslastung mit EEG-Strom die jeweilige Anlage für die Dauer des Engpasses zu drosseln oder ganz abzuschalten. Hinsichtlich der Einzelheiten der Durchführung des Erzeugungsmanagements kommt es immer wieder zu Streit zwischen Anlagen- und Netzbetreibern; bei den finanzierenden Banken herrscht Skepsis aufgrund der schwer zu prognostizierenden, erzeugungsmanagementbedingten Vergütungsausfälle, so dass sich das Instrument des Erzeugungsmanagement zunehmend negativ auf die Planungs- und Finanzierungssicherheit auswirkt, die das EEG grundsätzlich gewährleisten soll. Gleichzeitig ist fraglich, welchen Umfang die Netzausbaupflicht der Netzbetreiber hat. In vielen Fällen ist nicht absehbar, in welchen Zeiträumen neue, ausreichende Netzkapazitäten geschaffen werden können, so dass insgesamt fraglich ist, ob die bestehenden Regelungen im EEG und im EnWG ausreichen, um das Ziel zu erreichen, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5 % und bis 2020 auf mindestens 20 % zu erhöhen."

(z. B. über ein Monitoring der jeweils aktuell tatsächlich verfügbaren Netzkapazität). Darüber hinaus sollten Netzbetreiber neben dem Erzeugungsmanagement auch Optionen zum Management von Verbraucherlasten berücksichtigen.

Kompensationen für Netzentlastung

Wenn Anlagen bei Netzüberlastung vom Netz genommen werden oder ihre Einspeiseleistung reduzieren müssen, dann sollte ihren Betreibern auf der anderen Seite auch ermöglicht werden, einen Beitrag zur Reduktion der Netzlast zu leisten und entsprechend dafür vergütet zu werden. Je verbrauchsnäher die dezentralen Einspeisungen erfolgen, umso mehr vermindert sich die Last des Netzes, in das der dezentrale Einspeiser einspeist. Dadurch werden Verteilverluste im Netz vermindert, wodurch sich ein echter Kostenvorteil für den Netzbetreiber ergeben kann. Bei nicht verbrauchsnahen Einspeisungen in Netze des VNB vermindert sich in der Regel nur die Höchstlast der Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene, nicht aber die Netzlast der Einspeiseebene. Momentan existiert in Österreich kein Instrument, das dem Netzbetreiber eine entsprechende Steuerung und Vergütung der Einspeisung ermöglichen würde.

Die Kosten der Netznutzung werden in Österreich zu 100% vom abnehmenden Netznutzer aufgebracht, einspeisende Netznutzer zahlen kein Netznutzungsentgelt. Strom, der in die Netzebenen unterhalb der Höchstspannungsebene eingespeist wird, vermindert die Einspeisung zentraler Kraftwerke und entlastet so die Netzebenen, die der dezentralen Einspeisung vorgelagert sind und in Einzelfällen auch die Netzebene der Einspeisung. Da die Netzentgelte mit Hilfe eines transaktions-unabhängigen Punktmodells berechnet werden, bei dem davon ausgegangen wird, dass alle Erzeuger auf der Höchstspannungsebene einspeisen, sind die Netznutzungsentgelte für den Letztverbraucher unabhängig vom Grad der dezentralen Einspeisung.

Die dezentrale Einspeisung führt dazu, dass bei den Netzbetreibern Netzentgelte an die vorgelagerten Netzbetreiber entfallen, die der durch dezentrale Einspeisung verursachten Netzentlastung entsprechen.

Die Einspeisung von dezentralen Kraftwerken kann aufgrund dieser Entgeltsystematik folglich zu einer Kostenentlastung bei den Verteilnetzbetreibern führen, für welche die dezentralen Einspeiser im aktuellen System nicht vergütet werden. Anders als zum Beispiel in Deutschland[16] ist es in Österreich nicht vorgesehen, dass von den VNBs ein Entgelt für vermiedene Netznutzung an die dezentralen Einspeiser ausbezahlt wird. Das bedeutet, dass die Einspeisung von dezentralen Kraftwerken zu einer Kostenentlastung bei den Verteilnetzbetreibern führt, wenn diese Einspeisung die Höchstlast des Bezuges vom übergeordneten Netz verringert, diese Einsparung jedoch nicht an die dezentralen Erzeuger weitergegeben wird. Dabei geht es nicht um eine Reduktion der eigentlichen Kosten der jeweiligen Einspeise-Netzebene, die in der E-Control-Studie untersucht worden ist (E-Control GmbH 2005b), sondern um die durch dezentrale Einspeisung verringerte Höchstlast, die von der übergeordneten Netzebene bezogen werden muss und dem daraus resultierenden verringerten Entgelt für diese übergeordnete Ebene.

Die Ersparnisse des Netzbetreibers an Kosten gegenüber der vorgelagerten Netzebene aufgrund dezentraler Einspeisung sind „bei der Ermittlung des Systemnutzungstarifs hinzuzurechnen“. Diese Vorgabe wird laut **Systemnutzungstarife-Verordnung 2003** und den betreffenden Erläuterungen der ECK (siehe www.e-control.at) bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife auch umgesetzt, so dass die Kostenentlastung letztendlich an die Kunden der Einspeisenetzebene weitergegeben wird. Dennoch profitieren die Netzbetreiber zumindest vorübergehend von der Einsparung durch DE. Ein Mitarbeiter eines regionalen Netzbetreibers äußerte sich im Interview z.B. so:

[16] Siehe AP 2: Internationale Erfahrungen

> *„Auf der anderen Seite ist es natürlich so, dass im gesamten Versorgungsgebiet die Tarife gegenüber dem übergeordneten Netzbetreiber (...) reduziert werden (...) Das ist sicher vom Volumen her etwas, wo der Netzbetreiber einen Vorteil hat."*

Auch bei den kleinen Netzbetreibern wird diese Aussage bekräftigt:

> *„(...) jeder Netzbetreiber hat natürlich ein Interesse, eine derartige Erzeugungsanlage in seinem Netz zu haben, weil er sich zusätzlich auch die vorgelagerten Netzkosten erspart"*

Zunächst wäre es für die weitere Diskussion hilfreich, die Größenordnung der genannten Entlastung der Netzbetreiber zu quantifizieren, um in der Diskussion um die Kosten der dezentralen Erzeugung auch deren Nutzen berücksichtigen zu können. In Deutschland wurde der Effekt auf 800 Mio. €/a beziffert, immerhin 6,5 % der gesamten Netznutzungsentgelte, wobei den Anlagenbetreibern aufgrund der in der Verbändevereinbarung festgelegten Berechnungsmethode nur etwa 400 bis 500 Mio. €/a ausbezahlt wurden[17] (Mühlstein 2003).

Allerdings ist die Höhe der Einsparung mehr oder weniger zufällig, wenn die Netzbetreiber keine Möglichkeit haben, den Betrieb der Anlagen zu beeinflussen und darauf hinzuwirken, dass sie zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast auch tatsächlich einspeisen (Fritz et al. 2005). Zwar ist davon auszugehen, dass z.B. KWK-Anlagen, die einen hohen Wärmebedarf im Winter abdecken müssen, zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, die gewöhnlich im Winter liegt, einspeisen. Dennoch wäre eine explizite Koordination zwischen DE- und Netzbetrieb wünschenswert.

Dass die Netzbetreiber die Kosteneinsparung nicht an die dezentralen Einspeiser weitergeben müssen, stellt für die Netzbetreiber einerseits einen positiven Anreiz zur Unterstützung von DE dar. Allerdings fehlt damit auch ein Instrument, auf dessen Grundlage der VNB den dezentralen Anlagen entsprechende Anreize geben könnte, die Einspeisung mit dem Lastverlauf im Netz abzustimmen und vor allem zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast einzuspeisen und das damit als Grundlage für eine „stromwirtschaftliche Zusammenarbeit" (Mühlstein 2003) zwischen DE-Betreiber und VNB dienen könnte. Voraussetzung dafür wäre auch, dass der VNB den Lastverlauf in seinem Netz transparent macht und die Einspeiser durch die Übermittlung von Lastsignalen in die Lage versetzt, auf diesen Lastverlauf zu reagieren.

In einem weitergehenden Schritt könnte ein solches Instrument nicht nur dazu dienen, den Bezug aus dem vorgelagerten Netz zu reduzieren, indem Anlagen ex-post für ihre Vermeidungsleistung vergütet werden, sondern Anlagen könnten auch dafür vergütet werden, gesicherte Erzeugungskapazitäten vorzuhalten, die durch den Netzbetreiber abrufbar sind. Dann wäre es denkbar, dass ein Netzausbau verschoben wird und die Netzlast im Verteilnetz die maximale Anschlussleistung an das vorgelagerte Netz übersteigt.

In den Interviews haben VNB Interesse an einer solchen Möglichkeit gezeigt, jedoch auch darauf hingewiesen, dass die (Betriebs-) Kosten, die ihnen durch eine entsprechende Vergütung entstehen würden, im Gegensatz zu den Investitionskosten für den Netzausbau vor dem Regulator nicht als Kosten anerkannt werden. Dazu beispielhaft die Aussage eines VNB-Mitarbeiters:

> *„Wenn sich der Netzbetreiber Investitionen spart, spart er sich Kosten. Der Erzeuger will natürlich aus den Kosten, die der Netzbetreiber spart, profitieren. Der Netzbetreiber müsste jetzt mit den Erzeugern Verträge abschließen und die Kosten übernehmen. Derzeit ist es so, dass der Regulator solche Kosten nicht anerkennt, mit der Begründung, das sei Aufgabe des Netzbetreibers, der soll entsprechend investieren und bauen."*

Diese Aussage zeigt ebenfalls beispielhaft, dass mit dem Unbundling nicht alle Koordinationsmöglichkeiten zwischen Netz und Erzeugung verloren gegangen sind, sondern dass durchaus

[17] Die Verbändevereinbarung wurde inzwischen abgelöst. Nun regelt §18 der Strom-Netzentgeltverordnung, dass die Entgelte an die dezentralen Anlagen als Entgelt für vermiedene Netznutzung (VNNE) ausgeschüttet werden.

die Möglichkeit gesehen wird, die vertikale Integration innerhalb eines Unternehmens durch eine vertragliche Koordination unterschiedlicher Akteure zu ersetzen.

4.5.3.3 Bedarf zur Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens

Bei der Darstellung untergesetzlicher Maßnahmen sind bereits mehrere Aspekte deutlich geworden, bei denen eine Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens notwendig erscheint, um die Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern zu fördern. Beim Engpassmanagement ist es zwar möglich und wünschenswert, dass in einzelnen Netzen bereits vor einer Änderung des rechtlichen Rahmens Konzepte entwickelt und getestet werden. Letztlich sollten die dabei gewonnenen Erkenntnisse jedoch in ein allgemein verbindliches, d.h. verrechtlichtes Engpassmanagement-Konzept einfließen.

Dabei geht es nicht zuletzt um die grundsätzliche politische Frage, wie DE und vor allem erneuerbare Energien für die Stromerzeugung in Österreich in Zukunft gefördert werden sollen. Zugriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers auf einzelne Anlagen bedeuten (bei Strom aus erneuerbaren Energien), dass die Anlagen nicht mehr ausschließlich nach dem Prinzip der privilegierten Einspeisung eine möglichst große Anzahl kWh in die Ökostrombilanzgruppe einspeisen. Die Erzeugerseite hat daher in den Interviews auch Bedenken angemeldet, dass die auf diesem Prinzip beruhenden, erstmals bundesweit einheitlichen Vereinbarungen (Ökostromgesetz) das Ergebnis sehr umfangreicher Verhandlungen sind und ein wertvolles Gut darstellen. Die Orientierung an der Menge von kWh (zeit- und orts-unabhängig) und die Maximierung des Jahresertrages an den genehmigten Standorten dürfe daher als Maxime nicht aufgegeben werden. Statt transparenter Regeln für das Engpassmanagement einschließlich entsprechender Vergütungsregeln fordern viele Anlagenbetreiber die konsequente Umsetzung des in §7 der EU-Erneuerbaren-Richtline vorgegebenen priority-dispatch-Prinzips in österreichisches Recht[18].

In einem zweiten Schritt, d.h. wenn die Förderung von erneuerbaren Energien gesichert und die privilegierte Einspeisung auch in Engpasssituationen klar verankert ist, sollten auch die Grundlagen für die bessere Integration der Anlagen geschaffen werden. Die Weiterentwicklung der prioritären Einspeisung von Erneuerbaren muss nicht zwangsläufig eine Verschlechterung der Förderung bedeuten, sondern kann prinzipiell für beide Seiten Vorteile bringen.

Eine entsprechende Regelung könnte sich an die Novelle des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) von 2004 in Deutschland anlehnen, in der folgende verbesserten Integrationsmöglichkeiten festgelegt wurden:

> *„Es besteht die Möglichkeit, vom „priority dispatch"-Prinzip abzuweichen, wenn Anlagen- und Netzbetreiber gemeinsam eine für beide Seiten günstigere Lösung finden. Netzbetreiber und Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien können im gegenseitigen Interesse von der Verpflichtung des Netzbetreibers zur vorrangigen Abnahme des gesamten Strom durch Vertrag dann abweichen, wenn dies der besseren Integration der Anlagen in das Netz dient"*[19].

Dadurch sollen Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreibern ermöglicht werden, die dazu dienen, die Einspeisung stärker am tatsächlichen Bedarf auszurichten. Wichtig ist dabei die Regelung, dass Netzbetreiber die in Folge einer solchen Vereinbarung entstehenden Kosten (z.B. Kosten für die Steuerungstechnik, aber ggf. auch eine entsprechende Vergütung für die Kraftwerke) bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen können. Hier sollten auch Vergütungen, die Netzbetreiber an dezentrale Anlagenbetreiber auf Grund einer dauerhaften Minderung der Netzlast zahlen, als separate Kostenart ausgewiesen und damit als Bestandteil der Betriebskosten anerkannt werden.

---

[18] So Stefan Hantsch, Geschäftsführer der IG Windkraft im Interview. Die IG Windkraft habe dazu auch ein entsprechendes juristisches Gutachten in Auftrag gegeben.

[19] §4 Abs.1 Satz 3

Die Pflicht zum vorrangigen Anschluss besteht auch dann, wenn das Netz zeitweise vollständig durch Strom aus erneuerbaren Energien ausgelastet ist[20]. Dafür muss das Kraftwerk jedoch mit einer technischen Einrichtung ausgestattet sein, mit der im Falle einer Netzüberlastung die Einspeiseleitung reduziert werden kann. Der Netzbetreiber wiederum muss die Notwendigkeit einer solchen Maßnahme, d.h. die Überlastung schriftlich nachweisen.

Das Potenzial für ein einvernehmliches Abweichen von der privilegierten Einspeisung wird in Österreich möglicherweise dadurch reduziert, dass hier nicht der Netzbetreiber den Strom abnimmt, sondern die Ökostrombilanzgruppe.

4.5.4 Kooperation beim Marktzugang

Die Einbeziehung dezentraler Anlagen und erneuerbarer Energien in die Märkte, insbesondere den Markt für Regelenergie ist bislang unbefriedigend. Die Ausgestaltung des Regelenergie-Marktes ist derzeit sehr hochschwellig (Marktzugang, Mindestgebot 10 MW-Blöcke über mehrere Stunden) und wenig transparent. Leistungskleinere Anlagen (kleiner 10 MW-Blöcke) sind dadurch praktisch ausgeschlossen. Selbst bei einer Bündelung ihrer Erzeugung wären sie bei derzeitigen Marktbedingungen nicht in der Lage zu bieten.

Das Ökostrom-Bilanzmanagement ohne Zugang zu einem Intra-day-Handel scheint derzeitige technische Möglichkeiten nicht auszuschöpfen. Die Kosten für den daraus resultierenden sehr hohen Bedarf an Regelenergie werden großteils über das Ökostrombudget den EndKundInnen aufgebürdet. Gerade bei Biogasanlagen und KWK-Anlagen bestünden jedoch relativ günstige Möglichkeiten, steuerbare Spitzenkapazitäten aufzubauen – insbesondere während der Heizperiode.

Mit zunehmendem Anteil dezentraler Ressourcen stellt sich die Frage, wie diese nicht nur in die Netze, sondern auch in die Märkte integriert werden können. Das betrifft sowohl Strommärkte als auch die – teilweise noch zu schaffenden – Märkte für Systemdienstleistungen.

Aus der Sicht des Gesamtsystems kann diese Integration zusätzlicher Kapazitäten und Akteure einen Beitrag zur Stärkung des Wettbewerbs leisten. Auch die Frage, inwieweit wettbewerbliche Strommärkte in der Lage sind, ausreichend Erzeugungskapazität zur Verfügung zu stellen, kann durch die Einbindung dezentraler Ressourcen entschärft werden. Aus Sicht der dezentralen Ressourcen können dadurch zusätzliche Risiken entstehen – insbesondere dann, wenn sie bislang in Marktnischen betrieben werden – es können sich aber auch zusätzliche Einnahmemöglichkeiten entwickeln.

Bei der Integration dezentraler Ressourcen in die Märkte stellen sich mehrere Fragen:

- Wie müssen die Märkte jeweils ausgestaltet sein, um eine Teilnahme dezentraler Ressourcen zu ermöglichen?
- Hier geht es einerseits um Marktzutrittsbedingungen, die dezentralen Ressourcen den Zutritt diskriminierungsfrei ermöglichen. Zum anderen geht es aber auch um die Frage, inwieweit durch eine Dezentralisierung der Erzeugung und eine stärkere Einbeziehung der Nachfrage sich auch die Struktur des Gesamtsystems einschließlich der Märkte verändert und dezentraler wird?
- Welche technischen und organisatorischen Voraussetzungen müssen dezentrale Ressourcen erfüllen, um an diesen Märkten teilnehmen zu können?
- Wie kann die Einbindung dezentraler Ressourcen in die Märkte konkret organisiert werden, bedarf es dabei eines Zusammenspiels zwischen Anlagenbetreibern und Dritten?
- Schließlich: Welche Rolle können dabei die Netzbetreiber spielen?

[20] §4 Abs.3

Im Rahmen dieser Studie interessieren wir uns vor allem für die Kooperationsmöglichkeiten zwischen Netz- und Anlagenbetreibern. Es stellt sich die Frage, welche Rolle Verteilnetzbetreiber bei der Integration dezentraler Ressourcen in die Märkte spielen können. Dabei geht es vor allem um das ‚Poolen' verschiedener dezentraler Ressourcen zu „virtuellen Kraftwerken" mit dem Ziel, diese marktfähig zu machen. Dieses Poolen wird z.B. in Großbritannien bereits vielfach praktiziert, u.a. weil dezentrale Anlagen dort – obgleich zahlenmäßiger sehr viel weniger als in Österreich – bereits viel stärker in Märkte eingebunden sind (Ilex 2004; Campbell Carr 2005). Prinzipiell können verschiedene Akteure diese Aufgabe übernehmen:

1. Neue Akteure, die sich auf diese Aufgabe spezialisieren
2. Kraftwerksbetreiber
3. Stromversorger/-händler
4. Netzbetreiber

Der Netzbetreiber hat im liberalisierten Strommarkt prinzipiell die Schlüsselfunktion eines technischen Mittlers zwischen den Wettbewerbsbereichen Erzeugung und Vertrieb inne. Seine Aufgabe ist es, die notwendige Infrastruktur sicher, kostengünstig und diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen, um die kontinuierlichen Austauschprozesse zwischen diesen beiden Bereichen zu ermöglichen. Er selbst sollte hier keinerlei eigene Interessen verfolgen. Überall dort, wo vor- und nachgelagerte Teilmärkte wettbewerblich organisierbar sind und dritte Akteure zum Zug kommen können, fungiert er im Idealfall allein als fördernder Koordinator oder „market maker" (z.B. durch Ausschreibungsverfahren für Regelenergie). Bildlich gesprochen ist der Netzbetreiber der Manager der Stromautobahn, ohne die es keinen Verkehr geben würde. Er nimmt aber keinen Einfluss auf die Art der (Motor-)Fahrzeuge, die sich auf der Autobahn bewegen, noch trifft er die Entscheidungen, wer an welchen Stellen einen Service für die Autobahnnutzer anbietet[21].

Ausgehend von diesem ordnungspolitischen Selbstverständnis des Netzbetreibers, plädieren wir dafür, bei der Vermittlung eines vereinfachten Marktzuganges zunächst auf die anderen o.g. Akteure (1-3) zu setzen. Die Notwendigkeit, das Marktdesign weiterzuentwickeln und die Märkte grundsätzlich für DE zugänglicher zu machen, bleibt davon unberührt.

4.6 Netztarifregulierung und Dezentrale Einspeisung

Eine zentrale Rolle kommt bei der Gestaltung eines kohärenten Anreizsystems für DE der Regulierung des ‚natürlichen Monopols' Netzbetrieb zu (siehe 4.2.2). Diese Regulierung ist aus verschiedenen Gründen notwendig (Sicherung der Versorgung, Vermeidung von Monopolrenditen etc.) und verfolgt entsprechend heterogene Ziele. Entscheidend ist, mit welcher Priorität die Förderung dezentraler Einspeisung in diesen Zielkatalog aufgenommen wird, und welche Entscheidung bezüglich einer grundsätzlichen Regulierungsmethode und ihrer Ausgestaltung getroffen wird.

Das für eine vermehrte Integration von DE also als besonders wichtig erkannte Themenfeld der Netztarifregulierung wird im folgenden Unterkapitel 4.6 vertieft und zum Teil detaillierte Handlungsmöglichkeiten in diesem Bereich aufgezeigt, bevor im letzten Unterkapitel 4.7 verschiedene andere Handlungsempfehlungen aufgegliedert nach ihren Adressaten zusammengefasst werden.

Die Aktivitäten des Netzbetreibers als zentralem Akteur für die Integration von DE hängen fundamental von denjenigen gesetzlichen Rahmenbedingungen ab, die

- ein bestimmtes Handeln vorschreiben,

[21] Der europäische Vergleich bestätigt, dass diese Rolle trotz aller Initiativen in Richtung Unbundling noch immer am ehesten von jenen (Übertragungs-)Netzbetreibern realisiert wird, die weitgehender staatlicher Kontrolle unterworfen sind (Knight et al. 2005, etwa in Dänemark oder Schweden.

- die notwendigen Erlöse zur Finanzierung der Aktivitäten absichern und
- den Netzbetreibern soweit notwendig Steuerungsmöglichkeiten gegenüber Dritten (Anlagenbetreibern) geben.

Dabei ist die Netzregulierung, wie sie durch die Systemnutzungstarife-Verordnung bzw. deren gesetzlicher Basis festgelegt ist, Dreh- und Angelpunkt aller Ausgestaltungsansätze.

Die Erlöse der Stromverteilnetzbetreiber ergeben sich aus den Systemnutzungstarifen mit seinen verschiedenen Komponenten. Die Ausführungen in diesem Kapitel verstehen sich als Beitrag, in der Regulierung der Systemnutzungstarife diejenigen Gestaltungsfenster zu identifizieren, die für die Kooperation zwischen Netzbetreiber und DE von hoher Wichtigkeit sind, und Vorschläge für ihre Ausgestaltung zu machen.

4.6.1 Rechtliche Verankerung der Aufgaben eines aktiven Netzbetreibers

Um die Umorientierung im Selbstverständnis der Stromnetzbetreiber zu beschleunigen und die regulatorische Flankierung der damit verbundenen neuen Aktivitäten abzusichern, wäre es hilfreich, wenn der Gesetzgeber diese Rolle ausdrücklich festschreiben würde. Ausgangspunkt könnte hier u.a. die Strombinnenmarktrichtlinie der EU sein, die in Artikel 14/7 festlegt:

> *„Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte."*

Die Umsetzung dieser Aussage in österreichisches Recht steht noch aus.

Wie die Berücksichtigung dezentraler Optionen in der Planung erfolgen kann, ist dabei zurzeit noch völlig offen. Zunächst müssten die Methodiken einer Nutzen-Kosten-Analyse der Netzbetreiber im Hinblick auf den geforderten Abwägungsprozess festgelegt, Planungshorizonte abgegrenzt sowie Kostenwälzungen und Risikoaufteilungen geregelt werden. Eine Alternative dazu wäre eine gesetzliche Regelung, die den Netzbetreibern ebenfalls Rechtssicherheit für ihre Aktivitäten auf diesem Feld bieten würde.

4.6.2 Erwünschte und unerwünschte Anreize im künftigen Festlegungsverfahren für Netzentgelte

Mit jedem Verfahren der Festlegung von Netznutzungsentgelten sind monetäre Anreize für den Umgang mit dezentralen Optionen verbunden. Es ist sicherlich hilfreich, sich zunächst einmal grundsätzlich über erwünschte und unerwünschte Anreize Gedanken zu machen. Diese Anreize zielen allerdings neben dem Umgang mit dezentralen Optionen auch generell auf das Selbstverständnis eines Netzbetreibers im liberalisierten Strommarkt.

Unseres Erachtens sollte das künftige Verfahren zumindest folgende Anreize für die Netzbetreiber enthalten:

1. **Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten**
2. **Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität**
3. **Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern (Endkunden, Anlagenbetreiber, Drittversorger)**
4. **Neutralisierung des Mengenanreizes**
5. **Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten („Systemoptimierung")**

Bei der konkreten Ausgestaltung der Anreize wird man stets eine Mischung aus Belohnungen für überdurchschnittliche Leistungen und Sanktionen für unterdurchschnittliche Leistungen oder Nichtbefolgung verfolgen müssen.

zu 1. Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten

Die bisherigen Verfahren zur Festlegung der Netznutzungsentgelte gaben nur unzureichende Anreize zur Effizienzsteigerung und damit verbunden zur Kosteneinsparung bei den Netzbetreibern. Ziel jeglicher Art von „Anreizregulierung" ist es daher, vorhandene Rationalisierungspotenziale zu erschließen und dadurch Kostensenkungen zu erreichen.

Im Verteilnetzbereich sind hier folgende vier Kostenkomponenten zu unterscheiden:

- (laufende) Betriebskosten
- Abschreibungen und Kapitalkosten
- Kosten vorgelagerter Netze
- staatlich auferlegte Kosten

Kurzfristig beeinflussbar sind lediglich die laufenden Betriebskosten, mittel- und langfristig beeinflussbar sind die Investitionen und damit verbunden die Abschreibungen und Kapitalkosten. Keinen Einfluss haben die Netzbetreiber auf die Kosten der vorgelagerten Netze und auf die staatlich auferlegten Kosten, so dass diese beiden Kostenblöcke nicht von einer Anreizregulierung adressiert werden können.

Eine Effizienzsteigerung beim Investitionsverhalten beinhaltet folgende Aspekte:

- Vermeidung „unnötiger" Investitionen
- Kostengünstigkeit der durchgeführten Investitionen (Komponenten, Finanzierung, Synergien, ...)
- Qualitätssteigerung bei gleichen Kosten

Insofern als die Netzbetreiber dazu beitragen können, dass volkswirtschaftlich sinnvolle dezentrale Optionen systematisch erschlossen werden, ist es notwendig, dass die Netzentgeltfestlegung an der Kostenorientierung festhält und diejenigen Ausgaben, die kurzfristig bei dieser „Systemoptimierung" im Netzgebiet anfallen, vorbehaltlich ihrer Kosteneffizienz anerkennt bzw. durch das Setzen von Anreizen die entsprechend handelnden Netzbetreiber belohnt.

zu 2. Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität

Eines der wesentlichen Spannungsfelder der Netzentgeltregulierung liegt zwischen dem Anreiz zur Effizienzsteigerung auf der einen Seite und der Gefahr einer Verschlechterung der Versorgungsqualität auf der anderen Seite. Daher ist jede Art der Anreizregulierung zur Vermeidung dieses unerwünschten Anreizes gezwungen, die Einhaltung eines zu definierenden Standards an Versorgungsqualität zu kontrollieren und Verstöße zu sanktionieren bzw. Übererfüllungen zu belohnen.

International orientiert sich derzeit eine solche Qualitätsregulierung (vgl. Ajodhia et al. 2005; Haber, Rodgarkia-Dara 2005) an der Überprüfung von Kennziffern wie:

- mittlere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden
- mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden
- mittlere Unterbrechungsdauer eines unterbrochenen Kunden.

Je stärker die Erlöse der Netzbetreiber durch die Qualitätsregulierung beeinflusst werden, desto stärker könnte der Anreiz werden, die vernetzte dezentrale Bereitstellungsstruktur entsprechend der vorgegebenen Qualitätskriterien zu optimieren.[22]

[22] Umsetzungsprobleme ergeben sich bei der Betrachtung kleiner Netzbereiche, da hier eine große Streuung der jährlichen Ergebnisse vorliegt und nur langjährige Mittelwerte herangezogen werden können.

zu 3. Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern

Ähnlich wie unter 2. sind auch im Bereich der Servicequalität für die Netzbetreiber Standards zu definieren, die nicht unterschritten werden dürfen. Mögliche Kennziffern sind hier

- Zeitraum bis zur Beseitigung von Störungen
- Reaktionszeit auf Beschwerden
- Zeitraum, in dem ein beantragter Netzanschluss realisiert wird
- Effizienz des Netzparallelbetriebes dezentraler Anlagen

Im Hinblick auf die Servicequalität für dezentrale Einspeiser könnte beispielsweise das Bestreben des Netzbetreibers honoriert werden, die Gesamtanschlussleistung dezentraler Anlagen zu maximieren und den Betrieb dieser Anlagen effizient in den Netzbetrieb einzubinden.

zu 4. Neutralisierung des Mengenanreizes

Es sollte grundsätzlich nicht Aufgabe eines neutralen Verteilnetzbetreibers sein, die Menge des durch sein Netz durchgeleiteten Stroms beeinflussen zu wollen[23].

In den meisten möglichen Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte hat der Netzbetreiber jedoch einen Anreiz, die Menge der durchgeleiteten kWh zu maximieren bzw. die ursprüngliche Mengenprognose zumindest nicht zu unterschreiten. Der Anreiz wird noch gesteigert, wenn der Netzbetreiber weiterhin mit der Vertriebsstufe verflochten ist. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass sich die Mengenanreize immer komplementär für Netzbetreiber und Netznutzer ausgestalten. In den üblichen Preissystemen mit Arbeits- und Leistungselementen führen z.B. hohe Arbeitspreise zu einem – umweltpolitisch gewollten – Einsparanreiz beim Netznutzer, jedoch auch zu einem Anreiz der Mengenerhöhung beim Netzbetreiber. Dieser Mengenanreiz kann durch eine Saldierung neutralisiert oder zumindest abgeschwächt werden, welche periodisch die Mengenprognose und den 'Ist'-Absatz abgleicht und den Saldo in die neue Periode vorträgt.

Die Neutralisierung des Mengenanreizes ist in vielfacher Hinsicht besonders wichtig, da mit ihm wichtige Elemente dezentraler Effizienz erreicht werden können:

- Ausbau von Stromeigenversorgung bei Kunden im Netzgebiet innerhalb eines Regulierungszyklus schmälert nicht mehr die Erlöse des Netzbetreibers
- Spürbare Effizienzaktivitäten der Kunden im Netzgebiet schmälern ebenfalls nicht mehr die Erlöse
- Bildung von Areal- und Werksnetzen ist unter dem Strich ebenfalls erlösneutral für den Netzbetreiber.

Dies gilt insbesondere für den Regelfall, dass der Umfang dieser Aktivitäten vor Beginn des Regulierungszyklus nicht vom Netzbetreiber prognostiziert werden konnte.

Insbesondere bei längeren Regulierungszyklen hätte der Netzbetreiber ohne eine Mengensaldierung einen hohen Anreiz, diese Aktivitäten zu erschweren bzw. zu unterbinden – unabhängig davon, ob diese volkswirtschaftlich sinnvoll sind oder nicht. Der Anreiz wird bei unzureichender Entflechtung von Netz und Vertrieb noch einmal gesteigert, da dem Netzbetreiber neben einem Deckungsbeitrag zum Netz auch noch die Vertriebsmarge entgehen würde.

[23] Abgesehen davon, dass ein entflochtener, neutraler Netzbetreiber theoretisch auch keine Möglichkeiten mehr besitzt, die Kundennachfrage und damit die Menge der durchgeleiteten kWh zu beeinflussen, stellt die optimale Auslastung des Netzes zumindest kurzfristig keine sinnvolle ökonomische Zielsetzung dar. Überdimensionierte Netze auf Grund von (unvermeidbaren) Planungsfehlern sind als „stranded investments" zu betrachten, deren Kosten bei Nichtanwendbarkeit des Verursacherprinzips zu sozialisieren sind.

Gleichwohl hat der Netzbetreiber auch bei einer Mengensaldierung noch einen Anreiz, seine durch das Netz durchgeleitete Strommenge zumindest stabil zu halten, um einen Anstieg der Netzentgelte bei verringerter durchgeleiteter Strommenge zu verhindern. Höhere Entgelte könnten nämlich bei den Kunden tendenziell dazu führen, die oben aufgeführten Aktivitäten zu steigern, was wiederum zu steigenden Netzentgelten führen würde. Eine vollständige Neutralisierung des Netzbetreibers gegenüber seiner durchgeleiteten Menge ließe sich daher nur dann erreichen, wenn das Verfahren der Netzentgeltfestlegung die Erlöse vollständig von der Menge entkoppelt und die Entgelte damit auch nicht mehr auf die kWh bezogen würden. Ob eine solche weitgehende Entkopplung ökonomisch sinnvoll ist, soll hier nicht weiter analysiert werden.[24]

zu 5. Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten („Systemoptimierung“)

Wie weiter oben bereits ausgeführt, sehen die Europäische Binnenmarktrichtlinie und das novellierte Energiewirtschaftsgesetz einen Abwägungsprozess bei den Netzbetreibern dahingehend vor, dass jede Nachrüstungs- oder Ersatzinvestition mit den Möglichkeiten von Energieeffizienz-/ Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen abgeglichen werden soll, was letztlich heißen würde, dass die Netzbetreiber ihr Handlungsportfolio um diese Optionen erweitern und ihren Aktivitäten einen erweiterten Systembegriff zugrunde legen müssten. Auf Grund der Entflechtungsvorschriften ist zwar nicht davon auszugehen, dass die Netzbetreiber diese Optionen selbst bereitstellen müssen, aber sie müssen Wege finden, sie durch Dritte zuverlässig bereitstellen zu lassen, wenn der erweiterte Systemvergleich zu dem Ergebnis kommt, dass ihre Realisierung volkswirtschaftlich kostengünstiger ist als Nachrüstungs- oder Ersatzinvestitionen. Bei der Festlegung der Netzentgelte müssten mindestens die Kosten, die dem Netzbetreiber bei der Erwägung und Sicherung dieser Optionen entstehen, anerkannt werden.

Im Folgenden werden Ansätze aufgezeigt, diese Anreize in das künftige Netzentgeltverfahren zu integrieren. Bis zum Beginn der 2. Regulierungsperiode in Österreich im Jahr 2009 kann geprüft werden, wie dezentrale Erzeugung in das österreichische System der Anreizregulierung integriert werden kann und wie die folgende Ansatzpunkte dafür operationalisiert werden können.

4.6.3 Ansätze im künftigen Netzentgeltverfahren[25]

Ausgangspunkt für die zielführende Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung zur Unterstützung aktiver Netzbetreiber ist die Neutralisierung von negativen Anreizen für den Netzbetreiber gegenüber der Erschließung und systematischen Einbeziehung dezentraler Optionen in seinem Netzgebiet. Konkret geht es darum, seine finanzielle Situation zumindest nicht zu verschlechtern,

- egal wie viele volkswirtschaftlich sinnvolle dezentrale Anlagen er in seinem Netzgebiet anschließt
- egal wie viele volkswirtschaftlich sinnvolle dezentrale Anlagen in sein Netz einspeisen
- egal wie viel zusätzliche Eigenerzeugung errichtet wird
- egal wie effizient die Endkunden künftig mit Strom umgehen.

---

[24] Es gibt Entkopplungsansätze wie beispielsweise den sogenannten Revenue-Per-Customer-Cap, der eine Erlösobergrenze pro Endkunde festlegt – unabhängig von der Menge der bezogenen kWh - und dadurch beim Netzbetreiber Anreize für eine Absatzminimierung gibt (vgl. Leprich 1994, S.291 ff). In Bezug auf die Netznutzer wäre dies volkswirtschaftlich gesehen sicherlich ein unerwünschter Anreiz und daher ebenfalls zu neutralisieren.

[25] Zu den Ausführungen dieses Absatzes vgl. insbesondere auch Leprich/Bauknecht/Evers/Gassner/Schrader (2005)

Darüber hinaus soll er sich im Sinne des o.g. Artikel 14/7 EU-Richtlinie in all jenen Fällen für die dezentralen Optionen entscheiden, in denen sie bei einer Vollkostenbetrachtung kostengünstiger sind als der Netzausbau/die Netzverstärkung.

Schließlich ist über zusätzliche positive Anreize für den Netzbetreiber nachzudenken, volkswirtschaftlich sinnvolle und politisch erwünschte dezentrale Optionen gezielt zu fördern.

4.6.3.1 Bestandteile der Ermittlung der Netznutzungsentgelte

In einem Anreizregulierungssystem, wie es seit dem 1. Januar 2006 auch für die Regulierung der österreichischen Netzbetreiber gilt, werden Netznutzungsentgelte prinzipiell wie folgt festgelegt:

1. Ermittlung einer Kostenbasis, bestehend aus Betriebskosten (OPEX) und Kapitelkosten (CAPEX)
2. Evtl. sofortige Modifizierung der Kostenbasis auf der Grundlage eines Effizienzvergleichs
3. Ermittlung der Startwerte für die Netznutzungsentgelte auf der Grundlage der Kostenbasis unter Einbeziehung durchlaufender Kostenpositionen
4. Automatische Anpassung der Startwerte innerhalb eines definierten Regulierungszyklus („Entwicklungspfad“) unter Berücksichtigung des Effizienzvergleichs
5. Nach Ablauf des Regulierungszyklus: erneuter Start mit Schritt 1

Im Folgenden werden für die Schritte 1 bis 4 Regelungen aufgezeigt, die im Sinne der obigen Vorgaben bei der Netzentgeltregulierung berücksichtigt werden müssen.

4.6.3.2 Ansatzpunkte bei der Ermittlung der Kostenbasis

Die Kostenbasis für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte besteht aus der Summe der **prognostizierten** Betriebs- und Kapitalkosten für das erste Jahr des Regulierungszyklus.

a) Betriebskosten / OPEX (operating expenses)

Bei der Prognose der Betriebskosten ist darauf zu achten, dass die **absehbaren Kosten,** die durch die Erschließung dezentraler Optionen künftig anfallen, als Kostenart explizit berücksichtigt werden. Dazu gehören Aufwendungen in der Betriebsführung, für Transaktionskosten, Serviceleistungen und sonstige Verwaltungskosten. Möglicherweise können hier Kennziffern entwickelt werden, die einen Bezug zwischen der dezentralen Option und ihren durchschnittlich verursachten Kosten für den Netzbetreiber herstellen. Ein Durchschnittskostenansatz auf Kennziffernbasis, der in die Prognose einfließt, hätte zudem den Vorteil, einen Effizienzanreiz zu geben.

Für die Kosten derjenigen dezentralen Optionen, deren Erschließung zu Beginn des Regulierungszyklus *nicht* absehbar war, sind zwei Regelungen vorstellbar:

1. jährliche nachholende Anpassung dieser Kosten innerhalb des Regulierungszyklus durch einen Ausgleichsfaktor z.B. in der Anpassungsformel (Z-Faktor)
2. Vortrag der kumulierten aufgezinsten Kosten des aktuellen Regulierungszyklus auf den nächsten Zyklus und unmittelbare Einstellung in die neue Betriebskostenprognose[26]

Um den Netzbetreibern bei dieser neuen Regelung Verlässlichkeit zu signalisieren, halten wir die 1. Regelung für vorzugswürdig.

Vergütungen, die Netzbetreiber an dezentrale Anlagenbetreiber auf Grund einer dauerhaften Minderung der Netzlast (s. dazu den anschließenden Abschnitt b) zahlen, sind ebenfalls als separate Kostenart auszuweisen und damit als Bestandteil der Betriebskosten anzuerkennen. Dies gilt auch für die damit verbundenen Kosten der Netzbetreiber wie beispielsweise Aufwendungen für Steuerungs- und Regelungstechnik.

[26] Je nach Umfang dieses Kostenblocks wird er über den gesamten Regulierungszyklus verteilt oder aber im ersten Zyklusjahr beaufschlagt.

Die Vergütung für den Ausgleich der **Netzverluste** ist bereits eine Kostenart der laufenden Betriebskosten. Hier wäre zu überlegen, Anreize zu schaffen, welche die Deckung dieser Strommengen durch dezentrale Anlagen vom Netzbetreiber selbst oder von Dritten fördert.

Schließlich wird ein aktiver Netzbetreiber höhere **Forschungs- und Entwicklungsausgaben** zu verzeichnen haben als ein passiver, gilt es doch, die in seinen Aufgabenbereich fallenden Komponenten des virtuellen Netzlastkraftwerks und ihr Zusammenwirken auszutesten und zu optimieren. Auch hier sollte die Anerkennungspraxis das klare Signal ausgeben, dass diese Ausgaben des Netzbetreibers gesamtwirtschaftlich erwünscht sind und anerkannt werden.

b) Kapitalkosten / CAPEX (capital expenditures)

Die Kapitalkosten bestehen im Wesentlichen aus den kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung.

Von entscheidender Bedeutung für die Chancen dezentraler Optionen ist hier die Frage, nach welchen Kriterien der Regulator darüber entscheidet, in welchem Umfang Investitionskosten für die Netze in das Betriebsvermögen eingestellt werden können.

Wird lediglich geprüft, ob die Netzinvestition tatsächlich durchgeführt wurde, die Kosten tatsächlich entstanden sind und die Preise marktgerecht waren, entfällt für den Netzbetreiber der Anreiz, über Alternativen dazu ernsthaft nachzudenken.

Ein Anreiz dafür entstünde erst, wenn der Netzbetreiber dazu verpflichtet würde, die Alternativen - z.B. dezentrale Erzeugungsanlagen statt Erhöhung der Netzanschlusskapazität - ebenfalls durchzukalkulieren und in dem Falle, dass die Alternativen zu geringeren Gesamtkosten führen, nur Kosten bis zu dieser Höhe anerkannt würden. Diese Art der Abwägung - im angelsächsischen ‚Level Playing Field' genannt - wäre dann Teil eines umfassenderen Portfolio- und Risikomanagements des Netzbetreibers.

Eine alternative Form des Anreizes könnte darin bestehen, dem Netzbetreiber ein individuelles Investitionsbudget für einen Regulierungszyklus zu genehmigen, das ausreicht, ein definiertes Niveau an Versorgungssicherheit und –qualität zu gewährleisten. Dann läge es im Eigeninteresse des Netzbetreibers, die kostengünstigste Lösung zu ermitteln und umzusetzen. Voraussetzung dafür wäre jedoch ein sehr sorgfältiges Qualitätsmonitoring durch den Regulator, um reine Mitnahmeeffekte auszuschließen. Dies würde beispielsweise auch eine Überprüfung einschließen, wie schnell der Netzbetreiber neue dezentrale Anlagen an sein Netz anschließt. Bei signifikanter Nicht-Ausschöpfung des Budgets wäre zudem eine Ex-Post-Saldierung mit Vortrag auf die nächste Regulierungsperiode unverzichtbar.

4.6.3.3 Ansatzpunkte beim Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich zwischen Netzbetreibern hat zum Ziel, ineffiziente Netzbetreiber zu ermitteln und ihre Netznutzungsentgelte nach unten anzupassen. Es ist hier nicht der Ort, die Vor- und Nachteile der vielfältigen möglichen Effizienzvergleichsverfahren zu diskutieren – das Spektrum reicht dabei von einfachen Kennzahlenverfahren über parametrische statistische Verfahren bis hin zu nicht-parametrischen Verfahren. Für unser Anliegen, negative Anreize für den Netzbetreiber gegenüber der Erschließung und systematischen Einbeziehung dezentraler Optionen in seinem Netzgebiet zu neutralisieren, sind vielmehr folgende grundsätzlichen Aspekte zu beachten:

- Begründete und nachgewiesene Betriebskosten, die mit der Erschließung dezentraler Optionen anfallen, könnten beim Effizienzvergleich außen vor bleiben, also gleichsam vor die Klammer gezogen werden. In dem Moment, wo sie in den Vergleich einbezogen werden, besteht die Gefahr, dass die Netzbetreiber den Anreiz haben, sie wenn irgend möglich zu vermeiden oder zumindest zu senken, selbst dann, wenn sie bei allen anderen Netzbetreibern in ähnlicher Höhe anfielen. Denn auch in diesem Fall würde man sich dadurch Luft verschaffen für andere Kostenblöcke, bei denen man möglicherweise höher liegt und nicht so rasch reduzieren kann. Unser Vorschlag zielt demgegenüber darauf ab, den von dezentralen Optionen verursachten Aufwand zu neutralisieren.

- Eine Alternative zum obigen Vorgehen liegt in der Definition eines Strukturmerkmals, das den temporären Mehrkosten einer Integration dezentraler Optionen Rechnung trägt und den Effizienzvergleich insoweit korrigiert. So könnte beispielsweise die Summe der dezentralen Anschlussleistung als Strukturmerkmal vorgesehen werden. Der Vorteil dieses Vorgehens liegt darin, dass Netzbetreiber durch DE-bedingte Zusatzkosten zwar beim Benchmarking nicht von vorneherein benachteiligt werden, dass aber dennoch auch die DE-bedingten Kosten auf Effizienz überprüft werden.
- Ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich ist unzureichend, da niedrige Kosten/Erlöse/Entgelte noch nichts darüber aussagen, ob Versorgungsqualität und Service den Anforderungen genügen. An dieser Stelle wäre es wichtig, neben den üblichen Qualitätskennziffern auch solche mit einzubeziehen, die etwas über die dezentrale Effizienz der einbezogenen dezentralen Optionen aussagen. Mögliche Kennziffern wären hier.
  - Anteil der dezentralen Optionen an der Deckung der Netzhöchstlasten (Einspeiser)
  - Anteil der Netzreservekapazitäten im Verhältnis zu den Netzhöchstlasten (Einspeiser und Eigenerzeuger)
  - Entwicklung der Vollbenutzungsstunden der Netzentnahmen (Eigenerzeuger und Nachfrageseite)

Es wird zunehmend versucht, Qualitätsregulierung in die Regulierung der Preise oder Erlösobergrenzen zu integrieren. Je nach Gewichtung dieser oder anderer Kennziffern würde eine Abweichung der Netznutzungsentgelte um einen bestimmten Prozentsatz nach oben toleriert.

4.6.3.4 Ansatzpunkte bei der Ermittlung der Startwerte

Die möglicherweise durch den Effizienzvergleich korrigierte Kostenbasis bildet den Ausgangspunkt für die Ermittlung der Startwerte. Hinzu kommen vor allem die Netzentgelte der vorgelagerten Netzbetreiber, die nach der Kostenwälzung an die Endkunden durchgereicht werden. Diese Gesamtkosten werden dann auf die prognostizierten Mengen (Arbeit und Leistung) verteilt und bilden die Startwerte für die Arbeits- und Leistungspreise der jeweiligen Netz- oder Umspannebene.

Im Hinblick auf eine Neutralisierung negativer Anreize gegenüber dezentralen Optionen ist folgender Aspekt zu beachten:

Da die Startwerte für die Arbeitspreise auf der Grundlage von Mengen*prognosen* ermittelt werden, besteht für den Netzbetreiber stets der Anreiz, die Prognose mindestens zu erreichen, wenn nicht zu übertreffen. Dieser Anreiz legt es dem Netzbetreiber nahe, in der Prognose nicht berücksichtigte Eigenerzeugung oder Effizienzaktivitäten der Endkunden zu unterbinden, wenn er dazu die Möglichkeit hat.[27] Um diesen Mengenanreiz zu neutralisieren, bedarf es einer periodenübergreifenden Mengensaldierung, bei welcher der jeweilige preisbewertete Mengensaldo entweder jährlich oder im nächsten Regulierungszyklus im Rahmen der Startwertfestlegung berücksichtigt wird.

Das Problem der Prognoseabweichung besteht grundsätzlich auch bei den Leistungspreisen, erscheint dort aber nicht so problematisch, da der Netzbetreiber hier zwar den Anreiz hat, die von der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bezogene höchste Leistung zu überschätzen, gleichzeitig aber belohnt wird, wenn es ihm gelingt, die höchste zeitgleiche Leistungsinanspruchnahme im Netzgebiet zu senken. Insofern wirkt der Anreiz hier in die volkswirtschaftlich richtige Richtung.

[27] Selbst wenn diese Aktivitäten in der Prognose bereits berücksichtigt worden wären, hätte der Netzbetreiber zumindest den Anreiz, darüber hinausgehende Aktivitäten zu unterbinden.

4.6.3.5 Ansatzpunkte bei der Festlegung des Entwicklungspfades

Die Startwertanpassung innerhalb des Regulierungszyklus wird künftig aller Voraussicht nach über eine Anpassungsformel erfolgen, die eine Obergrenze für die Entgelte (Price-Cap) oder die Gesamterlöse (Revenue Cap) der Netzbetreiber festlegt.

a) zum Price-Cap-Verfahren

Die allgemeine Formel zu diesem Verfahren lautet:[28]

Preis (t)= Preis (t-1) * (1 + VPI – X) + Z

mit

VPI – Verbraucherpreisindex

X – Produktivitätskennzahl

Z - Korrekturterm

wobei der Preis meist ein über alle Entgelte mit den jeweiligen Mengen gewichteter Preis ist.

In der einfachen Form ohne Z - Korrekturterm entfaltet das Price-Cap-Verfahren zwei dominierende Anreize: Kostenminimierung und Mengenmaximierung (kWh). Je länger der Regulierungszyklus, desto stärker wirken diese beiden Anreize, da sämtliche Abweichungen von der Kostenprognose nach unten und von der Mengenprognose nach oben unmittelbar den Gewinn des Netzbetreibers erhöhen.

In dieser Situation ist es für den Netzbetreiber rational,

- alle Kosten zu vermeiden, die sich vermeiden lassen; dazu gehört in unserem Zusammenhang mindestens der nicht prognostizierte Anschluss dezentraler Anlagen, letztlich aber generell der Neuanschluss von dezentralen Anlagen, wenn diese nicht direkt dazu beitragen, Kosten zu sparen
- Eigenerzeugung und Objektnetze zu verhindern, so er die Möglichkeiten dazu hat
- Energieeffizienzaktivitäten der Endkunden zumindest nicht zu unterstützen.

Price-Cap-Regulierung muss immer einhergehen mit einer umfassenden Qualitätsregulierung, um den Kostenminimierungsanreiz des Netzbetreibers unter Kontrolle zu halten.

Zur Unterstützung der Aktivitäten aktiver Netzbetreiber müsste die Price-Cap-Regulierung zumindest um folgende Aspekte erweitert werden:

- Die bereits im vorherigen Abschnitt erläuterte periodenübergreifende Mengensaldierung wäre als Komponente des Z-Faktors Teil der Anpassungsformel.
- Die Kosten für diejenigen dezentralen Optionen, deren Erschließung zu Beginn des Regulierungszyklus nicht absehbar war, könnten ebenfalls jährlich in den Z-Faktor aufgenommen werden
- Belohnungen / Sanktionen für eine Qualitätsregulierung im Hinblick auf die Erschießung dezentraler Optionen könnten ebenfalls unmittelbar in den Z - Korrekturterm einfließen und so dem Netzbetreiber einen permanenten Anreiz geben, entsprechende Aktivitäten zu entfalten.

b) zum Revenue-Cap-Verfahren

Die allgemeine Formel zu diesem Verfahren, wie es auch in Österreich angewendet wird, lautet:

[28] Die Anpassung bezieht sich grundsätzlich nur auf die vom Netzbetreiber beeinflussbaren Kosten, also beispielsweise nicht auf die staatlichen Belastungen als durchlaufende Posten.

Erlös (t)= Erlös (t-1) * (1 + VPI – X) + Z

mit

VPI – Verbraucherpreisindex

X – Produktivitätskennzahl

Z – Korrekturterm

wobei der Erlös der Gesamterlös des Netzbetreibers ist.

In der einfachen Form ohne Z-Korrekturterm entfaltet das Revenue-Cap-Verfahren zwei dominierende Anreize: Kostenminimierung und Bestreben zur Erreichung der Mengenprognose. Der Gewinn des VNB als Differenz von Erlös und Kosten ist dann besonders hoch, wenn dem gedeckelten Erlös geringe Kosten gegenüber stehen. Da die Erlösobergrenze sich als Produkt von prognostizierten Kosten und prognostizierter Menge errechnet, führt ein Unterschreiten der Mengenprognose zu einem für den VNB suboptimalen Ergebnis, es sei denn, er ist in der Lage, die Entgelte entsprechend anzuheben (was in einer konkreten Situation häufig schwierig sein kann).

Zur Unterstützung der Aktivitäten aktiver Netzbetreiber müsste die Revenue-Cap-Regulierung aus unserer Sicht genau wie die Price-Cap-Regulierung von den oben zum Price-Cap ausgeführten Aspekten flankiert werden.[29]

4.6.3.6 Positive Anreize

Der ‚Level Playing Field'-Gedanke in seiner strengen Form hat zum Ziel, die negativen Anreize des Netzbetreibers gegenüber der Erschließung dezentraler Optionen in seinem Netzgebiet und ihrer systematischen Einbeziehung in seine Netzplanung und sein Netzmanagement zu neutralisieren. Dies geschieht im Wesentlichen durch eine verlässliche Erstattung aller damit verbundenen Kosten und einer Neutralisierung der damit verbundenen Mengeneffekte. Hinzu kommen Sanktionen wie beispielsweise Kostenuntersagungen bei Netzinvestitionen, die im Vergleich zu dezentralen Optionen zu teuer waren.

Diese Ansätze werden aus mehreren Gründen nicht ausreichen, die Netzbetreiber im gewünschten Sinne zu „aktivieren":

- Das Know-how im Umgang mit dezentralen Optionen ist bei vielen Netzbetreibern nicht vorhanden, da es dafür bislang keine Notwendigkeit gab. Der Aufbau von Know-how ist mit Zeitaufwand und Kosten verbunden, die nur dann getragen werden, wenn die politischen Signale in eine verbindliche, längerfristige Perspektive zeigen.
- Dezentrale Optionen als zumindest temporäre Alternative zu Netzinvestitionen haben eine sehr viel kürzere Nutzungsdauer als letztere, ihre Verfügbarkeit hängt von ihrem jeweiligen technischen Zustand und von Drittakteuren ab und ihre Systemintegration ist deutlich komplexer - kurzum: dezentrale Optionen sind für den Netzbetreiber mit sehr viel höheren Risiken verbunden als reine Netzinvestitionen. Ohne eine zusätzliche Risikoprämie wird er nicht bereit sein, mit dezentralen Optionen zu planen.
- Viele der heutigen Netzingenieure hängen dem bisherigen System nach, wonach zentrale Kraftwerke für die Strombereitstellung sorgen und es die Aufgabe des Netzbetreibers ist, diesen Strom so sicher wie irgend möglich zum Endkunden zu leiten. Alle dezentralen Aktivitäten bei den Endkunden oder bei Anlagenbetreibern sind in einem solchen System Störfaktoren, die man nur widerwillig in Kauf nimmt. Ohne zusätzliche

[29] Letztlich hat der Netzbetreiber auch beim Revenue-Cap einen Mengenmaximierungsanreiz: Hat er seine ursprüngliche Mengenprognose übertroffen, muss er zwar ceteris paribus seine Netznutzungsentgelte in der nächsten Regulierungsperiode wegen der periodenübergreifenden Mengensaldierung senken. Diese Senkung der Entgelte wird durch eine angepasste Erhöhung der Mengenprognose nochmals verstärkt. Sinkende Netznutzungsentgelte jedoch erfreuen die Politik, die Medien und nicht zuletzt den Regulator, der zumindest in der Anfangsphase der Regulierung vor allem an der Senkung der Netznutzungsentgelte gemessen wird.

positive Impulse wird der notwendige kulturelle Wandel bei den Netzbetreibern nicht in Gang kommen.

Vor diesem Hintergrund spricht vieles dafür, geeignete Anreize in das Verfahren der Netzentgeltregulierung zu integrieren, um zunächst die Kaufleute in den Netzunternehmen für den Wandel zum aktiven Netzbetreiber zu motivieren. Wie bereits angedeutet, könnten jährliche Anreizzahlungen für entsprechende Aktivitäten in den Z-Faktor der Anpassungsformel aufgenommen werden, die auf der Grundlage von Kennziffern errechnet werden. Mögliche Kennziffern, die den Wandel zu einem aktiven Netzbetreiber dokumentieren, haben wir bereits in Abschnitt 3.2.2.3 umrissen. Die Verbindung zwischen Kennziffer und Anreizzahlung wäre dann vom Regulator festzulegen und zu dokumentieren.

4.7 Handlungsempfehlungen

In diesem letzten Unterkapitel werden weitere Handlungsempfehlungen aufgegliedert nach ihren Adressaten zusammengefasst.

Die bei steigenden Anteilen von DE notwendige engere Systemintegration dezentraler Erzeugung erfordert einen Paradigmenwechsel sowohl bei den dezentralen Erzeugern als auch bei den Netzbetreibern. Auf der Erzeugerseite geht es darum, die rein betriebswirtschaftliche Fahrweise aus der Anlagenperspektive unter einem „Priority-dispatch“-Regime zu erweitern und die Erzeugung stärker an den Erfordernissen des Gesamtsystems zu orientieren. Auf Seite der Netzbetreiber bedeutet dieser Paradigmenwechsel, dass das Verteilnetz und die daran angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Verbraucher nicht mehr als passiver, nicht steuerbarer Anhang gesehen werden, sondern aktiv in das Management der Netze einbezogen werden. Nur unter diesen Voraussetzungen können dezentrale Anlagen auch in relevantem Umfang Erzeugungskapazität ersetzen. Und nur dann wird es möglich sein, den Vorteil der Lastnähe der dezentralen Erzeugung zu nutzen und Netzkapazitäten zu ersetzen.

Ein solcher Paradigmenwechsel verlangt, wie wir gezeigt haben, ein Zusammenwirken verschiedener ökonomischer Anreize und gesetzlicher Verpflichtungen. Für eine kohärente Anreizstruktur sind Änderungen der gesetzlichen Basis, etwa der Definition von Rolle und Aufgaben von Verteilnetzbetreibern im ElWOG notwendig. Doch auch innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens und innerhalb der gegebenen ökonomischen Rationalitäten können die verschiedenen Akteure sich bereits auf einen solchen Wandel vorbereiten, ihn damit wahrscheinlicher machen und sich gleichzeitig einen Vorsprung im Hinblick auf das kommende Regime verschaffen.

4.7.1 Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreiber

Anlagenbetreiber können...

a) Netzbetreiber frühzeitig und detailliert über geplante Standortentwicklungen informieren. Dies könnte den geplanten Generator-Typ, die Maximal-Leistung, Jahresmengen, Jahres- und Tagesgänge sowie andere Merkmale der Einspeisung betreffen; Der Aufwand des VNB durch mehrfache Anfragen zu Netzanschlusskosten sollte minimiert werden.

b) gemeinsam mit den Netzbetreibern identifizieren, wo zum Vorteil beider Seiten von einer prioritären Einspeisung abgewichen werden kann,

c) mögliche Systemdienstleistungen und planbare Einspeiseprofile etc. offensiv anbieten, und nach Möglichkeit zu bilateralen oder multilateralen Kompensations-Vereinbarungen beitragen;

d) freiwillig Fahrpläne und geplante Abschaltungen an den VNB melden;

e) bei der Erarbeitung von allgemeinen und lokalen Regeln des Erzeugungsmanagement kooperieren, mit denen bestehende Netzkapazitäten optimiert genutzt und damit (mehr) dezentralen Anlagen ein rentabler Betrieb ermöglicht wird.

4.7.2 Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber VNB

Verteilnetzbetreiber können...

a) potentielle Anlagenbetreiber (z.B. über deren Verbände) über Standorte in Ihrem Netz informieren, an denen DE von bestimmter Charakteristik zu einer Entlastung des Netzes beitragen könnte, bzw. wo mit welchen Schwierigkeiten und Kosten zu rechnen ist;

b) die Diskussion um zusätzliche Kosten durch DE versachlichen, indem konkreter Investitions- und Arbeitsaufwand sowie negative Mengeneffekte quantifiziert werden;

c) ihren Netzbetrieb durch steuerungstechnische und andere wenig kapitalintensiven Verbesserungen (zunächst experimentell) ‚fit für mehr DE' machen, und sich beim Regulator für eine Anerkennung solcher Aktivitäten einsetzen;

d) Regeln für ein Erzeugungsmanagement entwickeln, das es bei Netzüberlastung erlaubt, Anlagen nach einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren herunterzufahren.

4.7.3 Handlungsempfehlungen für die Regulierungsbehörde

Die Regulierungsbehörde E-Control kann...

a) die in Kapitel 4.6 ausgeführten Vorschläge zur Berücksichtigung von DE in der Anreizregulierung prüfen und nach Möglichkeit implementieren (zunächst evt. experimentell in ausgewählten Netzbereichen und für bestimmte Zeiträume); In der Vorbereitung auf den nächsten Regulierungszyklus sollte der Regulator einen Prozess mit den Akteuren anstoßen, in dem Möglichkeiten analysiert und diskutiert werden, DE in der österreichischen Anreizregulierung zu berücksichtigen und ggf. DE-spezifische Instrumente zu entwickeln. Die Erfahrungen, die OFGEM in Großbritannien mit den bereits eingeführten DE-spezifischen Instrumenten macht, können dafür eine wichtige Grundlage sein. Wichtig erscheinen uns dabei insbesondere

- die Entwicklung und Festlegung von Strukturmerkmalen zur Erhöhung der Aussagefähigkeit von Effizienzvergleichen bezüglich des Netzbetriebs
- die Entwicklung und Festlegung von Kennziffern zur dezentralen Effizienz, die im Rahmen einer erweiterten Qualitätsregulierung zum Einsatz gebracht werden können und deren Einhaltung/Nichteinhaltung mit Belohnungen/Sanktionen zu hinterlegen ist.

Hinzu käme eine künftige ex post CAPEX-Überprüfung im Sinne des §14 Abs. 2 Beschleunigungsrichtlinie, die allerdings konzeptionell noch zu fundieren wäre.

b) weitere Möglichkeiten suchen, Anreize bei VNB gegen DE zu eliminieren und positive Anreize (z.B. für innovativen Netzbetrieb) zu schaffen;

c) die Akteure durch eine neutrale Moderation von Aushandlungsprozessen im Hinblick auf Erzeugungsmanagement etc. unterstützen;

d) mit der Sicherstellung von Planungssicherheit und Transparenz eine wichtige Rolle bei der Netzplanung übernehmen. Darüber hinaus könnte der Regulator auch gemeinsam mit den Anlagen- und Netzbetreibern die strategische Netz- und DE-Standortplanung vorantreiben.

e) Auf eine Klärung der rechtlichen Rahmenbedingungen für DE durch den Gesetzgeber hinwirken (z.B. Definition von Aufgaben VNB im ELWOG)

4.7.4 Zur Institutionalisierung des Dialoges

Nachdem die Ergebnisse der Interviews und des ersten Workshops dies nahe legten, wurde am Rande des zweiten Workshop auch die Frage diskutiert, ob ein dauerhaftes Forum für die Diskussion von Kooperationspotenzialen und –Bedingungen bei der Integration von Dezentraler Erzeugung sinnvoll sei, und welche Bedingungen für den Erfolg einer solchen Plattform identifiziert werden können.

Wichtig erschien den Diskutanten eine neutrale Trägerschaft für ein solches Forum. Wissenschaftliche Einrichtungen oder Mediatoren genießen offenbar ein größeres Vertrauen als Organisationen zur Vertretung wirtschaftlicher oder politischer Interessen wie die Wirtschaftskammer o.ä. Gerade der informelle Charakter der Projekt-Workshops (siehe in Kapitel 3 zur Methodik) hat wesentlich zu seinen positiven Ergebnissen beigetragen. Es ist daher eine Fortsetzung des Dialoges im Rahmen der Programmlinie ‚Energiesysteme der Zukunft' zu erwägen.

Neben einem Kreis zum informellen Austausch über Probleme und Lösungsansätze sollte jedoch auch im Rahmen des Regulierungsprozesses mehr Raum für die Diskussion von Aspekten der Integration dezentraler Erzeugung und die verschiedenen Perspektiven geschaffen werden. Als ein Beispiel für ein solches Gremium mit übergreifender Thematik ist die ‚Electricity Networks Strategy Group (ENSG)' in England anzusehen (ensg.gov.uk), in dem unter Präsidium des Ministeriums DTI und der Regulierungsbehörde OFGEM regelmäßig technische, wirtschaftliche und regulatorische Fragen auf dem Weg zu einer nachhaltigen Stromversorgung debattiert werden.

5 Schlussfolgerungen/ Ausblick

Die große Resonanz, die das Projekt bei den Praxis-Akteuren erreichte und die fruchtbaren Diskussionen haben deutlich gezeigt, dass die Rahmenbedingungen für dezentrale Einspeisung derzeit in Österreich ein wichtiges Thema sind. Wären diese Rahmenbedingungen für eine der beteiligten Akteursgruppen voll befriedigend gestaltet, hätten sich nicht aus allen Akteursgruppen prominente VertreterInnen an unseren Untersuchungen und Diskussionen beteiligt.

Das Projekt hat auf zwei Ebenen Möglichkeiten untersucht, die Kooperation von Anlagen- und Netzbetreibern zu verbessern. Die Möglichkeiten zu untergesetzlichen Maßnahmen haben sich als sehr begrenzt erwiesen. Die Handlungsspielräume der Akteure hängen, wie immer wieder betont wurde, stark von der gesetzlichen Anreizsituation und der Regulierungspraxis ab, also bundesweit einheitlichen Rahmenbedingungen. Trotz dieser Wahrnehmung seitens der Akteure konnten in allen identifizierten Schwerpunktbereichen auch untergesetzliche, ‚weiche' Maßnahmen bzw. Kooperationsformen identifiziert werden, mittels derer Anlagenbetreiber und Netzbetreiber *innerhalb* des bestehenden Regulierungsrahmens zu einer kostengünstigeren und weiterreichenden Integration dezentraler Quellen beitragen können (siehe Vertiefungsstudien, Kapitel 4.5).

Diese Möglichkeiten ergeben sich vor allem dadurch, dass im Zuge des ‚Unbundling' bisher gegebene Koordinationsmechanismen und Abstimmungen innerhalb vertikal integrierter Unternehmen nicht mehr gegeben sind. Die Vielzahl unabhängiger Akteure, welche einzelne Beiträge zur Wertschöpfungskette Strom nach betriebswirtschaftlichen und anderen Überlegungen autonom optimieren, verlangen ein sehr komplexes System von rechtlichen Rahmenbedingungen, ökonomischen Anreizen und die sehr gezielte Gestaltung von Märkten, wenn durch ihr Zusammenspiel zumindest annähernd ein globales Optimum der Versorgung unter Berücksichtigung ökologischer Folgen und der wünschenswerten langfristigen Entwicklung der Netzstruktur erreicht werden soll.

Im Verlauf des Projektes wurde insbesondere deutlich, dass eine stärkere Dezentralisierung des Stromsystems nur dann ohne gravierende Reibungsverluste möglich ist, wenn neben den unmittelbar davon profitierenden unabhängigen Anlagenbetreibern auch die Verteilnetzbetreiber im allgemeinen ein Interesse an der Dezentralisierung entwickeln. Dies ist dann zu erwarten, wenn ihre Geschäftstätigkeit mit dieser Zielsetzung eng verbunden ist. Voraussetzung dafür ist im gegebenen Rahmen der Anreizregulierung, dass diese auf intelligente Weise dezentrale Erzeugung berücksichtigt. Notwendig ist nicht weniger als eine systematische und umfassende Neutralisierung aller Negativanreize gegenüber dezentralen Optionen, die einem groben System der Anreizregulierung inhärent sind. Zur schnelleren „Aktivierung" der Netzbetreiber sollten zudem positive Anreize gesetzt werden.

Der Bericht der E-Control zu dezentraler Einspeisung (E-Control GmbH 2005a: 109-112) stellt fest, dass sich der Anteil dezentraler Erzeugung in Österreich zukünftig aus verschiedenen Gründen voraussichtlich erhöhen wird (politische Förderung, Marktentwicklung, Technologieentwicklung) und dass dezentrale Kraftwerke „einen wesentlichen Anteil an der zukünftigen österreichischen, aber auch an der europäischen Elektrizitätsversorgung einnehmen werden". Sie stellt gleichzeitig fest, dass bei steigenden Anteil von DE auch das Verteilernetzmanagement angepasst werden muss. Die Studie lässt jedoch offen, welche institutionellen Rahmenbedingungen und insbesondere welche Mechanismen im Rahmen der Netzregulierung dafür benötigt werden.

Der ökonomische Teil der Studie (Consentec 2004) kommt zu dem Ergebnis, dass eine weitere Steigerungen von dezentraler Erzeugung keinen positiven Einfluss auf den Netzausbau und die Netzkosten hat. Dabei werden allerdings die in der Studie beschriebenen und als notwendig erachteten neuen Netzkonzepte nicht berücksichtigt, die verändertes Verteilernetzmanagement und eine bessere Integratiion dezentraler Erzeugung ermöglichen können. Angesichts zahlreicher neuer Chancen (wie inzwischen möglicherweise kostengünstig verfügbarer

Steuerungstechnologien) und verschiedener Herausforderungen wird ein Netzbetrieb nach ‚status quo' schon in wenigen Jahren sehr wahrscheinlich nicht mehr wirtschaftlich vertretbar sein. Wir gehen aufgrund dieser erwartbaren Veränderungen davon aus, dass in wenigen Jahren auch in Österreich wieder ein erhöhtes Interesse an einem kostengünstigen Ausbau von DE und seinen organisatorischen Voraussetzungen bestehen wird – seitens der Netzbetreiber, seitens des Regulators, auch seitens der GesetzgeberInnen. Spätestens dann werden die hier angestellten Überlegungen von großer Relevanz sein.

5.1.1 Weiterer Forschungsbedarf

Die Projektergebnisse haben deutlich gemacht, dass den rechtlichen Rahmenbedingungen und der konkreten Ausgestaltung der Anreizregulierung eine Schlüsselfunktion bei der Ermöglichung höherer Anteile von dezentraler Erzeugung zukommt. Ohne einige wesentliche Schritte in diesem rechtlichen Bereich ist eine weitere Dezentralisierung aus unserer Sicht nicht möglich, selbst wenn in kommenden Jahren auf technischer Seite revolutionär neue Optionen bei attraktiven Kosten verfügbar wären, etwa im Bereich der Stromspeicherung oder des dezentralen Managements von dezentraler Erzeugung und Lasten (wie z.B. DEMS). Dies hat auch entscheidende Bedeutung im Hinblick auf den weiteren Forschungsbedarf. Die Erprobung derzeit verfügbarer neuer technischer Möglichkeiten in Demonstrationsprojekten wird solange nicht multiplizierbar und daher nur von akademischem Interesse sein, solange nicht die notwendigen rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen ebenfalls adressiert werden.

Notwendig wäre in diesem Zusammenhang eine „Innovationszone", in der in einem Netzgebiet beispielhaft technische Aspekte der Systemintegration im Zusammenhang mit neuen institutionellen und regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht werden. In eine solche „Innovationszone" sollte gemeinsam mit der E-Control entwickelt und implementiert werden. Erste Ansatzpunkte für solche Innovationen sind im Rahmen dieses Projektes identifiziert worden. Die Entwicklung einer solchen Innovationszone würde eine neue Form der Zusammenarbeit zwischen einem ausgewählten Netzbetreiber und der E-Control erfordern. Die Festlegung des Regulierungsrahmens für einen mehrjährigen Regulierungszyklus im Rahmen der neuen Anreizregulierung bietet eine gute Gelegenheit für eine solche Innovationszone, deren Ergebnisse dann auch in die nächste Regulierungsperiode einfließen können.

6 Literatur

Ajodhia, Virendra, Bart Franken, Katja Keller and Konstantin Petrov (2005), 'Versorgungssicherheit und Netzqualität - Erfahrungen mit integrierter Preis- und Qualitätsregulierung', in: Proceedings der 4. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien

Bauknecht, D./ P. Späth/ U. Leprich/ H. Rohracher (2006): 'Transformation der Stromwirtschaft: Die Rolle der Netze und ihrer Regulierung', in Danyel Reiche/ Mischa Bechberger (ed.), Erfolgsbedingungen für einen ökologischen Transformationsprozess der Energiewirtschaft, Erich-Schmidt-Verlag.

Bletterie, B. and H. Brunner (2005), 'Power Qualitiy bei signifikanten PV-Dichten', Erneuerbare Energien, 2005 (2), 52-55.

Brunekreeft, Gert and Eckhart Ehlers (2005), 'Does ownership unbundling of the distribution networks distort the development of distributed generation?', in Proceedings of the 4th Conference on Applied Infrastructure Research, Berlin

Campbell Carr 2005: An Investigation into the Development of Consolidation of Distributed Generation within the Wholesale Electricity Trading Arrangements. Studie im Auftrag des DTI

Consentec (2004), Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich, Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH .

E-Control GmbH (2005), Dezentrale Erzeugung in Österreich.

ElWOG (2002), 'ElWOG - Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz', BGBl I , 2002 (149),

ElWOG Änderung (2004), '63. Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz geändert wird ', BGBl I , 2004 (63),

EU Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. RICHTLINIE 2003/54/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. 2003.

EU Richtlinie für Erneuerbare Energien (2001), 'Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (2001/77/EG) ',

Fritz, W., C. Linke and A. Haber (2005), 'Vermiedene Netzausbaukosten durch Zubau dezentraler Erzeugung', Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55 (11), 798-801.

Getzner, Michael, Gottfried Haber, Martin Kaltschmitt, Stefan Schmidt and Nicola Trink (2004), Elektrizitätsmarkt Österreich 2004 - Forschungsbericht. Klagenfurt: Universität Klagenfurt.

Grießner, P. (2004), 'Immer mehr Windkraftbetreiber klagen', Der Standard, 17.

Haber, Alfons (2004), 'Der Einfluss der Energieinnovation auf die Österreichische Erzeugungsstruktur - regulatorische Aspekte bei dezentraler Erzeugung', in Proceedings of the 8. Symposium Energieinnovation - Erfolgreiche Energieinnovationsprozesse Februar 2004

Haber, Alfons, Rodgarkia-Dara, Aria (2005): Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen, E-Control Working paper Nr. 16

Haberfellner (2002), 'Strommarktliberalisierung in Österreich', E-control Working Papers, (8),

Ilex (2004): Ancillary Service Provision from Distributed Generation. Studie im Auftrag des DTI

Institut für elektrische Anlagen - TU Graz (Sakulin) (2004), Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten, Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH .

Kapetanovic, Tahir (2004), 'Distributed Generation in the Austrian Electricity Market – Regulatory Aspects', in Proceedings of the SUSTELNET Conference, Amsterdam

Knight, Richard, J. P. Montez, F. Knecht and T. Bouquet (2005), DISTRIBUTED GENERATION CONNECTION CHARGING WITHIN THE EUROPEAN UNION - REVIEW OF CURRENT PRACTICES, FUTURE OPTIONS AND EUROPEAN POLICY RECOMMENDATIONS. www.elep.org

KWK-Zuschlagsverordnung (2004), Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit betreffend Festsetzung eines Kraft-Wärme-Kopplungszuschlages auf alle an Endverbraucher abgegebenen Strommengen.

Leprich, Uwe 1994: Least-Cost Planning als Regulierungskonzept, Neue ökonomische Srategien zur rationellen Verwendung elektrischer Energie, Freiburg

Leprich, Uwe, Dierk Bauknecht, Elfried Evers, Hartmut Gaßner and Knut Schrader (2005), Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber (DENSAN) - Endbericht. Saarbrücken.

Mühlstein, Jan (2003), Vermiedene Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung. Kurzgutachten im Auftrag von BKWK u.a.

Obersteiner, Carlo (2004), Zusatzkosten für elektrische Energieversorgungssysteme durch die vermehrte Integration von Windenergieanlagen (Diplomarbeit). Wien

Ökostromgesetz (2002),149. Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz) sowie das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (ElWOG) und das Energieförderungsgesetz 1979 (EnFG) geändert werden.

Ökostromgesetz Regierungsvorlage (2004), Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz und das Energie-Regulierungsbehördengesetz geändert werden.

Ökostromverordnung (2002), Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden, BGBl. II Nr. 508/2002 vom 20.12.2002.

OFGEM (2002), Electricity (Connection Charges) Regulations - A consultation document.

Overbeeke, F. v. and V. Roberts (2002), 'Active networks as facilitators for embedded generation', Cospp, 3 (2), 37-42.

pt (2004), '"Ein Alptraum namens E-Control"', Zeitung für kommunale Wirtschaft, 04 (12), 3.

Regulierungsbehördengesetz (2000), Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission, BGBl. I Nr. 121/2000 [Artikel 8 Energieliberalisierungsgesetz].

Schietz, Andreas (2005a), 'Regulierungssysteme für den Netzbetreiber: Ein Status Quo Bericht und was ist für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nötig!', in: Proceedings der 4. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien

Schietz, Andreas (2005b), 'Living with the regulator: Practical Experiences', in Proceedings of the Distribution Europe 2005 - Session 2.1: Regulation, how to match the challenge, Berlin

Späth, P./ Bauknecht, D./ Leprich, U. (2006): „Verteilnetzbetreiber aktiv für dezentrale Einspeisung - Wie sind die notwendigen Anreize zu schaffen?“ In: 9. Symposium Energieinnovation. CD-ROM, Verlag der Technischen Universität Graz, Graz, ISBN 3-902465-31-X.

Späth, P./ Bauknecht, D./ Auer, H./ Leprich, U. (2005): Die Integration dezentraler Einspeisung in das Österreichische Stromnetz – Wie wird das Anreizsystem gestaltet? in: IEWT 2005, 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Tagungs-CD-ROM, Arbeitsgruppe für Energiewirtschaft, Wien.

Systemnutzungstarife-Verordnung (2003): Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (SNT-VO).

TOR (2001): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4, Version 2.0; 2001.

Wager, Erich (2005), 'Modernes Bilanzgruppenmanagement als Basis für einen effizienten Intraday-Handel', in Proceedings of the IEWT 2005 - Energiesysteme der Zukunft - Herausforderungen und Lösungspfade, Wien

Wawer, Tim (2005), 'Effiziente Ausgestaltung von Regelenergieauktionen zur Verringerung der Netznutzungsentgelte', in Proceedings of the IEWT 2005 - Energiesysteme der Zukunft - Herausforderungen und Lösungspfade, Wien

Watson, J. et al. (2003): Network Integration of Distributed Generation. International Research and Development. Bericht für das DTI.

Anhang A:
Projektbezogene Vorträge, Publikationen, Veranstaltungen, & Projekttreffen

Vorträge

Dierk Bauknecht: "Active Distribution Network Operators: What they can do and how they can be incentivised?". Vortrag im Rahmen der Konferenz: Distribution Europe 2006, Barcelona, 17.-19. Mai 2006.

Philipp Späth: „Verteilnetzbetreiber aktiv für dezentrale Einspeisung - Wie sind die notwendigen Anreize zu schaffen?" Vortrag beim 9. Symposium Energie-Innovation, Graz, 15.-17.02.2006.

Philipp Späth: „Will distributed generation (DG) really change the electricity systems? Potenzial regime dynamics – the case of Austria". Vortrag im Rahmen der Konferenz: 6th Open Meeting of the Human Dimensions of Global Environmental Change Research Community, Bonn, 09.-13.10.2005.

Philipp Späth: "Incentives for distributed generation in Austria – current situation and necessary improvements to achieve cost reduction of integration". Vortrag im Rahmen der Konferenz: European Conference and Cooperation Exchange on Sustainable Energy Systems for Buildings and Regions, Wien, 05.-08.10.2005.

Philipp Späth: „Die Integration dezentraler Einspeisung in das Österreichische Stromnetz – Mit besseren Anreizen zur Kooperation?" in: IEWT 2005, 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 16.-18.02. 2005.

Philipp Späth: "Integration in Cooperation – A project on distributed electricity generation as a case of trans-disciplinary research; Vortrag im Rahmen der "4th Annual Conference of the Institute for Advanced Studies on Science, Technology and Society: Critical Issues in Science and Technology Studies". Graz, 28.02.2005.

Dierk Bauknecht: Electricity policy integration: The role of regulators, Vortrag auf der 2004 Berlin Conference: Greening of Policies – Interlinkages and Policy Integration, Berlin, 3.-4. Dezember 2004.

Ferner:

Projektpräsentationen beim EdZ-Vernetzungstreffen und dem 1. Arbeitsgruppentreffen zur Stromnetzentwicklung, 27.10.2005 in Wien, beim 2. Arbeitsgruppentreffen der EdZ-AG zur Stromnetzentwicklung am 16.02.2005 in Wien und beim EdZ-Workshop am 13.12.2005 in Wien.

Präsentation und Diskussion von Projektergebnissen beim Arbeitskreis ‚power quality' des VEÖ mit DI Bartak, Dr. Peters u.a. 22.06.2005 in Wien.

Teilnahme am Podium der Energiegespräche der EEG/TU-Wien am 25.4.2006 zur Marktintegration von Dezentraler Stromerzeugung in Wien.

Veranstaltungen

- 1. Stakeholder Workshop mit Anlagen- und Netzbetreibern am 19. Oktober 2005 in Wien.
- 2. Stakeholder Workshop mit Anlagen- & Netzbetreibern sowie E-Control am 3.Februar 2006 in Wien.

12 Projekttreffen und drei Telefonkonferenzen

- Projekttreffen in Freiburg, Öko-Institut/IFZ am 05.01.2005, 07.02.2005, 3.1.2006 und 14.4.2006
- Projekttreffen in Wien, EEG/IFZ am 12.10.2004, 27.10.2004 und 2.2.2006 sowie IFZ/ EEG/ Öko-Institut am 16.02.2005 und 19.10.2005
- Projekttreffen in Amsterdam, IFZ/Öko-Institut/E&E Consult am 07.03.2005
- Projekttreffen in Kopenhagen, IFZ/Öko-Institut/E&E Consult am 13.-15.09.2005
- Projekttreffen in Berlin Öko-Institut/E&E-Consult/IFZ am 9.3.2006
- Telefonkonferenzen der Projektpartner am 15.02.2005, 21.02.2005 und 25.07.2005.

Publikationen

- Späth, P./ Bauknecht, D./ Leprich, U. (2006): „Verteilnetzbetreiber aktiv für dezentrale Einspeisung - Wie sind die notwendigen Anreize zu schaffen?“ In: 9. Symposium Energieinnovation. CD-ROM, Verlag der Technischen Universität Graz, Graz, ISBN 3-902465-31-X.
- Bauknecht, D./ Späth, P./ Leprich, U./ Rohracher, H. (2006): 'Transformation der Stromwirtschaft: Die Rolle der Netze und ihrer Regulierung', in Danyel Reiche/ Mischa Bechberger (ed.), Erfolgsbedingungen für einen ökologischen Transformationsprozess der Energiewirtschaft, Erich-Schmidt-Verlag.
- Späth, P./ Bauknecht, D./ Auer, H./ Leprich, U. (2005): Die Integration dezentraler Einspeisung in das Österreichische Stromnetz – Wie wird das Anreizsystem gestaltet? in: IEWT 2005, 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Tagungs-CD-ROM, Arbeitsgruppe für Energiewirtschaft, Wien.

Anhang B:
Durchgeführte Interviews

Mit folgenden Personen wurden meist 1-2 stündige Tiefen-Interviews durchgeführt und diese mit Hilfe der Software Atlas.ti ausgewertet.

- Peter Molnar, Ökostrom-AG, Wien 20.01.2005
- Michaela Vezmar, ehemals Bundesverband Photovoltaik, Wien 20.01.2005
- Hanns Kottulinsky, Verein Kleinwasserkraft Österreichs & E-Werk Neudau, 25.01.2005
- Alfons Haber, e-control, Wien, 03.02.2005
- Gerhard Danzinger, Biogas-Park Bruck/Leitha, 03.02.2005
- Gerhard Fallent, Bundesverband Photovoltaik, telefonisch, 07.02.2005
- Stefan Hantsch, IG Windkraft, telefonisch, 18.1.2005 und 4.02.2005.
- Hubert Popelka und Andrea Dummer, Verbund/ APG, Wien, 15.02.2005
- Karl Wilfinger, Stadtwerke Hartberg, Hartberg, 29.04.2005
- Roland Tropper, VÖEW, Graz, 10.06.2005
- Franz Werner, BEWAG, telefonisch, 02.06.2005
- Andreas Schietz, Energie AG, telefonisch, 23.08.2005
- Karl Derler, Linz AG, telefonisch, 24.08.2005
- Walter Schiefer, Feistritzwerke, 23.1.2006
- Christian Schönbauer, E-control, 30.1.2006
- Ferner wurden Herr Berger (Welsstrom), Herr Jilek (Landesenergieverein), sowie Herr Stanzel (StirlingPowerModule) mehrfach zu angrenzenden Themen befragt.
- Außerdem wurden für die internationalen Fallstudien einzelne Aspekte diskutiert mit:
- John-Eli Nielsen, Energinet Dänemark, Paris, 30.03.2005
- Paul Delamare, EdF Energy UK, Paris, 31.03.2005

Anhang C:
Dokumentation des 1. Stakeholder-Workshop zu dezentraler Stromeinspeisung

Der erste Stakeholder-Workshop wurde am 19.10.2005 im Hotel Prinz Eugen in Wien mit folgenden TeilnehmerInnen durchgeführt:

Herr Stanzel,	SPM, AWP
Herr Niederhuemer,	Linz AG Strom
Herr Zierlinger,	EVN, AK PQ d. VEÖ
Herr Schurian,	Kelag Netz GmbH
Herr Weigend,	EW Gösting
Herr Benesch,	FV Langau
Frau Kreisler,	DI in Infrastruktur
Frau Hofmann,	BVPV, ATB Becker
Herr Reuter,	IRM-AG, i.a. BMVIT
Herr Brunner,	Arsenal Research

erweitertes Projektteam:

Herr Späth,	IFZ
Herr Bauknecht,	Ökoinstitut, D
Herr Auer,	EEG, TU Wien
Herr Rohracher,	IFZ

Wegen terminlicher Schwierigkeiten hatten sich entschuldigt:

Herr Fallent,	BVPV
Herr Wilfinger,	Stadtwerke Hartberg
Herr Hantsch,	IG Windkraft
Herr Tropper,	VÖEW
Herr Molnar,	Oekostrom AG

Der Ablauf

orientierte sich weitgehend am zuvor verschickten Programm, wobei die Diskussionen zu den Problemen der Integration und möglichen Ansatzpunkten so ergiebig und zeitaufwändig waren, dass die internationalen Beispiele zur Regulierung nicht referiert wurden.

Das Programm des 1. Workshop

11:30	Begrüßung Einführung in Thema und Zielsetzung des Workshops Philipp Späth (IFZ, Graz) und Dierk Bauknecht (Öko-Institut, Freiburg)
12:00	Diskussion: Schlüssel-Probleme der Netzintegration von dezentralen Anlagen (DE) Probleme der Verteilnetzbetreiber (VN-B.) Probleme der Anlagenbetreiber (DE-B.) Welche Lösungsansätze gibt es?
13:00	Mittags-Menü
14:00	Kurze Übersicht zu Kooperationspotenzialen zwischen VN-B. und DE-B.

Philipp Späth (IFZ, Graz) und Dierk Bauknecht (Öko-Institut, Freiburg)

14:15 Diskussion: Kooperationspotenziale zwischen VN-B. und DE-B.

- beim Netzanschluss der Anlagen
- beim Lastmanagement
- bei der Spannungshaltung
- beim Marktzugang

14:45 Diskussion: Wie können die Akteure selbst diese Potenziale erschließen?

15:45 Welche Anreize werden Netzbetreibern zur Integration von DE andernorts gegeben? DE-orientierte Regulierungsansätze in England und Deutschland.
Dierk Bauknecht (Öko-Institut, Freiburg)

16:00 Wie können die Rahmenbedingungen für die Erschließung von Kooperationspotenzialen in Österreich verbessert werden? Philipp Späth, (IFZ Graz)

16:15 Diskussion: Ansatzpunkte für DE-orientierte Rahmenbedingungen in Österreich

- Standortsignale zur Lenkung des DE-Ausbaus
- Steuerung des Anlagenbetriebs aus der Netzperspektive
- Vergütung von verlässlichen Beiträgen zur Spitzenlast und Spannungshaltung
- Anreize zu Netzinvestitionen

17:00 Zusammenfassung, Erkenntnisse, Schlussfolgerungen

17:30 Ende der Veranstaltung

Diskussionsverlauf und Ergebnisse

I) Schlüssel-Probleme der Netzintegration dezentraler Anlagen

Dezentrale Anlagen können bei ungünstiger Platzierung und Charakteristik eingebaute „Netzreserven“ verschiedener Art „aufbrauchen“. Grundsätzlich wurde die Spannungshaltung als zentrales Problem identifiziert. Bei Engpässen wird die ‚gerechte’ Verteilung von Netzkapazitäten und Regelleistung unter den Einspeisern relevant, siehe die Absätze ‚Begrenzung des Netzzuganges’ und ‚vom Überspannungsschutz zum Erzeugungsmanagement’

1) Spannungshaltung

Grundsätzlich wurde die Spannungshaltung als zentrales Problem identifiziert. Die Leistung zentraler Kraftwerke könne bei dezentraler Einspeisung zwar entsprechend angepasst werden, aber das Spannungsproblem auf der unteren Netzebene durch die dortige Einspeisung bleibe auch dann bestehen.

Als unproblematisch sehen die VNB in diesem Sinne nur kleinste Anlagen an, sofern sie vereinzelt angeschlossen werden, und nicht mehr als 50% des auf unterster Ebene benötigten Stromes einspeisen. Eine Stromflussumkehr wird von den VNB grundsätzlich als problematisch angesehen.

Dieses Problem betrifft insbesondere entlegene Gebiete mit schwachen Netzen, ist abhängig von der angeschlossenen Leistung und Art des Anschlusses (1- bzw. 3-Polig) sowie von der jeweiligen Netztopografie. Einspeisung bzw. Bezug von Blindleistung können das Problem verschärfen.

2) Regelgröße Frequenz/ Umspannungsregler/ Ungeregelte Trafos

Als entscheidende technische Hürde für DE wurde das geringe Feedback herausgearbeitet, welches mit der derzeitigen Netz-Hardware und Steuerungstechnik realisierbar ist. Spannungsanhebungen könnten reduziert werden, wenn zwischen den Netzebenen eine direktere Regelung bestünde, die nicht durch Frequenz-Toleranzen in den Trafos verwässert ist. Die gegenwärtige Tendenz, billigere Trafotechnik einzusetzen, wirkt hier weiter verschärfend.

Diese Entwicklung wurde von den Netzbetreibern auch als Folge der durch die Regulierung sinkenden Netztarife dargestellt.

Das Wissen über mögliche Netzzustände (mögliche Stromflüsse und Spannungsentwicklung aufgrund erwartbarer Konstellationen von Einspeisung und Verbrauch, und wann sie im Sinne der Spannungshaltung etc. problematisch werden) scheint sehr begrenzt zu sein, und Regelungsmöglichkeiten sind kaum gegeben, obwohl sie technisch machbar sind.

Die technisch eleganteste Lösung, alle dezentralen Einspeiser direkt an separat regelbare Trafos anzuschließen, erscheint bei gewachsenen Netzstrukturen unrealistisch. Auch eine Spannungsregelung an jedem Abzweig erscheint derzeit (noch) unerschwinglich.

3) (Re-)Finanzierung von Netzinvestitionen für DE

Werden aufgrund von DE Investitionen in Netzinfrastruktur nötig, so ist unklar, wer welche Kosten trägt und welche Möglichkeiten der Refinanzierung bestehen.

Die Aufteilung von Kosten ist besonders problematisch, wenn mehrere Anlagen an einem Netzabschnitt in zeitlicher Folge angeschlossen werden und dort einen Ausbau nötig machen (Problem der Zuordnung von fixen Kosten). Siehe auch den Abschnitt ‚Strategische und integrierte DE- und Netzplanung'.

Als problematisch wurde angesehen, dass die Schnittstelle zwischen Netz und Kunde bei Stromverbrauchern anders definiert wird als bei Einspeisern. Während der Verbraucheranschluss i.A. als Teil des Netzes betrachtet wird, werden Erzeugeranschlüsse in größerem Umfang den Einspeisern zugeordnet. Es wurde für eine einheitliche Betrachtungsweise nach dem Motto „Netz ist gleich Netz" plädiert.

Für die Refinanzierungsmöglichkeiten auf Seiten der VNB ist die Netztarifregulierung entscheidend. Hier besteht im derzeitigen System eine große Unsicherheit. Siehe Abschnitt ‚Netztarif-Regulierung'.

4) Begrenzung des Netzzugangs bei Engpässen

Bei Netzengpässen wegen DE wäre es die technisch einfachste und für VNB vorteilhafteste Strategie, entsprechende Netzschutzeinrichtungen zu installieren, welche Anlagen automatisch vom Netz trennen. Dies würde für Anlagenbetreiber aber eine große Investitionsunsicherheit bedeuten und den wirtschaftlich realisierbaren Anteil von DE auf ein sehr geringes Niveau beschränken. Gerade im Hinblick auf KWK-Anlagen, die zumindest teilweise nach Wärmebedarf geführt werden müssen, wäre diese Lösung sicher nicht optimal.

Wie könnten Abwurfregelungen (mit Vereinbarungen über Reihenfolgen) oder Verpflichtungen zu Teileinspeisungen aussehen?

5) Netztarif-Regulierung

Unter den Schlüsselproblemen nahmen die derzeitige Netztarif-Regulierung und daraus resultierende Unsicherheiten bei Netzinvestitionen beim Workshop den größten Raum ein. Sie wirke für VNB besonders grundlegend kooperations-hemmend.

Viele Projekte scheiterten daran, dass der Regulator Kosten, die den VNB durch DE entstehen, nicht anerkennt bzw. in diesem Punkt keine Rechtssicherheit bestehe. VNB seien nicht interessiert zu investieren, wenn die Kosten nicht sicher anerkannt würden und die Netzqualität durch DE sogar noch sinken könne.

Auch mit der zukünftig geplanten Anreizregulierung ist dieses Problem nicht substanziell entschärft, auch wenn es grundsätzlich zu höherer Investitionssicherheit führen kann, da DE auch dort nicht explizit berücksichtigt wird.

Die Regulierungsformel sollte ‚Kosten', die aufgrund von DE entstehen (Kapital- und Betriebskosten) – und gegebenenfalls auch Kosten für andere Leistungen des Netzbetreibers wie z.B. Versorgungsqualität – durch entsprechende „Zuckerln" berücksichtigen:

z.B.: $T_t = T_{t-1} (1 + RPI\text{-}X)*(1+C_{DE})*(1+C_{VS})...$

Zur „Vergangenheitsbewältigung", die sich im Element X ausdrückt, kämen dadurch Anreize für bestimmte Netzinvestitionen hinzu:

C_{DE} = Faktor zur Berücksichtigung dezentraler Erzeugung

C_{VS} = Versorgungssicherheitsfaktor

...

Welche C sind geeignet, die Kostenallokation so zu optimieren, dass in z.B. 10 Jahren die Bedingungen für DE verbessert sind?

Generell wirke die Price Cap-Regulierung investitionshemmend, „Price cap und dezentrale Einspeisung (DE) passen nicht zusammen". Eine „Atmende Regulierung" und Umsatz Cap-Regulierung wäre wesentlich investitionsfreundlicher, und könnte VNB die Integration auch von solchen Anlagen erlauben, welche Netzkapazitäten „aufbrauchen".

Es wurde aber auch die Frage gestellt, wo genau Netzbetreiber aus ihrer Sicht tätig würden, wenn die Kosten anerkannt würden und ob es hier bereits konkrete Vorstellungen gebe.

Darüber hinaus wurde die Frage gestellt, ob den VNB zusätzlich zur Anerkennung von Kosten auch positive Anreize für DE-fördernde Investitionen und Aktivitäten gegeben werden sollten.

Es blieb umstritten, ob bei einer vorteilhaften Steuerungswirkung differenzierte Netznutzungsentgelte auch auf Erzeugerseite erhoben werden sollten.

6) Grundproblem sinkender Wertschöpfung im Netzbetrieb

Als Wurzel des Widerstandes vieler VNB gegen DE wurde also herausgearbeitet, dass die Wertschöpfung beim Netzbetrieb durch DE derzeit gefährdet erscheint. Den aus VNB-Sicht erforderlichen Netzinvestitionen und ihrem Mehraufwand stehen keine entsprechenden sicheren Gewinnmöglichkeiten gegenüber.

Von den genannten Problemen sind Nr. 1), 3), 5) und 6) vor allem *für VNB* präsent.

Die folgenden Problembereiche stehen *für dezentrale Einspeiser* im Vordergrund:

7) Kosten des Netzanschlusses

Hohe unmittelbare Aufwendungen beim Netzanschluss kippen manche Projektplanung in die Unwirtschaftlichkeit.

Besonders bei kleinen Anlagen sind diese Aufwendungen anteilsmäßig oft exorbitant.

Wie auch beim Strombezug ist der ‚nächste geeignete Netzanschlusspunkt' bzw. die Netzebene dabei oft umstritten.

Dass die VNB manche Kosteneinsparung nicht ermöglichen, die im Einzelfall aufgrund der standortspezifischen Gegebenheiten möglich sind, hat manchmal den Hintergrund, dass sie vermeiden wollen ‚Präzedenzfälle zu schaffen'. Auch die gesetzliche Forderung nach ‚Gleichstellung' kann Spielräume für individuelle technische Lösungen einschränken.

Netzschutz-Einrichtungen und entsprechende Standards (z.B. EN 50348) sind verbesserungsfähig. In anderen Ländern - wie z.B. den Niederlanden - scheint es funktionierende und DE-freundlichere Regelungen zu geben. Oder bestehen dort nur größere Netzreserven?

8) Anreize für Eigenerzeugung

Durch Eigenerzeugung vermiedener Strombezug und die entsprechende netzentlastende Wirkung (sofern Erzeugung und Verbrauch tatsächlich lokal in Deckung gebracht werden) wird durch das derzeitige Anreizsystem nicht so honoriert, dass entsprechende Investitionen getätigt würden. Die Ökostromvergütung bei Einspeisung ist z.B. derzeit deutlich höher. Durch Eigenerzeugung entstünden auch nicht die o.g. Spannungsprobleme. Dem Prinzip der Eigenerzeugung wurde allerdings ein Konzept entgegengestellt in dem die Anlagen einspeisen, sich dabei aber auch an den jeweils aktuellen Netzerfordernissen orientieren.

Neben der Netzentlastung könnte auch eine Inselbetriebs- bzw. Schwarzstart-Fähigkeit einen Mehrwert von Eigenerzeugungsanlagen für das Gesamtsystem darstellen.

Einschränkend wurde folgendes angemerkt:

- Eine Konzentration von Fördermaßnahmen auf solche (Mikro-KWK-) Anlagen könnte die Nutzung erneuerbar Energien konterkarieren.

- Eigenerzeugung erhöht die Kosten für die anderen (weil das Netz weniger ausgelastet wird, bei einem hohen Fixkostenanteil)

- Im Extremfall, wenn das Netz nur noch für Spannungshaltung und Kurzschlussleistung zuständig wäre, müsste über die Ertragsbasis des Netzbetriebes grundsätzlich neu nachgedacht werden (siehe Grundproblem Nr. 6)

9) Wissen über Netzzustände und Anforderungen des Netzbetriebs

Betreiber dezentraler Anlagen wissen nichts über kritische Zustände und Entwicklungen des Netzes, an das sie angeschlossen sind. Bei neuen Planungen kennen sie die Struktur und Kapazität des Netzes an verschiedenen Orten nicht.

Anlagenhersteller wissen offenbar zu wenig über die (möglicherweise standortspezifisch unterschiedlichen) Anforderungen, welche der Netzbetrieb an dezentrale Anlagen stellen kann. Einige Anlagentypen könnten auf solche Anforderungen eingestellt werden, bzw. die Entwicklung von Komponenten könnte in verschiedene Richtungen forciert werden. Eine Entwicklung in Richtung Synchrongeneratoren ist generell zu begrüßen.

Die VNB benötigen von den Anlagenbetreibern verlässlich Informationen über die anzuschließenden Anlagen und deren Betrieb. VNB vermissen auf Betreiberseite häufig technisches Grundverständnis bezüglich des Netzbetriebes. Die Kommunikation zwischen Netzingenieuren und Betreibern über technische Fragen (z.B. anlagenseitige Anschlussvoraussetzungen) scheint oft schwierig zu sein.

Interessant sind aktuelle Pläne aus England für die dortige Mikro-KWK-Förderung, bzw. die Etablierung von ‚E-Connect' als neuem Dienstleister, der Anschlüsse abwickelt.

Hintergrunddiskussion: Zur Rolle von DE bei der Netzentwicklung

Grundsätzlich wird der Ausbau von DE dadurch beeinflusst, ob Vorteile von DE für das Gesamtsystem anerkannt werden. Umstritten ist, ob DE auch relevante Beiträge zur Leistungsbereitstellung und Versorgungssicherheit erbringen, und so Investitionen in andere Generator- oder Netzkapazitäten ersetzen kann.

Das im Rahmen der Liberalisierung eingeführte ‚unbundling' von Erzeugung und Netzbetrieb verhindert den vormals häufig gegebenen direkten Durchgriff des Netzbetreibers auf die Anlagen und damit die optimale Nutzung der alternativen (Netz- bzw. Erzeugungs-) Kapazitäten – wobei allerdings anzumerken ist, dass auch schon vor der Liberalisierung von den integrierten Unternehmen nur wenig in DE investiert worden ist.

Das Problem unverlässlicher Einspeisung (z.B. aus PV und Windkraft) und zeitlich beschränkter Verfügbarkeit wird bei einer Vielzahl (unterschiedlicher) Anlagen und großen Regelzonen geringer.

Die derzeitige Anreizsituation (prioritäre Einspeisung) jedoch macht für die Anlagenbetreiber eine kontrollierte Einspeisung bei bestimmten Netzzuständen nicht attraktiv.

Auch für Einbußen bei der Wirkleistungseinspeisung bei netzbedingter Einspeisung von Blindleistung gibt es keinen Kompensationsmechanismus.

Kann durch DE Netzausbau reduziert werden?

Nur bei gesicherter Einspeisung. Für konkrete Netzausbauplanungen sind DE-Ausbaupläne aber nur vage Randbedingungen, die nur sehr schwer in verlässliche Informationen zu überführen sein werden. Ersparnisse bei einem vermiedenen Netzausbau wird der VNB aber (aufgrund des Wettbewerbs und Regulierungsdrucks) nicht transparent machen wollen, und ansonsten kann sie (beim derzeitigem Wissensvorsprung der VNB) niemand beurteilen.

II) Kooperationspotenziale zwischen Anlagenbetreiber und VNB

Strategische und integrierte DE- und Netzplanung

Dem Netz-Regulator wird mit der Sicherstellung von Planungssicherheit und Transparenz eine wichtige Rolle bei der Netzplanung zukommen müssen. Darüber hinaus könnte der Regulator auch gemeinsam mit den Anlagen- und Netzbetreibern die strategische Netz- und DE-Standortplanung vorantreiben. Allerdings wurde die Frage gestellt, ob der Ausbau von DE überhaupt strategisch vorausschauend geplant werden könne, oder ob DE-Ausbau zwangsläufig eine Summe von nicht koordinierbaren Einzelentscheidungen sei?

Das Einbeziehen von lokalen DE-Potenzialen in die Netzplanung ist grundsätzlich denkbar. Derzeit sind die Potenzialstudien für VNB aber nicht leicht zugänglich. Insbesondere hochauflösende Prognosen für die untersten Netzebenen sind schwer vorstellbar. Eine gemeinsame Planung der VNB, ÜNB, Anschlussbegehrenden und des Regulators ist sofern grundsätzlich wünschenswert - im Sinne einer volkswirtschaftlichen Optimierung - aber derzeit nicht Praxis.

Neben früheren Ansätzen des Least Cost Planning (LCP) ist auch das „Seven Year Statement“ des britischen ‚National Grid’ ein nennenswerter Ansatz in dieser Richtung (nicht speziell für DE, aber insgesamt für die Entwicklung von Erzeugung und Netz); in Österreich das Biomasse-Kataster im Burgenland, das im Rahmen der Raumplanung erstellt wurde.

Wünschenswert wäre jedenfalls der Anschluss von DE-Anlagen direkt an Trafos oder die Konzentration von DE Anlagen an wenigen Netzsträngen mit separater Spannungsregelung.

Prozess der Anfragenbearbeitung

Unverbindliche Anfragen interessierter Betreiber zu Netzanschlüssen verursachen den VNB häufig einen hohen Aufwand (bis zu 2 Menschtagen pro Fall), dem keine Einnahmen gegenüberstehen.

Häufig werden die Kosten für eine hohe Einspeiseleistung angefragt, und in einem zweiten Schritt die maximale Einspeiseleistung, die ohne Netzausbauinvestitionen integrierbar wäre. Dies verursacht beim VNB unnötigen Aufwand.

Gegenseitiges Wissen über Potenziale & Restriktionen könnte helfen, realistische Standorte und Anlagengrößen frühzeitiges herauszufiltern => und damit nicht zielführende Arbeit zu reduzieren. Dazu müssten sowohl den VNB wie den Anschluss-Interessenten alle Auflagen, Potenzial-Abschätzungen etc. möglichst leicht zugänglich sein, und das Wissen über die bereits bestehenden oder geplanten Erzeuger sowie bestehende und geplante Netzkapazitäten.

Der Prozess könnte schon durch ein Formblatt verbessert werden, mit dem die Anschlussinteressenten dem VNB alle benötigten Daten mitteilen.

Die Genehmigungserfordernisse sollten (jeweils für die verschiedenen Typen und Größenklassen) bundesweit vereinheitlicht werden.

Vom Überspannungsschutz zum Erzeugungsmanagement

„Erzeugungsmanagement sollte mehr sein als Abschalten".

Die Schutzeinrichtungen dezentraler Anlagen sind nicht (bundesweit) einheitlich (siehe Unterschiede bei Wechselrichtern) und nicht immer optimal. Schutzeinrichtungen und Messwesen sollten für die verschiedenen Anlagentypen und Größenklassen bundesweit vereinheitlicht werden. Bei verschiedenen Anlagen können weniger sensible Abschaltkriterien und koordinierte Überprüfungstakte den Netzbetrieb stabilisieren (siehe Arsenal-EdZ-Projekt). Ein ‚Standortdatenblatt' wäre hier hilfreich.

Die „Holzhammermethode Überspannungsschutz" kann zunächst bei einzelnen Einspeisern modifiziert werden, indem zunächst die Möglichkeit eingerichtet wird, zunächst (eventuell über eine Veränderung des cos φ) die Wirkleistung zu begrenzen, bevor die totale Abschaltung der Anlage ausgelöst wird. Bei mehreren Anlagen an einer Abzweigung müssten, um die Kapazitäten optimal zu nutzen und ‚gerecht' freizugeben, komplexere multilaterale Vereinbarungen getroffen und eine Transparenz über die Mechanismen der Abschaltung hergestellt werden. Hierbei könnte dem Regulator erneut eine wichtige Rolle als Kontrollinstanz und Schiedsrichter zukommen.

Derzeit habe der Regulator entschieden, dass Blindleistung in einem Band von cos φ = +/- 0,9 toleriert werden soll und eine Vergütung von Blindleistung nicht zulässig ist. Obwohl dies die Lage für VNB vereinfacht, seien die VNB nicht erfreut darüber, dass der Regulator Erzeugungsmanagement bei DE-Anlagen *über tarifliche Bestimmungen* ausgeschlossen hat, so anwesende Vertreter von VNB.

In Deutschland bezahlen einzelne VNB dezentralen Anlagen für Nicht-Einspeisung, eine Vereinbarung über die Priorisierung von Abschaltungen wird derzeit zwischen den Verbänden erarbeitet.

Enercon-Windkraftanlagen sind bereits mit spannungsabhängiger Leistungsbegrenzung ausgestattet. Was in Österreich bisher fehlt, sind Regeln für die (konsensfähige) Nutzung dieser Möglichkeiten, insbesondere bei mehreren Anlagen an einem Abzweig, die i.d.R. schrittweise zugebaut werden und zum Teil nach sehr unterschiedlichen Prioritäten gefahren werden (z.B. Wärme bei KWK).

Erneut könnte die Autorität des Regulators bei der Definition von Regeln eine wichtige Rolle spielen, zumal sehr unterschiedliche Player betroffen sind, die in sehr unterschiedlichem Maße über Marktmacht verfügen. Eine Lösung zwischen den Verbänden wie in Deutschland wurde abgelehnt.

Intelligente Netznutzung statt Netzausbau

„In der alten Welt sind die Kraftwerke noch vom Netzbetreiber selbst gesteuert worden..."

Mit dem ‚unbundling' der Strommarktliberalisierung sind die Zugriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber auf die Stromerzeugung jedoch erschwert und es müssen neue Koordinations-mechanismen gefunden werden. Auch auf der Last- bzw. Verbraucherseite sind Maßnahmen (DSM) mit der Liberalisierung schwieriger geworden (Wettbewerb, Transaktionskosten, viele Marktakteure etc.). Eine optimale Auslastung der Netzkapazitäten und Least Cost Planning wird dadurch erschwert, so dass größere Netzkapazitäten mit entsprechenden Reserven notwendig werden. Gleichzeitig wird bei Investitionen in Netzinfrastruktur aufgrund der Rahmenbedingungen größte Zurückhaltung geübt.

Wie kann vor diesem Hintergrund der Ausbau von DE bei geringsten Kosten realisiert werden? Teure Investitionen in neue Netzkapazität (Kupfer) können vermieden werden, wenn die bestehenden Netzkapazitäten durch eine räumliche Steuerung des DE-Ausbaues hin zur Last und zu vorhandenen Netzkapazitäten erfolgen könnte und wenn sich die Einspeisung soweit wie möglich an der Last orientieren würde

Generell könnte durch eine intelligentere Steuerung (d.h. mehr Regeltechnik bei der Erzeugung, v.a. Messtechnik) also sowohl ‚Kupfer' als auch zentrale (Reserve-) Erzeugungsleistung teilweise ersetzt werden.

Komplementär würden Maßnahmen auf der Verbrauchsseite entlasten:

a) Lastverschiebungen, denn Regelenergie kann auch verbraucherseitig durch Lastverschiebung erbracht werden, z.B. bei großen Kühllasten mit Speicherfähigkeit („Billa, Aluminiumhütten")

b) Eigenerzeugungs-verbrauchs-optimierung,

c) Kälte-Wärme-Kraft-Kopplung (z.B. PV+ Mikro-KWK = hohe ganzjährliche Selbstversorgung insb. bei hohen Kühllasten) etc.

Mehr Aufwand bei einer dieser Optionen (Kupfer/ Erzeugungssteuerung/ DSM) kann den Aufwand bei den anderen jeweils reduzieren.

Kann der DE-Ausbau räumlich gelenkt werden?

Im Sinne von „Verursachergerechtigkeit" wäre eine G-Komponente bei den Netztarifen (SNT-VO) aus Sicht der VNB wünschenswert, so dass auch Einspeiser an den Netzkosten beteiligt werden. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob und wie eine räumliche Steuerung der Anlagen über eine solche G-Komponente der Netznutzungstarife erfolgen kann?

Kann die Einspeisung zeitlich an den Netzerfordernissen orientiert werden?

Bisher werden alle (kleineren) Anlagen individuell nach Anlagengesichtspunkten geführt und nicht mit dem Netz und anderen Anlagen koordiniert. Anpassungsmöglichkeiten sind bei manchen Anlagen (z.B. mit Wechselrichtern) gegeben: Ein Wechsel zwischen Wärme oder stromgeführtem Betrieb, Speicherung von Wärme, Biogas oder Strom => all dies ist aber sehr von der jeweiligen Technologie abhängig.

Steuerungstechnisch stellen die anlagenspezifischen Steuerungsmöglichkeiten eine große Herausforderung dar (der allerdings auch extrem gewachsene Möglichkeiten entgegenstehen: Funknetze, Internet).

Netzbetreiber haben derzeit keinen Anreiz dafür, verschiedene Tarife anzubieten (Hoch-/Niederlasttarif), mit denen den Anlagenbetreibern wiederum Signale für eine netzgerechte Einspeisung vermittelt werden könnten. Dies ist in Deutschland anders, wo die Netzbetreiber selbst EEG-Strom kaufen müssen.

Könnte ein hoher Auslastungsgrad des Netzes durch DE als entlastender Faktor bei der Netztarif-Regulierung honoriert werden? Welchen exakten Indikator könnte man dabei vergleichen?

Auch beim Aushandeln und der Durchführung von Anreizen zur Spitzenstromerzeugung käme der Regulierungsbehörde eine zentrale Rolle zu.

Grundsätzlich stellt diese Überlegung zur zeitlichen Steuerung (bei Strom aus Erneuerbaren) einen Bruch mit der ‚privilegierten Einspeisung' dar, nach der jede kWh zu einem einheitlichen Fördersatz vergütet wird, je mehr desto besser.

Die Einspeiser haben daher Bedenken angemeldet, dass die auf diesem Prinzip beruhenden,

erstmals bundesweit einheitlichen Vereinbarungen (Ökostromgesetz) das Ergebnis sehr umfangreicher Verhandlungen sind, und daher ein wertvolles Gut darstellen.

Die Orientierung an der Menge von kWh (zeit- und orts-unabhängig) und die Maximierung des Jahresertrages an den genehmigten Standorten dürfe als Maxime nicht aufgegeben werden.

Fazit: Erkenntnisse des Workshops, Dissens und Konsens

Einige Teilnehmer haben geäußert, dass sie die Sichtweise der anderen Akteure nach dem Workshop besser verstehen: Dass für VNB beispielsweise tatsächlich sehr wenig ökonomische Anreize bestehen, sich für DE einzusetzen.

Bei einem steigenden Anteil von DE, wie er in Europa zu erwarten ist, stellt sich die Frage, welche aktiven Strategien VNB entwickeln können, um von DE zu profitieren.

Bei der Unterschiedlichkeit der Perspektiven wurde deutlich, dass der Transparenz der Regeln und Planungssicherheit eine hohe Bedeutung zukommen. Damit auch der Institution des Netzregulierers. Dort muss längerfristig gedacht und die langfristige Entwicklung der Netzinfrastruktur durch entsprechende Investitionsbedingungen ermöglicht werden. (Wenn nicht gar der Betrieb des natürliches Monopoles Stromnetz einem staatlichen Netzbetreiber zugeordnet wird, wie in Norwegen)

Um einen DE-Ausbau im Sinne etwa des Klimaschutzes zu erreichen, muss sichergestellt sein, dass keine Akteure - die den Ausbau verhindern können - sich als Verlierer empfinden. Dabei ist es zentral, dass die Anreize (z.B. Regulierungsformel) so gestaltet werden, dass die VNB zu aktiven Akteuren werden.

Bei entsprechender Planungssicherheit im Heimatmarkt können in Österreich technische Innovationen mit hohem Markt-Potenzial entwickelt werden.

Offen ist geblieben, in welchem Umfang die Integration von DE für VNB nicht refinanzierbare Kosten verursachen.

Zusätzliche Kosten für Spannungshaltung, Investitionen in Regeltechnik und Transaktionskosten konnten bisher nie quantifiziert werden.

Auch die Ansätze zu einer zeitlichen und räumlichen Differenzierung bei der Vergütung von DE sind offenbar konfliktträchtig.

Konsensfähig war die Feststellung, dass die Fördermechanismen für DE bei kleinen (netzunschädlichen) Anlagen (z.B. bei einphasiger Einspeisung < 3 kW) nicht ausreichen. Hier müsste stärker und trenn-schärfer gefördert werden, z.B. durch Erleichterungen beim Anschluss.

Auch die Ansätze zu einem verbesserten Informations-Austausch bei der Netzplanung und für das Erzeugungsmanagement erwiesen sich als vielversprechend.

Dem Plan, beim zweiten Workshop zum Abschluss des Projektes InteKoop auch den Regulator einzuladen, wurde allgemein und sehr deutlich zugestimmt.

Anhang D:
Dokumentation des 2. Stakeholder-Workshop zu dezentraler Stromeinspeisung

Der zweite Stakeholder-Workshop wurde am 3. Februar 2006 im Hotel Prinz Eugen in Wien mit folgenden TeilnehmerInnen durchgeführt:

TeilnehmerInnen

Bachler, E-Werk Gösting
Becker, ATB Becker
Brunner, Arsenal
Haber, E-Control
Lugmaier, Arsenal
Niederhuemer, Linz AG Strom
Stanzel, SPM
Vezmar, PV-Planung
Zierlinger, EVN

Vormittags
Rodgarkia-Dara, E-Control

Nachmittags:
Türtscher, VKW Netz
Reuter, IRM-AG

+ erweitertes Projektteam:
Späth, IFZ
Bauknecht, Öko-Institut
Auer, EEG, TU-Wien
Leprich, E&E-Consult

Ablaufplan

10:15 Einführung in Thema und Hintergrund des WS
⇨ Kurze Vorstellung der TeilnehmerInnen

10:45 Überblick über die bisherigen Projektergebnisse
11:15 Diskussion

12:00 Möglichkeiten der DE-freundlichen Netzregulierung, internationale Anregungen
12:25 Fragen und direkte Reaktionen

13:00 Mittagspause

14:00 Diskussion der wichtigsten Thesen (S. 4/5) mit Pausen

16:30 Zusammenfassung, Ausblick, Verabschiedung

17:00 Ende der Veranstaltung

1) Untergesetzliche Maßnahmen: Verbesserung von Information und Transparenz

Zu Beginn des Workshops wurden die bisherigen Projektergebnisse auf Grundlage des Protokolls vom 1. Workshop vorgestellt, insbesondere die Möglichkeiten durch ‚weiche'/ untergesetzliche Maßnahmen die Integration der dezentralen Erzeugung zu verbessern. Von den Teilnehmern wurde bekräftigt, dass eine bessere gegenseitige Information in den angesprochenen Bereichen sowohl für die Anlagen- als auch für die Netzbetreiber von Vorteil sein können. Die Anlagenbetreiber haben insbesondere darauf hingewiesen, dass dies die Investitionssicherheit auf beiden Seiten erhöhen könnte.

Mehr Informationen und Transparenz wären aber nicht nur für die einzelnen Akteure von Nutzen, sondern könnten auch das Vertrauensverhältnis zwischen den Akteuren und damit die Kooperation verbessern. Anlagenbetreiber seien bislang oft verunsichert, ob sie sich auf die Auskunft eines Netzbetreibers verlassen können, dass eine Anlage nicht oder nur mit bestimmten Auflagen angeschlossen werden könne. In diesem Zusammenhang wurde auch die Bedeutung einer neutralen Schiedsstelle unterstrichen.

Von Seiten der Netzbetreiber wurde vorgeschlagen, die Verbindlichkeit von Anschluss-Anfragen seitens der Anlagenbetreiber durch eine Gebühr zu erhöhen, nach dem Motto „Was nichts kostet, ist auch nichts wert".

Von der Regulierungsbehörde wurde darauf hingewiesen, dass die TOR schon jetzt Gesprächsbereitschaft zwischen den Akteuren fordere, und es deshalb verwunderlich sei, dass das so nicht gelebt werde. Zumal bereits heute in großem Umfang dezentrale Erzeugung vorhanden sei und entsprechend auch vielfältige Erfahrungen damit vorliegen.

DE-Potenzial-Kartierung (GIS) auf MS/NS-Ebene

In diesem Zusammenhang wurde auch der Vorschlag diskutiert, durch eine GIS-basierte Kartierung von Anlagen- und Netzpotenzialen die Informationsbasis für beide Seiten zu verbessern. Der Nutzen einer solchen Kartierung wurde unterschiedlich bewertet. Während ein solches Instrument einerseits als „wichtiger Anschub" bezeichnet wurde, wurde andererseits darauf hingewiesen, dass eine Kartierung der Potenziale für kleine Anlagen keinen zusätzlichen Informationsgehalt bringe und z.B. nicht mit der im Burgenland bereits praktizierten Erfassung der Potenziale für große Anlagen im Raumordnungskataster zu vergleichen sei. Von allen Seiten wurde aber dafür plädiert, bei der möglichen Entwicklung eines solchen Tools möglichst viele Aspekte mit aufzunehmen, d.h. z.B. auch Wärme- und Kältebedarf und das Gasnetz für die Versorgung von dezentralen gasgefeuerten KWK-Anlagen.

2) Neutralisierung Negativer Anreize und Investitionshemmnisse

Annahmen zum Stand des Unbundling

Grundsätzlich ist beim gegebenen Umsetzungsstand des ‚unbundling' sicher nicht auszuschließen, dass Netzbetreiber in ihrem Handeln (gegenüber DE-Anlagen) durch netzfremde Rationalitäten beeinflusst werden. Auch ist nicht auszuschließen, dass beim Netzbetrieb anfallende Informationen und damit Vorteile von VNB an verbundene Unternehmen weitergegeben werden. Da (in Europa) jedoch ein stabiler Konsens besteht, dass die Energiemärkte zu liberalisieren, die natürlichen Monopolbereiche durch ‚unbundling' zu isolieren und zu regulieren sind, ist ein zunehmendes ‚unbundling' als gegebene Rahmenbedingung vorauszusetzen. Aufgrund dieser Annahme erscheint es den WorkshopteilnehmerInnen als die vielversprechendste Strategie der Integration von DE, die negativen Anreize für reine (d.h. idealisierte) Netzbetreiber zu beseitigen und darüber hinaus positive Anreize für DE-Integration zu schaffen. Netzfremde Motive sind allein im Einzelfall zu berücksichtigen bzw. zu sanktionieren.

Um ordnungspolitisch stringent diesem Paradigma des ‚unbundling' zu folgen, ist auch eine Teilnahme von Netzbetreibern etwa am Regelenergiemarkt streng einzugrenzen. Im Hinblick auf attraktive Geschäftsfelder für Netzbetreiber (nach Ausschluss aller marktförmig organisierbaren Aufgabenbereiche) sind die Möglichkeiten also sehr begrenzt.

Derzeitige negative Anreize

Von den VNB wurde bekräftigt, dass für sie dezentrale Anlagen an ihrem Netz nicht zuletzt deshalb unattraktiv seien, weil diese im Gegensatz zu den Verbrauchern kein Netznutzungsentgelt bezahlen. Während ein zusätzlicher Verbraucher zusätzliche Erlöse bringe (zumindest kurzfristig), sei dies bei dezentralen Anlagen derzeit nicht der Fall. Vielmehr sei es tatsächlich so, dass die VNB sich nicht ex ante darauf verlassen können, dass die durch DE entstehenden zusätzlichen Kosten vom Regulator anerkannt werden.

Zuordnung anlagenübergreifender Netzinvestitionen

Zur Integration von DE-Anlagen ist in manchen Fällen ein Netzausbau notwendig. In manchen Regimes wie dem deutschen EEG werden diese Investitionen generell dem Netzbetreiber abverlangt, der diese Kosten wiederum über die Netznutzungstarife sozialisiert (shallow charges). In Österreich werden Anschlusssuchende teilweise an solchen Investitionen mit Pauschalbeträge (z.B. 100.000 €/MW) beteiligt. Insbesondere in solchen Fällen ist eine Zuordnung der Investition zu bestimmten Anlagen notwendig. Insbesondere, wenn später weitere Anlagen von denselben Investitionen profitieren (weil kein weiterer Netzausbau notwendig ist), ist eine verursachungsgerechte Zuordnung (und Rückerstattung) schwierig. Vor allem im Hinblick auf verlässliche Grundlagen der Investitionsrechnung sind solche Beteiligungen sehr problematisch, können einen „1st mover disadvantage" darstellen und daher den Ausbau maßgeblich bremsen. Dies spricht für eine Rückkehr zu reinen „shallow charges". Sogar die Sozialisierung der NetzANSCHLUSS-Kosten wurde als Option in die Diskussion gebracht, wobei sicher schwer zu argumentieren ist, warum die ‚letzte Meile' reiner anlagenbedingter (und i.d.R. gut prognostizierbaren) Anschlusskosten nicht diesen Einzelanlagen zugeordnet werden sollte.

In allen Fällen ist ein (langfristiges) volkswirtschaftliches Optimum anzustreben, welches sich nicht notwendig aus den betriebswirtschaftlichen Rationalitäten ergibt. (Die Reduzierung von Stichleitungen beim Anschluss von Off-shore-Anlagen stellt ein besonders komplexes Problem dar, welches hier aber nicht behandelt werden soll).

Das ‚Hybrid incentive' in GB

Als ein Ansatz, um Netzbetreibern Anreize für dezentrale Erzeugung zu geben, wurde das so genannte „hybrid incentive" vorgestellt, das der englische Regulierer OFGEM im April 2005 im Rahmen des „distribution price control review" eingeführt hat. Bei diesem Ansatz wird den Netzbetreibern einerseits ein Teil des finanziellen Risikos genommen, der durch den Anschluss dezentraler Anlagen entsteht, in dem 80% der Kosten direkt an die Netzkunden weitergegeben werden können, ohne der Effizienzregulierung zu unterliegen. Gleichzeitig erhalten die Netzbetreiber einen positiven Anreiz, in dem sich pro angeschlossener Leistung ihre Umsatzobergrenze erhöht.

Von den Teilnehmern des Workshops wurde bemängelt, dass die Netzbetreiber in diesem Regime eigentlich kein Risiko hätten, da sie 80% der Kosten direkt durchreichen und die restlichen 20% über den revenue cap ausgleichen könnten. Es kommt sicherlich darauf an, entsprechende Anreize so zu justieren, dass sie nicht zu Mitnahmeeffekten führen, sondern tatsächlich zusätzliche Anreize geben. Angesichts des bislang sehr geringen DE-Anteil in UK mögen dort entsprechend starke Anreize nötig sein, in Österreich müssten diese wahrscheinlich anders justiert werden. Unabhängig davon, war der Blick nach UK auf dem Workshop insofern interessant, als hier DE und das Verhältnis der VNB zu DE explizit in der Netzregulierung berücksichtigt wird und entsprechende Anreize gegeben werden.

3) Möglichkeiten für positive Anreize für Netzbetreiber

Welche Rahmenbedingungen sind notwendig, damit VNB neue dezentrale Anlagen als zusätzliche Kunden und nicht als zusätzliches Problem sehen? Die Netzbetreiber haben betont, dass sie gerne Partner sowohl für Verbraucher als auch Einspeiser wären, dass sie DE gerne als neues Geschäftsfeld erschließen würden, dass sie dafür aber entsprechende transparente Rahmenbedingungen und Anreize benötigen. Während die Einnahmenseite sich derzeit allein auf Netznutzungsentgelten entsprechend der SNT-VO beschränkt, wären bei entsprechender Regulierung Einnahmen aus verschiedenen darüber hinausgehenden Dienstleistungen denkbar.

Gleichbehandlung von Einspeiser/Entnehmer

Vor dem Hintergrund der Diskussion, dass man Erzeuger und Verbraucher als Netznutzer bei den Netzanschlusskosten gleich behandeln müsse und in beiden Fällen die Kosten dem Netz zuordne müsse, wurde von den Netzbetreibern argumentiert, dass es dann auch folgerichtig wäre, wenn Erzeuger und Verbraucher gleichermaßen für die Netzkosten aufkämen (und nicht nur wie bisher die Verbraucher).

Ein DE-Faktor in die österreichische Regulierungsformel?

Die Möglichkeit, in Österreich einen entsprechenden Anreiz zu etablieren, etwa durch einen zusätzlichen Faktor in der Anreizregulierungsformel

$T_t = T_{t-1}*(1 + RPI-X)*(1+C_{DE})$

wurde kontrovers diskutiert.

Zum einen müsste ein solcher Faktor sicher die unterschiedliche Kosten/Nutzenstruktur verschiedener Technologien/ Primärenergien berücksichtigen, wahrscheinlich sogar deren jeweiliges Zusammenspiel in Portfolios.

Außerdem wären Mitnahmeeffekte zu reduzieren: Wie wären die zusätzlichen DE-bezogenen Ausgaben von jenen zu unterscheiden, die für den Netzbetrieb/Erhalt ohnehin notwendig sind, und deshalb durch die SNT vergütet werden? Wie wäre mit durch DE erreichte Vorteile (Kosten-Entlastung) beim Netzbetrieb umzugehen?

Während auch Anlagenbetreiber einen solchen starken Anreiz für VNB begrüßen würden, das Netz „am Stand zu halten“, haben VNB erneut auf die Schwierigkeit hingewiesen, dass durch die Förderung von DE auf NS-Ebene (Eigenerzeugung) und die dadurch ermöglichte Netzentlastung auf höheren Ebenen die Netzkosten dieser Ebenen auf immer weniger kWh umgelegt werden, die spezifischen SNT und die Endpreise also steigen müssten. Nur auf sehr lange Sicht könnten diese entlastenden Wirkungen in Einzelfällen durch vermiedene Ausbaumaßnahmen auch kostensenkend wirken.

Sofern eine ungleiche Belastung von KundInnen verschiedener Netzgebiete (mit unterschiedlichen DE-Anteilen) vermieden werden soll, müsste die Sozialisierung von Netzanschluss/Ausbaukosten für DE nicht durch einzelne Netzbetreiber erfolgen, sondern über alle Abnehmer, etwa auf nationaler Ebene, ausgeglichen werden.

Könnten alle negativen Anreize seitens der VNB ausgeglichen werden, so dass diese DE gegenüber eine neutrale Position einnähmen, also als neutrale Mittler zwischen Erzeugung und Verbrauch fungieren würden, so wäre immer noch die Frage zu stellen, ob sie dann einen Anreiz hätten, das Gesamtsystem zu optimieren, sprich ob ein optimaler Betrieb und eine optimale Allokation der Investitionen anzunehmen wäre.

Eine Kennziffer für ‚dezentrale Effizienz'?

Insbesondere im Anschluss an einen Vortrag von Prof. Uwe Leprich wurde diskutiert, welche Kennziffern rechtfertigen könnten, dass Investitionen in ein DE-taugliches Netz aus dem Kostensenkungsdruck der Anreizregulierung genommen (d.h. vor die Klammer gezogen) werden könnten. Wenn das Regulierungsziel maximale ‚dezentrale Effizienz' ist, wie lässt sich das Erreichen dieses Ziels für den Zweck der Kostenanerkennung messen? Ist ein bestimmter Investitionsrahmen vorzusehen?

Alternativ wurde von Seiten eines Anlagenbetreibers/Entwicklers die Idee geäußert, eine Einspeisevergütung für VNB einzuführen.

4) Systemnutzen von DE und Anreize für DE

Dezentrale Erzeugung als Alternative zu Netzausbau

Diskutiert wurde die Frage, inwieweit und unter welchen Bedingungen DE als Alternative zum Netz genutzt werden kann. Hintergrund ist u.a. die EU-Stromliberalisierungs-Richtlinie von 2003, die in Artikel 14/7 festschreibt, dass es zu den Aufgaben der VNB gehört, diesen Abwägungsprozess durchzuführen:

> „Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte."

In der Diskussion wurde deutlich, dass es nicht um einen Rückbau des Netzes geht. Vielmehr sollte DE als Alternative zum Netz*ausbau* zur Abdeckung von Verbrauchssteigerungen in Betracht gezogen werden. Auch in Österreich gibt es Fälle von durch DE vermiedenem Netzausbau, z.B. an langen Netzausläufern in langen Tälern.

Es wurden verschiedene Risiken und Möglichkeiten, diese zu reduzieren, diskutiert. Das Potenzial von DE, als Netzersatz zu dienen, wurde in starker Abhängigkeit vom Primärenergieträger gesehen. Wichtig ist die Diversität und genaue Kombination der Primärenergie-Quellen im DE-Portfolio. Von den VNB wurde die Frage gestellt, wie die Versorgung Aufrecht erhalten werden könne, wenn die dezentrale Anlage nicht zur Verfügung steht. Andererseits gibt es auch Ausfälle im Netz.

Besonders deutlich wurde, wie wichtig gerade beim vermiedenen Netzausbau die Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern ist, z.B. wenn es darum geht, Wartungszeiten der DE mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Dazu gehören auch transparente Vergütungen für netzbezogene Leistungen der DE. Kooperation zwischen beiden Akteuren kann dazu führen, dass zusätzliche DE wirtschaftlich werden, wodurch auch die Möglichkeit erhöht wird, Netzausbau zu ersetzen.

Als Möglichkeit, Netzbetreibern Anreize dafür zu geben, eine Abwägung zwischen Netzausbau und DE durchzuführen, wurde diskutiert, den VNB ein Investitionsbudget genehmigen zu lassen, um ihnen so einen Anreiz zu geben, die jeweils kostengünstigste Lösung zu wählen. Die Anreizwirkungen eines solchen Instruments müssten jedoch noch näher untersucht werden. Auf jeden Fall wäre es durch eine starke Qualitätsregulierung zu ergänzen.

Der Leistungsnutzen bzw. gesicherte Verfügbarkeit von DE

Bei einem Portfolio bestimmter DE-Anlagen ist bei entsprechender Betriebsführung durchaus mit einer hohen technischen Verfügbarkeit zu rechnen. Die Zuordnung solchen Leistungsnutzens zu einzelnen Anlagen ist keine einfache Aufgabe, auch wenn dies mit Hilfe eines ‚virtuellen Kraftwerkes' in den privatrechtlichen Bereich der Anlagenbetreiber hinein verlagert

werden kann, und damit gewissermaßen aus dem Sicht- und Regelungsbereich von VNB und Tarif-Regulierung entfernt werden kann.

Bi-laterale und Multilaterale Vereinbarungen zwischen VNB und Betreibern von (virtuellen) DE-Kraftwerken über garantierte Einspeisezeitpunkte bzw. -Bedingungen sind grundsätzlich möglich. Allerdings ist der Toleranzwert von max. 3% Abweichung (über die Woche) aus EN 150 60 zu beachten.

Die Potenziale von DE-Portfolios selbst bei fluktuierenden Quellen wie der Windenergie wurden durch den Hinweis auf die Winddatenbank des ISET Kassel verdeutlicht.

Allerdings scheint im Hinblick auf die Auswirkungen solch ausgleichenden Effekte auf unterschiedlichen Netzebenen noch Klärungsbedarf zu bestehen. Mitarbeiter der Regulierungsbehörde verwiesen in diesem Zusammenhang erneut auf die Consentec-Studie 2005 zu Dezentraler Erzeugung und die dort angestellten Berechnungen, welche Belegen würden, dass in Österreich ein geringes Potenzial an netzentlastenden Effekte durch DE zu erwarten sei. Dem wurde entgegengehalten, dass der generalisierende Blick auf ein ganz Österreich umfassendes Modell viele lokale Effekte nicht abbilden könne.

Vergütung für sichere Erzeugung

Vereinbarungen über eine Vergütung für gesicherte Einspeisung und insbesondere die Zuordnung zu einzelne Anlagen würden also hohe Anforderungen an den rechtlichen Rahmen stellen. Dies wird dadurch verkompliziert, dass ausgleichende Wirkungen auch erst auf der Höchstspannungsebene auftreten können (ÜNB), und auf der Niederspannungsebene eventuell sehr begrenzt sind.

Anreize und Pflichten für vorausschauende Netzplanung

Die Pflichten der VNB beinhalten mit § 29, Abs. 6 ElWOG lediglich den „Betrieb und die Instandhaltung“ der Netze. Dabei ist nichts gesagt über vorausschauende Investitionen und ob/ in welcher Höhe auch Risiken eingegangen werden müssen/dürfen, etwa im Hinblick auf geplante aber schließlich nicht realisierte DE-Anlagen.

Wie solche ggf. ‚stranded’ Investments zu behandeln wären, wer ggf. nach welchen Kriterien über ihre Sozialisierung entscheiden sollte, wie die erworbenen Assets zu behandeln wären etc. dies müsste im Zusammenhang mit einem Anreiz im Sinne von Qualitätskennziffern (z.B. für ‚dezentrale Effizienz’) in einer Anreizregulierung ebenfalls entschieden werden.

Eine Konkretisierung der Verpflichtung von VNB auf die Berücksichtigung dezentraler Optionen (Alternativ zum Ausbau des Netzes mit Kupfer), wie sie Artikel 14/7 der EU-Stromliberalisierungs-Richtlinie vorsieht, ist zwar in D schon politisch diskutiert worden (im Zsh. mit der EnWG-Novelle), u.E. jedoch noch nirgends tatsächlich ausgearbeitet worden.

Denkbar wäre jedoch zumindest ein verpflichtendes Berichtswesen über die Prüfung und Abwägung alternativer Optionen, aus dem ein öffentlicher Druck resultieren könnte.

In jedem Fall müsste mit einer Verpflichtung zu DE-bezogenen Netzinvestitionen eine entsprechende Entlastung beim Benchmarking gewährt werden.

Netzorientierte Vergütung für DE

Zur Mobilisierung von Kapazitätsbeiträgen durch DE-Anlagen wäre eine differenzierte Einspeisevergütung notwendig, z.B. ein gesonderter Spitzenlast-Tarif. Nur das könnte den Anlagenbetrieb von einer Maximierung von kWh in möglichst vielen Betriebstunden gleichmäßig über das hinweg verteilt weg orientieren zu einem Beitrag zur Spitzenlast-Deckung, etwa von KWK-Anlagen. Die Anreize für den Betrieb von PV-Anlagen würden durch einen solchen Tarif nur steigen, sofern die Einspeisung mit den (Tages-)Spitzen gut korreliert.

Entgelte für vermiedene Netznutzung?

Es wurde in der Diskussion darauf hingewiesen, dass in Österreich die Netzentgelte, die VNB gegenüber dem übergelagerten Netzbetreiber durch die Einspeisung von DE einsparen, nicht an die dezentralen Einspeiser ausgekehrt werden, sondern beim VNB verbleiben. Auch für die Zukunft scheint die Einführung entsprechender Entgelte in Österreich kein Thema zu sein: Die Anlagenbetreiber hatten hier keinen Diskussionsbedarf, und die Vertreter der E-Control zeigten sich skeptisch, wie ein solches Entgelt für vermiedene Netznutzung in den Wälzungsprozess der Netznutzungsentgelte sinnvoll integriert werden könne. An Bedeutung gewinnen wird diese Diskussion aber spätestens dann, wenn DE stärker in das Netz integriert werden soll, und dann zum einen die vermiedenen Netznutzungsentgelte steigen werden und zum anderen die Anlagenbetreiber als Ausgleich für niedrigere Einspeisevergütungen stärker auf die Vergütung ihres netzseitigen Nutzens angewiesen sein werden.

5) Erzeugungsmanagement

Unter dem Stichwort Erzeugungsmanagement wurde diskutiert, welchen Zugriff die VNB auf die dezentralen Anlagen haben können und sollen, um deren Betrieb besser mit Netzerfordernissen abzustimmen. Dazu gehört auch das Blindleistungsmanagement.

Momentan ist die einzige Möglichkeit des Netzbetreibers auf den Anlagenbetrieb Einfluss zu nehmen, die Anlage komplett vom Netz zu nehmen, am einfachsten automatisiert durch den Spannungsschutz. Offen blieb die Frage, inwieweit privatrechtlich differenzierende Einspeiseverträge zwischen VNB und DE-Betreiber möglich sind, in denen entsprechende Abschaltvereinbarungen getroffen werden, welche die Abnahmeverpflichtung außer Kraft setzen (§ 29 ElWOG, sowie SNT-VO und TOR D4).

> „Kann die geplante Erzeugungsleistung nicht zur Gänze über den vorgesehenen oder vorhandenen Netzanschlusspunkt in das Netz eingespeist werden, so legt der Netzbetreiber die mögliche Einspeiseleistung fest. Darüber hinaus schlägt der Netzbetreiber technische Alternativen für die Einspeisung der Gesamtleistung vor.“ (TOR D4, Kap 4, Abs.3)

Solche ‚technische Alternativen' könnten möglicherweise auch in einer Betriebsgenehmigung liegen, welche genau eingegrenzte Zeiträume ausschließt, in denen die Netze möglicherweise nicht die ansonsten mögliche Leistung aus der DE-Anlage abnehmen können. Diese Zeiträume begrenzter Leistungsabnahme könnten aufgrund der empirischen Lastprofile kalendarisch definiert sein, sie könnten beispielsweise temperaturabhängig sein oder vom VNB in vereinbartem Umfang vorangekündigt oder bei direktem Zugriff auf die Anlage selbst exekutiert werden.

Es stellt sich die Frage, ob für steigende Anteile von DE Regeln geschaffen werden müssen, mit denen auch mehrere Anlagen differenzierter geregelt und so die Netzkapazitäten besser ausgelastet werden können. In der Diskussion haben sich hierzu zwei unterschiedliche ‚Netzphilosophien' herauskristallisiert. Auf der einen Seite ein Ansatz, bei dem beim Anschluss der Anlage festgelegt wird, welche maximale Kapazität an welchem Anschlusspunkt angeschlossen werden kann, so dass dann beim Betrieb keine weiteren Regelungsmechanismen mehr notwendig sind. So legen z.B. die TOR fest, dass der VNB den technisch geeigneten Anschlusspunkt definieren muss und wie viel Kapazität dort maximal an das Netz angeschlossen werden kann. Bei diesem Ansatz wird die maximal mögliche Anschlusskapazität von einer Extremsituation definiert und damit entsprechend begrenzt. Auf der anderen Seite steht ein Ansatz, der nicht ausschließlich beim Anlagenanschluss versucht, Extremsituation abzufangen, sondern auch im Anlagenbetrieb, um so auch die maximale Anschlussleistung zu erhöhen (z.B. temperaturabhängige Maximallasten, spannungsabhängige Leistungsregelung etc.). Von den Netzbetreibern wird es dabei als problematisch angesehen, dass im Verteilnetz nicht die Frequenz als Steuerungsgröße zur Verfügung steht und die Spannung als Steuerungsgröße zu Aufschaukelungen führen kann.

Die beiden Ansätze hängen eng mit dem Selbstverständnis des Netzbetreibers zusammen und dessen auch von der Netzregulierung bestimmten Handlungsmöglichkeiten.

Von den Anlagenbetreibern wurde vorgebracht, dass Abschaltmöglichkeiten wegen des damit verbundenen Risikos die Fremdfinanzierung der dezentralen Anlagen unmöglich machen können. Die Kehrseite ist jedoch, dass ohne entsprechende Steuerungsmöglichkeiten die maximale Anschlusskapazität für dezentrale Erzeugung auf relativ niedrigem Niveau begrenzt wird. An die Anlagenbetreiber wurde deshalb die Frage gerichtet, ob es nicht auch für sie positiv sei, wenn mehr Anlagen angeschlossen werden könnten und für das dann notwendige Erzeugungsmanagement klare und transparente Regeln geschaffen werden. Dies wäre gegebenenfalls durch eine zeitabhängige Vergütung sinnvoll zu ergänzen, wobei jedoch die Frage gestellt wurde, ob die Transaktionskosten einer solchen Regelung den Nutzen nicht möglicherweise übersteigen.

Werden mehr DE-Kapazitäten installiert als das Netz unter ALLEN Bedingungen verkraftet, müssen die Netzkapazitäten jedenfalls auf nachvollziehbare Weise und nach festen Regeln den verschiedenen Einspeisern zugeordnet werden. Ein solches Regime für komplexe Portfolios zu entwickeln stellt sicher keine einfache Aufgabe dar.

6) Konkreter Handlungsbedarf/Umsetzung

Befragt nach konkretem Handlungsbedarf, der sich aus dem (EU-)Ziel steigender Anteile dezentraler Erzeugung ergibt, nannten die Workshopteilnehmer vor allem rechtliche Klärungen im Hinblick auf eine aktive Rolle von VNB.

Die Definition der Aufgaben von VNB sowohl in ElWOG (§29) als auch im Ökostromgesetz u.a. wäre zu ergänzen, und mögliche neue Einnahmequellen und Änderungen der Regulierungsformel müssten in ElWOG (§ 25) und SNT-VO angelegt werden.

Dies wäre insbesondere eine Voraussetzung für aktives Erzeugungsmanagement seitens der VNB, und würde auch die Aufgaben der Bilanzgruppen (Beschaffung von Ausgleichsenergie) verändern.

Als minimalistische Intervention wäre zwar die (untergesetzliche) Ausgestaltung eines Engpassmanagements allein in den TOR denkbar, welche die recht großen Spielräume des ElWOG ausfüllen würde. Langfristig wäre jedoch sicherlich eine entsprechende Konkretisierung auch des ElWOG im Hinblick auf die genauen Aufgaben der VNB beim Netzbetrieb und der ihnen zustehenden Instrumente (z.B. zur Vermeidung von Engpässen) wünschenswert.

Für ein dynamisches Blindleistungsmanagement im Sinne einer besseren Auslastung von Netzkapazitäten (für mehr DE) reichen die bisher (in den AGB) definierten Regeln nicht aus. Kompensationen für eine reduzierte Wirkleistung aufgrund eines netzseitig erforderlichen und für gewisse Zeiten vereinbarten oder eingeforderten Blindleistungsbezuges sind bisher ausdrücklich nicht vorgesehen. Für solche Vereinbarungen müsste in SNT-VO und ElWOG erst eine Grundlage geschaffen werden.

Insbesondere die diskutierte Einführung eines Netzbereitstellungsentgeltes für Erzeuger wäre eine Maßnahme, welche einige Grund-Konstellationen von ElWOG und SNT-VO tangieren würde.

Klärungen im Hinblick auf sozialisierbare Kosten des DE-induzierten Netzausbaus (Anerkennung und Zuordnung bzw. Aufteilung) wären in ElWOG und Ökostromgesetz durchzuführen.

7) Feedback zum Workshop

In der Bewertung des Workshops waren sich die TeilnehmerInnen einig, dass eine Diskussion unter Einbeziehung aller Perspektiven (VNB, DE-Betreiber, Regulator) neue Einsichten ermöglicht und einen wichtigen Beitrag zur Lösung der Aufgaben darstellt.

Eine solche Diskussion sollte nach dem Wunsch mehrere TeilnehmerInnen fortgeführt werden.

Insbesondere zu Ansatzpunkten in der Anreizregulierung seien neue Aspekte in die Diskussion eingebracht worden.

Als mühsam wurde teilweise wahrgenommen, dass die Faktenbasis sehr unübersichtlich ist und nicht bereits vor dem Workshop für alle TeilnehmerInnen verfügbar war.

Im Hinblick auf zukünftige Arbeiten habe der Workshop bestätigt, dass die technischen Möglichkeiten in konkreten Modellnetzen demonstriert werden sollten, vor allem im Hinblick auf die politisch zu treffenden Entscheidungen.

8) Literatur

(erhältlich unter: www.e-control.at)

Consentec: Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich, Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH. 2004.

E-Control: Dezentrale Erzeugung in Österreich. 2005.

EU Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. RICHTLINIE 2003/54/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. 2003.

ElWOG - Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz. BGBl I. 2002; 2002(149).

Leprich, Uwe; Bauknecht, Dierk; Evers, Elfried; Gaßner, Hartmut, and Schrader, Knut. Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber (DENSAN) - Endbericht . Saarbrücken: 2005

Systemnutzungstarife-Verordnung. Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (SNT-VO). 2006.

TOR - Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4, Version 2.0; 2001.

Anhang E:
Rahmenbedingungen für dezentrale Stromeinspeisung in Österreich

Dokumentation der in Österreich relevanten Regelungen und Problembereiche dezentraler Stromeinspeisung

Philipp Späth, IFZ, Dierk Bauknecht, Öko-Institut, Uwe Leprich E&E-C,

Internes Arbeitsdokument, bitte nicht zitieren.

3) EINLEITUNG

Die technischen und organisatorischen Aspekte der dezentralen Einspeisung (distributed generation – DG) von Strom sind eine Herausforderung, die gemeinsam von Netzbetreibern und Anlagenbetreibern gelöst werden muss. Die dezentrale Erzeugung kann dabei mittel und langfristig **sowohl Schwierigkeiten und Kosten wie auch Vorteile** für den Netzbetrieb bringen. Dies hängt neben anderen Faktoren auch stark vom Verhalten und der Koordination zwischen den Akteuren ab. **Das jeweilige Verhalten von Netzbetreibern und Anlagenbetreibern** wird wiederum gelenkt durch bestimmte **Anreize**, die der gesetzliche Rahmen (z.B. das Ökostromgesetz) und organisatorische Strukturen vorgeben. Wie kann dieser Rahmen *so* gestaltet werden, dass die politisch erwünschte Einspeisung eines hohen Anteiles dezentraler Erzeugung zu möglichst geringen (volkswirtschaftlichen) Kosten geschieht?

Dazu müssen die **Vor- und Nachteile** dezentraler Einspeisung identifiziert werden, und eine Strategie entwickelt werden, wie sie *so* sozialisiert bzw. einzelnen Akteuren zugeordnet werden können, dass ein **möglichst hoher Anreiz** für DE und Netz-Innovationen resultiert.

Wir **definieren** Dezentrale Stromerzeugung in Anlehnung an die landesspezifische Definition der e-control als die gesamte Einspeisung in das Mittel- und Niederspannungsnetz, sowie Anlagen zur Eigenversorgung.

Ziel dieses Dokumentes ist es, einen **Überblick** über die verschiedenen Teilaufgaben der Integration von DE herzustellen, sowie ihren **rechtlichen Rahmen** und die **derzeitige Praxis** der Integration in Österreich zu beschreiben. Auf dieser Grundlage sollen später **Problembereiche** analysiert werden, die aus bestimmten Regelungen und Anreizsystemen resultieren, und schließlich **Ansätze zur Verbesserung** der Praxis und des rechtlichen Rahmens erarbeitet werden.

Die derzeit in Entwicklung befindlichen **technischen Lösungen** für die Integration von DE (Steuerung in virtuellen Kraftwerken, verbesserte (Wind-)Prognosen, neue Speichertechnologien etc.) sind Gegenstand anderer Projekte der angesprochenen Programmlinien. In Zusammenhang dieser Arbeit stellen sie sich als wandelnde Rahmenbedingungen dar, welche durch die Akteure (Netzbetreiber, Einspeiser, Regulierer) für ihren Aushandlungsprozess permanent hinsichtlich neuer Chancen und ihrer Auswirkungen auf die Verteilung von Kosten bewertet werden müssen.

Der Text ist in **sechs Kapitel** gegliedert: In Kapitel 2 werden zunächst die wesentlichen politischen Rahmenbedingungen dezentraler Einspeisung in Österreich dargestellt: (a) Liberalisierung, insbesondere Unbundling, (b) die politische Forderung nach dezentraler Erzeugung aus Erneuerbaren und KWK sowie unter (c) die nationale Form

der Stromnetzregulierung. In den vier folgenden Kapiteln werden relevante Regelungen nach verschiedenen Teilaufgaben der Integration dezentraler Einspeisung in einer quasi chronologischen Sequenz gegliedert: Zunächst sind netz-seitig durch Netzaus- oder Umbau die nötigen Voraussetzungen für die Integration zu schaffen bzw. durch eine entsprechende Langzeitplanung schon vorhanden (Kap. 3). In einer folgenden Phase werden Fragen der technisch-organisatorischen Gestaltung der neuen Schnittstelle zwischen Netz und Anlage relevant (Kap. 4). Diese Schnittstellen und das Verhalten der Netzbetreiber entscheiden auch über den (ökonomischen) Zugang der Anlagenbetreiber zu verschiedenen Energiemärkten (Kap. 5). Die meisten Regelungen betreffen jedoch das andauernde Management von Anlage und Netz in ihrem Zusammenspiel (Kap. 6).

2) Politische und rechtliche Rahmenbedingungen DezentralerR Einspeisung

Liberalisierung und Unbundling

„Angestoßen durch die Richtlinie 96/92/EG […] wurde beginnend mit dem Jahr 1998 und basierend auf den Bestimmungen des (ElWOG 1998) der österreichische Elektrizitätsmarkt schrittweise geöffnet. Die 100 %ige Marktöffnung erfolgte im Jahr 2001. Die Entwicklung hin zu einem liberalisierten EU-Binnenmarkt wird durch die im Juni 2003 verabschiedete EU-Beschleunigungsrichtlinie Strom und Gas 2003/54/EG ([(EU Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003)] weiter vorangetrieben, welche die Richtlinie von 1996 ablöste.

Mit dem Inkrafttreten des ElWOG im August 1998 erfolgte aber nicht nur eine Liberalisierung und Umstrukturierung (unbundling) des österreichischen Elektrizitäts-marktes, sondern auch für unabhängige Stromerzeuger (Independent Power Producer – IPP) die erstmalige Möglichkeit, das Produkt Strom anzubieten“ (E-Control GmbH 2005).

Die Liberalisierung wurde mit den Novellierungen des ElWOG (ElWOG 2002, ElWOG Änderung 2004) in Österreich in zunehmendem Maße umgesetzt, zuletzt auf Grundlage der EU-Beschleunigungsrichtline (vergl. Haberfellner 2002).

Eine vergleichende Einschätzung dieses Prozesses enthält IEA 2002.

Rahmenbedingungen für VNB in Österreich

Die Beschreibung der Aufgaben von Verteilnetzbetreibern ergibt sich aus der Systemnutzungstarife-Verordnung 2003. Die Anschlusspflicht von regenerativer Erzeugungsanlagen bestimmter Typen und Größenklassen bzw. von KWK-Anlagen ergibt sich derzeit (bis zur Ausschöpfung der Deckelungswerte) aus dem Ökostromgesetz.

Die Form der Anschluss-Gesetzgebung und weitere Ausbauziele sind derzeit nicht einschätzbar. Es gibt daher auch für Netzbetreiber keine gesetzliche Grundlage, die eine vorausschauende Entwicklung der Stromnetze einfordern würde, etwa im Hinblick auf einen weiter steigenden Anteil dezentraler Erzeugung, jenseits der bis Ende 2004 genehmigten Anlagen, die ca. 7% Regenerativstrom ohne Wasserkraft einspeisen werden (Schätzungen der E-Control).

Unbundling

Das ‚legal unbundling' wie es die EU-Richtlinien vorsieht, wurde in Österreich auf Grundlage der Novellierung des ELWOG realisiert. Die Unternehmensteile, die sich mit dem Netzbetrieb beschäftigen, sind ausgegründet worden, z.B. die Austrian Power Grid APG aus der Verbund AG. Es ist bestehen jedoch weiterhin von engen Kontakten und regem Informationsaustausch auszugehen.

In einigen Fällen wurde der Verdacht geäußert, dass Netzbetreiber verbundenen Unternehmen auf der Erzeugungsseite Vorteile verschaffen, etwa bei der Planung von Windkraft-Standorten. Solch informell verschaffte Vorteile sind insbesondere im Zusammenhang mit kleineren Anlagen, bei denen z.B. die Auftragsvergabe wenig transparent erfolgt, sicherlich schwer auszuschließen. Durch die Verschärfung der Regeln zum ‚unbundling' (ElWOG 2004) und eine Verfolgung von Beschwerden durch die E-Control GmbH sollte diese Praxis jedoch in einem für alle Marktpartner tolerablen Bereich zu halten sein. Z.B. könnte eine Priorisierung von Netzanschlussgesuchen nach Eingang der Anfragen an den Netzbetreiber vorgenommen werden.

Weitere Interessensüberschneidungen sind denkbar bei Netzbetreibern und verflochtenen Anbietern von Regelenergie. Auch hier, etwa beim Intraday-Handel, zeichnet sich der Österreichische Markt durch wenig Transparenz aus (Wager 2005, Wawer 2005).

Politische Strategien zur Erhöhung des RES/ DE-Anteils

„Ein verstärkter Anreiz für die Investition in erneuerbare Energieträger, und somit vorwiegend in dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) [...], wurde durch die Möglichkeit der Festsetzung von Mindestpreisen durch den Landeshauptmann bei gleichzeitiger Abnahmeverpflichtung des Netzbetreibers gegeben. Im Rahmen der ersten Novellierung des ElWOG wurden verpflichtende Abnahmebedingungen verbunden mit Einspeisetarifen für „sonstigen Ökostrom" (Wind, Biomasse, Photovoltaik, Geo-Thermie) festgelegt. Für Kleinwasserkraftwerke wurde ein Zertifikatssystem eingeführt. Da die Umsetzung der Vorgaben auf Landesebene erfolgte, führte dies zu einem sehr heterogenen Förderbild in Österreich. (E-Control GmbH 2005)

Im Jahr 2001 wurde die Richtlinie 2001/77/EG (EU Richtlinie für Erneuerbare Energien 2001) erlassen. Sie enthält u.a. das Ziel der EU-weiten Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energieträger von 14% auf 22% bis 2010. Als Nationales Ziel für Österreich wurde im Rahmen des Kyoto-Prozesses eine Reduktion der Treibhausgas-emissionen um 13% vereinbart. Dies soll u.a. durch eine Anhebung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Quellen von ca. 70% auf 78,1% erreicht werden. Diese Zielsetzung wird allerdings durch eine Fußnote eingeschränkt, welche als Bemessungsgrundlage eine unrealistisch geringe Gesamtstrommenge reklamiert. Zur weiterhin relevanten EU-Richtlinien zum Emissionshandel und zur Wasserrahmenricht-linie, siehe E-Control GmbH 2005.

Die Umsetzung der Richtlinie erfolgte in Österreich durch das ElWOG 2002 und das Ökostromgesetz 2002. Ökostrom wird dabei nur dann gefördert, wenn er ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Es gilt eine vorrangige Einspeisung (priority dispatch), unabhängig von Erfordernissen des Netzbetriebes.

Die Umsetzung wurde in Verordnungen zu den Vergütungshöhen spezifiziert, der Ökostromverordnung 2002, sowie der KWK-Zuschlagsverordnung 2004.

Inzwischen ist das Ökostromgesetz in einer Novellierungsphase (Ökostromgesetz Regierungsvorlage 2004), die Ende 2004 jedoch im Parlament gescheitert ist.

Nachdem absehbar ist, dass die Deckelungen der Förderung bald erreicht werden, (bei PV ist sie dies schon seit langem) sollen die garantierten Einspeisetarife gesenkt oder (für Wind) zugunsten von Ausschreibungsrunden abgeschafft werden. Die Branche prognostizierte einen vollkommenen Ausbaustopp, wenn dies in der geplanten Form verabschiedet worden wäre.

Die Form der Stromnetzregulierung in Österreich

Im Zuge der Liberalisierung wurde mit dem Regulierungsbehördengesetz 2000 die Regulierungsbehörde E-Control Kommission und das Umsetzungsorgan E-Control GmbH geschaffen. Die Form der Regulierung wurde mit dem ElWOG 2002 konkretisiert. So ist die E-Control Kommission (gem. § 21 Abs. 2 ElWOG) für die Streitschlichtung zuständig, sofern sich die Auseinandersetzung auf „vertragliche Verpflichtungen aus dem zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer bestehenden Netzzugangsverhältnis“ beziehen. Die Arbeit der Regulierungsbehörde ist auch vom derzeitigen Novellierungsverfahren des Ökostromgesetzes betroffen.

Die Ziele der Regulierung nennt Haber 2004: Der Netzzugang soll transparent, diskriminierungsfrei und objektiv sichergestellt werden. Negative Auswirkungen auf die Netze sollen durch geeignete Mechanismen neutralisiert werden, und die energiewirtschaftlichen Vorteile von DE in angemessener Weise berücksichtigt werden.

Für weitere Beschreibungen der Regulierung, siehe Getzner et al. 2004, Haberfellner 2002 und IEA 2002.

3) Anreize zur langfristigen Entwicklung der Netzstruktur für steigende Anteile von DE

Herausforderungen

Die Integration steigender Anteile an dezentraler Erzeugung kann durch langfristige Planung entscheidend erleichtert werden. Dies gilt für die Topographie, die Dimensionierung und die Ausstattung der Leitungsnetze ebenso, wie für ein in der Einspeisungscharakteristik aufeinander abgestimmtes Erzeugungsportfolio (komplementäre Einspeisecharakteristik bezüglich Jahres- und Tageslastgang, Regelbarkeit etc.). Darüber hinaus ist auch denkbar, dass Nachfrageseitig Vorkehrungen etwa zur Lastverlagerung getroffen werden könnten.

DE kann in bestimmten Fällen auch Investitionen in Netzinfrastruktur ersetzen oder aufschieben. Sie wird dadurch zu einem zentralen Bestandteil einer integrierten (und damit kosten- und/oder ökologisch optimierten) Ressourcenplanung.

Auch die Versorgungssicherheit kann durch Diversifizierung und DE erhöht und Preisabhängigkeiten z.B. bezüglich fossiler Brennstoffe oder Regelenergie verringert werden.

Derzeitige Regulierung und Organisation

In § 4 des ElWOG 2002 werden den Netzbetreibern „Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse“ zugeordnet. Neben der „diskriminierungs-freie[n] Behandlung aller Kunden eines Netzes“ ist explizit die „Abnahme elektrischer Energie aus Erzeugungsanlagen, in denen die erneuerbaren Energieträger eingesetzt werden“ eingeschlossen.

§ 6 lautet: „Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass Elektrizitätsunternehmen als kunden- und wettbewerbsorientierte Anbieter von Energiedienstleistungen nach

den Grundsätzen einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen sowie eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarktes agieren“.

Aus dieser allgemeinen Aufgabendefinition – und der grundsätzlichen Präferenz erneuerbarer Energiequellen – ergibt sich auch die Verpflichtung, das Netz den Erfordernissen entsprechend auszubauen. Es werden jedoch keine weiteren Aussagen getroffen, etwa über welchen Zeitraum vorausschauende Planungen angestellt werden müssten.

Aus der Praxis des Netzausbaus wird übereinstimmend berichtet, dass sich diese an Anträgen über einen Netzanschluss orientiert, bzw. dass meist bereits in der Planungsphase, d.h. im Vorfeld Anfragen und informelle Gespräche der Projektierenden mit dem Netzbetreiber stattfinden.

Auch wenn es keine explizite Zuordnung der Netzausbau/ bzw. Verstärkungskosten zum Netzbetreiber (wie etwa in Deutschland oder Dänemark) gibt, kann von „shallow charges“ für die Anlagenbetreiber gesprochen werden. Anlagenbetreiber bezahlen ein einmaliges Netzzutrittsentgelt, durch das dem Netzbetreiber die Aufwendungen abgegolten werden, „die mit der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusses oder der Abänderung eines bestehenden Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind“ (§2 SNT-VO). Das Netzbereitstellungsentgelt für den Ausbau des Netzes, der durch einen Anschluss notwendig wird, ist nur von den Entnehmern zu entrichten (§3 SNT-VO)

Der oftmals hohe Betrag von Netzzutrittsentgelten, die pauschal und ohne die geforderte Transparenz auf Grundlage von §2 der SNT-VO erhoben werden, weichen diese Zuordnung jedoch dann auf, wenn vermutet werden muss, dass dieser Betrag die tatsächlichen Kosten des Netz-*Anschlusses* übersteigt. Auch besteht teilweise der verdacht, dass Kosten von Netzausbauleistungen, die über den reinen Netzanschluss hinausgehen und mehreren Anlagen zugute kommen, diesen Anlagen mehrfach in Rechnung gestellt wird. Hier erscheint die rechtliche Regelung recht weitreichend zu sein. Die Umsetzung in der Praxis scheint jedoch – aufgrund der Sanktionierungspraxis seitens der E-Control – den Ansprüchen der Gesetzgebung nicht gerecht zu werden.

Die Regulierung der E-Control im Hinblick auf Systemnutzungstarife ist insgesamt stark auf die Erschließung von Kostensenkungspotenzialen ausgerichtet. Der Leiter der E-Control versuchte mehrmals öffentlichen Druck zur Durchsetzung von Zielgrößen für Systemnutzungstarife bzw. Verbraucherpreise einzusetzen. Bezüglich der Investitionsneigung der Netzbetreiber könnte diese Ausrichtung der Regulierung dämpfend wirken.

Wie wirkt diese Anreizsituation?

Für Netzbetreiber steht stark die Kostensenkung im Vordergrund. Eine Ausnahme ist in der öffentlich stark diskutierten Planung einer Verstärkung des Hochspannungsnetzes (380 kV) durch einen Ringschluss im Südosten Österreichs. Spezifische Investitions- und Innovationsanreize im Hinblick auf eine Entwicklung von ‚aktiven Netzen’ ist nicht erkennbar.

Die von der E-Control beauftragte und im März 2005 veröffentlichte Studie zu den ökonomischen Aspekten dezentraler Erzeugung (Consentec 2004) errechnete „dass der Zubau dezentraler Erzeugung nur einen sehr geringen Einfluss auf den Netzausbau und die Netzkosten hat, dass jedoch (bei derzeitigen Prinzipien der Kostenwälzung) eine deutliche Umverteilung der Netzkosten hin zu Netzkunden, die an

höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, auftreten könnte“ (E-Control GmbH 2005, S.99).

Aus der Sozialisierung von Netzausbaukosten (über die Umlage auf die Strompreise) kann ein Gerechtigkeitsproblem resultieren: Erfolgt sie innerhalb eines Netzbereiches in besonders hohem Maße, z.B. aufgrund eines dort hohen Anteiles an Windkraft-standorten, so wirkt sich dies in einer relativ hohen Belastung der Strompreise in dieser Region aus (siehe 2004). Würden die Anschlusskosten hingegen den Anlagen zugeschlagen, so ergäben sich zwar Anreize für eine kostengünstige Wahl des Anschlusspunktes (locational signal), zwischen nacheinander erbauten Anlagen in einem Netzabschnitt ergäben sich aber Ungerechtigkeiten (first mover disadvantage).

Kooperationspotenziale

Bisher spiegelt sich die Netztopographie in keiner Weise in der zu erwartenden Rentabilität von Anlagen. Es ist zu prüfen, in welcher Form Standortentscheidungen von Anlagenbetreibern auf solche Standorte hin orientiert werden können, wo geringe Netzausbaukosten oder sogar netzentlastende Effekte erwartet werden können (locational signals).

Eine Sozialisierung der Netzausbaukosten birgt Probleme (keine locational signals, Umlage auf die Netznutzungsentgelte einer Region), wie auch anlagenzugeordnete Kosten (locational signals, aber Probleme bei Anschluss mehrerer Anlagen bzw. Weiternutzung, Repowering etc.). Es ist zu prüfen, ob die Netzausbaukosten ebenso wie Einspeisevergütung landesweit auf alle Netznutzer umgelegt werden können, um eine Benachteiligung einzelner Regionen zu vermeiden.

Die Berücksichtigung des abschätzbaren Bedarfes von DE-Anlagen bei der Netzplanung könnte Gegenstand eines obligatorischen Berichtswesens werden (z.B. als Voraussetzung einer Lizenz). Die EU-Richtlinien deuten solche ordnungsrechtliche Möglichkeiten an.

4) Anreize zur Kooperation beim Netzanschluss

Herausforderungen

Der Beitrag von DE zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität hängt sehr stark vom Portfolio der Anlagen unterschiedlicher **Einspeisecharakteristik** und der **Platzierung** der einzelnen Anlagen in der Netztopographie ab (Verbrauchernähe etc.) sowie von der Art, in der sie betrieben werden (Regelung, Blindleistungseinspeisung bzw. Bezug etc.).

Insbesondere die **Netzebene** der Einspeisung und die genaue Platzierung des **Anschlusspunktes** wird in den Verhandlungen um den (physischen) Netzanschluss bestimmt.

Durch **technische Anschlussregeln** sollen unzulässigen Einwirkungen auf Dritte, z.B. Rückwirkungen auf (vorgelagerte) Netze ausgeschlossen werden. Dies wird anhand **technischer Grenzwerte** bezüglich Spannungsqualität (PQ), Spannungsanhebungen, Betriebsmittelbelastbarkeit etc. überprüft.

Die Anschlussregeln sind prinzipiell **diskriminierend** (erlaubt, nicht erlaubt), sollen jedoch die Betreiber verschiedenster Anlagen (z.B. hinsichtlich Größe und Typ) möglichst gleich behandeln (level playing field).

In dieser Phase fallen verschiedenste **Kosten** an (Leitungen und ggf. Transformatoren, bauliche Maßnahmen, einschließlich Planung und Genehmigungsverfahren, sowie ggf.

der Klärung von Wegerechten etc.), über deren **Allokation** Einigkeit erzielt werden muss.

Bei allen Akteuren entstehen auch **Transaktionskosten**. Der Koordinationsaufwand kann insbesondere bei einer großen Zahl von beteiligten Akteuren bedeutend sein. Durch kooperatives Verhalten können diese Kosten minimiert werden.

Derzeitige Regulierung und Organisation

Das Ökostromgesetz 2002 weist stellvertretend für die Netzbetreibern den sogenannten Ökobilanzgruppenverantwortlichen die **Abnahme- und Vergütungspflicht** für Strom aus bestimmten erneuerbaren Quellen zu. Über die Einhaltung dieser Anschlusspflicht wacht die E-Control GmbH (§6).

Gewährung, Organisation und Bedingungen des **Netzzuganges** bzw. seiner Verweigerung sind in den §§ 15 bis 20 ElWOG 2002 geregelt. Im Konfliktfall hat die E-Control Kommission „innerhalb eines Monats festzustellen", ob hinreichende „Voraussetzungen für die Verweigerung eines Netzzuganges" vorliegen.

Für die **Anerkennung** von Ökostromanlagen sind die Landeshauptleute zuständig. Die E-Control ist im Ökostromgesetz aufgefordert, in ihrem jährlichen Bericht eventuelle Bedenken dagegen geltend zu machen.

Bezüglich der **Kostenallokation** ist im österreichischen Ökostromgesetz, - anders als etwa in Deutschland und Dänemark - nicht explizit erwähnt, dass ggf. notwendige **Netzausbau- und -verstärkungskosten** von den Netzbetreibern zu tragen sind.

Vielmehr ist laut der Systemnutzungstarife-Verordnung 2003 allein „vom **Entnehmer** für den vom Netzbetreiber zur Ermöglichung des Anschlusses notwendigen Ausbau der [...] Netzebenen" ein „**Netzbereitstellungsentgelt**" zu leisten.

Die Anschlusskosten werden den **Erzeugern** vom Netzbetreiber in Form eines „vom Netzbenutzer einmalig zu leistende **Netzzutrittsentgelt**" in Rechnung gestellt. Damit „werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusses [...] unmittelbar verbunden sind". Die entsprechenden Aufwendungen „sind vom Netzbetreiber auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen" (Systemnutzungstarife-Verordnung 2003). Diesem Anspruch werden z.B. von der EVN pauschal erhobene €100.000 pro MW Windleistung für den Ausbau des 110kV-Netzes (laut IG Windkraft) nicht gerecht. Die Regulierungsbehörde hat diese Praxis bisher dennoch akzeptiert.

Anschlusskosten auf Seiten der Verteilnetzbetreiber werden ex-post vom Regulierer genehmigt.

Die für einen Anschluss **notwendigen Informationen** (Netzpläne, Kostenschätzungen) würden die Netzbetreiber in der Regel zeitgerecht zur Verfügung stellen. Bei konkurrierenden Anträgen um begrenzte Netzkapazitäten sei jedoch kein standardisiertes und transparentes Verfahren gegeben. Über Streitfälle und Gerichtsverfahren über Zugangsverweigerungen bzw. zur Kostenallokation mit potentiellen Anlagenbetreibern berichtete Grießner 2004 im Standard.

Die **technischen Anschlussbedingungen** und Standards werden in „Allgemeine Bedingungen für den Zugang zu Verteilnetzen" und „Technische und Organisatorische Regeln (TOR)" definiert. Hier sind besonders relevant die Abschnitte D2: „Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen" und D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen" (siehe www.e-control.at). Mit Ausnahme der Regelungen D4, die sich derzeit in Überarbeitung durch die E-Control GmbH befinden, da Unvereinbarkei-

ten mit der Systemnutzungstarifeverordnung bestünden und es zu einer problematischen Praxis von Netzbetreibern gekommen sei, werden die hohen Standards in der Regel nicht als wesentliches Hindernis von dezentraler Erzeugung angesehen. Im Hinblick auf **Kostensenkungspotenziale**, und insbesondere bei weiter steigenden Anteilen dezentraler Erzeugung mit entsprechend verändertem Netzbetrieb, wären die Regelungen sicherlich zu überprüfen.

Es besteht ein **Vertragszwang** für die Netzbetreiber bzw. im Falle bestimmter regenerativer Quellen stellvertretend für die Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen.

Lokale Sub-Netze und Hausnetze wurden durch die Interviewpartner nicht als strittiges Thema bezeichnet.

Wie wirkt diese Anreizsituation?

Die **wenig transparente** und nicht immer verursachungsgerechte **Kostenallokation** bei den Netzanschlüssen **erschwert** sehr wahrscheinlich das Erschließen von **Kostensenkungspotenzialen**.

Die Kultur der frühzeitigen **Verhandlungen** über Einspeisepunkte, -ebenen und Anschlusskosten mag in Einzelfällen eine optimalen Platzierung unter Berücksichtigung von Netzerfordernissen gewährleisten. Die geringe Transparenz und Verursachergerechtigkeit macht die Wirkung von ‚locational signals' aber unwahrscheinlich.

Die Zuordnung eines Teils von **Netzausbaukosten zu den Anlagenkosten** (mittels „Netzzutrittsentgelten") bringt die entsprechenden **Probleme** mit sich: Sie müssen innerhalb der kurzen Abschreibungsdauer der Anlagen refinanziert werden, obwohl Netzinfrastruktur eine längere Lebensdauer aufweist (siehe Obersteiner 2004). Ein Gerechtigkeitsproblem bezüglich der Nutzung entsprechender Netzausbau-Leistungen durch Dritte (später errichtete Anlagen an dem begünstigten Standort bzw. solche an benachbarten Standorten) könnte zwar durch eine allgemeingültige Pauschalvergütung begegnet werden. Doch **Verursachungsgerechtigkeit** und entsprechende Vermeidungssignale sind mit einem solchen Modus selbstverständlich nicht verbunden.

Kooperationspotenziale

Für eine jeweilige und gemeinsame Minimierung der Anschlusskosten durch kooperatives Verhalten bei Planung, Genehmigungsverfahren und Bau sind große Spielräume erkennbar.

Denn eine optimale Platzierung innerhalb der Netztopographie (Primärquellen- und Verbrauchernähe, Komplementarität, etc.) und die technische Ausstattung der Netzanschlussstelle können ganz wesentlich zu einem kostengünstigen Netzbetrieb beitragen.

Für die Anlagenplaner ist im Gegenzug wesentlich, dass Netzanschluss-Verfahren planbarer werden, und redundante Kosten vermeiden werden. Ein transparentes oder von neutraler Seite geführtes Verzeichnis von Netzanschluss-Begehren könnte hier Planungssicherheit geben.

Eine langfristige Ausbauplanung kann nur in Kooperation der Anlagenplaner mit dem Verteilnetzbetreiber (eventuell unter Zuziehung des Übertragungsnetzbetreibers) stattfinden. Auch die Infrastruktur für eine mögliche Steuerung von einzelnen Anlagen (für lastabhängige Abschaltung oder gar Regelung) stellt eine gemeinsame Aufgabe und entsprechend ein Feld für kooperatives Handeln dar.

Insbesondere bei sehr kleinen Anlagen (z.B. PV-Anlagen), bei denen eine Lastumkehr aufgrund naheliegender Verbraucher sehr unwahrscheinlich ist, sind pauschale, Transaktionskosten reduzierende (Bonus-)Regelungen zu prüfen, da sich Einsparungen an Investitions- und Transaktionskosten hier verhältnismäßig stark auswirken.

5) Der Marktzugang durch das Netz

Herausforderungen

Die Netzbetreiber können neben dem physischen Zugang zum Netz auch den Zugang zu den verschiedenen Strommärkten erschweren oder erleichtern, also die ökonomische Inwertsetzung der dezentralen Einspeisung. Darüber hinaus haben sie einen großen Einfluss auf die Ausgestaltung dieser Märkte.

Derzeitige Regulierung und Organisation

Ein wichtiges Thema beim Marktzugang ist die Behandlung der dezentralen Anlagen beim Lastausgleich. Bisher sind sie grundsätzlich nicht einbezogen, d.h. Potenziale zur Einspeisung von Spitzenlaststrom und zu verschiedenen Netzdienstleistungen (z.B. Spannungs- und Blindleistungsmanagement etc.) liegen brach. Die möglichen Systemdienstleistungen verschiedener Anlagentypen und –Konstellationen sind noch kaum bekannt.

Die Ausgestaltung des Regelenergie-Marktes ist derzeit sehr hochschwellig (Marktzugang, Mindestgebot 10 MW-Blöcke über mehrere Stunden) und wenig Transparent. Dezentrale Erzeuger sind dadurch komplett ausgeschlossen. Selbst bei einer Bündelung ihrer Erzeugung wären sie bei derzeitigen Marktbedingungen nicht in der Lage zu bieten.

Das Ökostrom-Bilanzmanagement ohne Zugang zu einem Intra-day-Handel scheint derzeitige technische Möglichkeiten nicht auszuschöpfen. Die Kosten für den daraus resultierenden sehr hohen Bedarf an Regelenergie werden großteils über das Ökostrombudget den Endkunden aufgebürdet.

Wie wirkt diese Anreizsituation?

Der Beitrag dezentraler Erzeugung zum Lastausgleich wird durch die unflexible Fahrplanerstellung (day-ahead, an Wochenenden sogar darüber hinaus) und den Ausschluss vom Reserveenergiemarkt stark eingeschränkt.

Die dezentralen Kapazitäten werden nicht für Reserveenergie berücksichtigt.

Da aufgrund der vorrangigen Einspeisung (priority dispatch) zu festen Allzeit-Tarifen keinerlei Anreize bestehen, etwa Spitzenlast oder Netzdienstleistungen (Blindleistung etc.) anzubieten, werden die dezentralen Anlagen auf eine maximal erreichbare Jahresenergiemenge optimiert (maximale Volllaststunden).

Kooperationspotenziale

Gerade bei Biogasanlagen und KWK-Anlagen bestünden jedoch relativ günstige Möglichkeiten, steuerbare Spitzenkapazitäten aufzubauen – insbesondere in der Übergangszeit. PV-Anlagen bieten bei netzunabhängigen Wechselrichtern ausgezeichnete Möglichkeiten des Blindstrom-Managementes.

Die vertraglich vereinbarte Ab-/Zuschaltung von Anlagen(-Gruppen) in einer bestimmten Rangordnung bzw. nach transparenten Regeln könnte einen Übergang zu einer vollen Teilnahme am Reserve-Energiemarkt darstellen.

Die Netzbetreiber haben einerseits einen großen Einfluss auf die Marktgestaltung. Andererseits können sie dezentrale Einspeiser möglicherweise bei der Bündelung ihrer Erzeugung unterstützen (aufgrund des Unbundling-Gebotes können sie jedoch eventuell nicht selbst als Anbieter aggregierter Leistungen auftreten.)

Der derzeitige hohe Bedarf und die Kosten für Regelenergie könnten so durch eine Umgestaltung des Regelenergiemarktes und Kooperationen zwischen DE und Netzbetreiber gesenkt werden. Dadurch würde eine strukturelle Einschränkung des Beitrages dezentraler Erzeugung zur Versorgung reduziert, womit dezentraler Erzeugung auch politischer Auftrieb verschafft werden könnte.

6) Kooperationspotenziale Bei der Netznutzung

Herausforderungen

Im Bereich der Netznutzung geht es um das Management von Anlage und Netz in ihrem Zusammenspiel, d.h. um die Struktur der Netznutzungsentgelte, die sich daraus ergebenden Standortsignale für dezentrale Erzeugung und die Berücksichtigung der netzbezogenen Vor- und Nachteile der dezentralen Erzeugung. Auch die Frage des Engpassmanagements und das Bereitstellen von Ausgleichsenergie wird hier behandelt.

Derzeitige Regulierung und Organisation

Netznutzungentgelt

Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten. Nach §5 der SNT-VO 2003 ist das Netznutzungsentgelt von den Entnehmern zu entrichten. Einspeiser bezahlen demnach keine Netznutzungsentgelte.

Durch die Struktur der Netznutzungsentgelte können Probleme für Einspeiser entsprechend nur dann entstehen, wenn sie auf den Bezug von Reserveenergie angewiesen sind. Laut §5/3 der SNT-VO 2003 werden die leistungsbezogenen Netznutzungstarife grundsätzlich für einen Zeitraum von einem Jahr berechnet. Für eine kürzere Inanspruchnahme des Netzsystems als ein Jahr dürfen höhere Tarife verrechnet werden. Es ist zu fragen, ob hier möglicherweise Nachteile für Eigenerzeuger entstehen, die auf Reservestromlieferungen angewiesen sind.

Laut § 13 Abs. 1 Ökostromgesetz sind die Ersparnisse des Netzbetreibers an vorgelagerten Netzkosten aufgrund dezentraler Einspeisung „bei der Ermittlung des Systemnutzungstarifs hinzuzurechnen“. Diese Vorgabe wird laut SNT-VO 2003/Erläuterungen von der ECK bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife auch umgesetzt.

Standortsignale

Die o.g. Berücksichtigung der Auswirkungen der dezentralen Einspeisung bei der Festlegung der Systemnutzungstarife ist zwar positiv. Allerdings kommen die Nutzen der dezentralen Einspeisung nicht den Einspeisern selbst zugute. Anders als in Deutschland werden keine Entgelte für vermiedene Netznutzung an die dezentralen Einspeiser ausbezahlt. Das bedeutet, dass die Einspeisung von dezentralen

Kraftwerken zu einer Kostenentlastung bei den Verteilnetzbetreibern führt, nicht aber bei den dezentralen Erzeugern.

Es existieren keine Mechanismen für eine zeitlich oder örtlich differenzierte Steuerung der Erzeugung dezentraler Anlagen.

Engpassmanagement

Ein strittiger Punkt ist, ob die derzeitige Praxis der Netzbetreiber, sich als Maßnahme des Engpassmanagement eine jederzeitige Abschaltung von Ökostromanlagen vorzubehalten, mit der Privilegierung dieser Anlagen in ElWOG und Ökostromgesetz konform ist. Teilweise haben die Netzbetreiber auch darauf bestanden, in die Abnahmeverträge Klauseln einzuführen, dass die Anlage bei Netzengpässen jederzeit abgeschaltet werden kann.

Bislang scheint es immer wieder „Warnungen" gegeben zu haben, dass Anlagen, insbesondere Windanlagen, bei Engpässen abgeschaltet werden müssen. Zu einer Abschaltung ist es jedoch noch nicht gekommen. Sollte ein solcher Schritt tatsächlich notwendig werden, existiert kein transparentes Verfahren, nachdem festgelegt wird, welche Anlagen zuerst vom Netz genommen werden. Auch ist keine Vergütung vorgesehen für den Beitrag, den die Anlagen in einem solchen Fall für die Netzregelung leisten würden.

Ausgleichsenergie

Laut Consentec (2003) hat die Bereitstellung von Minutenreserve einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtkosten der Windenergie. Die Gesamtkosten der Minutenreserve ergeben sich zum einen aus den Kosten der Regelenergie, die im Regelenergiemarkt ermittelt werden, zum anderen aus der Prognoseungenauigkeit der Windenergie. Regelenergiemärkte neigen dazu, zumindest zeitweise durch Marktmacht beeinflusst zu werden, da oft nur wenige Akteure den Anforderungen dieser Märkte gewachsen sind. Hohe Regelenergiekosten können also durch eine ungenügende Ausgestaltung des Regelenergiemarktes entstehen.

Der zusätzliche Ausgleichsleistungsbedarf ergibt sich hauptsächlich aus den Abweichungen der aktuellen Abgabeleistung der Windkraftwerke von den Leistungsprognosen, die am Vortag erstellt wurden. „Netzstörungs- und sturmbedingte WKA-Abschaltungen spielen wegen ihrer, im Vergleich zu konventionellen Blockausfällen und großen Prognosefehlern, viel geringeren Auftrittswahrscheinlichkeit eine untergeordnete Rolle". Dies verdeutlicht die entscheidende Bedeutung der Prognosequalität für die vorzuhaltende Minutenreserve.

Die Prognosegenauigkeit wird dadurch beeinträchtigt, dass an Sonn- und Feiertagen bereits am vorhergehenden Werktag Prognosen für den nachfolgenden Werktag abgegeben werden müssen, so dass Vorlaufzeiten von bis zu drei Tagen entstehen – eindeutig zu lange für brauchbare Windprognosen. Bezüglich der Prognosegenauigkeit empfiehlt Consentec-Studie (2003: XII) deshalb zu prüfen, ob eine Vorkürzung der Vorlaufzeit der Prognosen möglich ist und welcher personelle und organisatorische Aufwand damit verbunden wäre.

Wie wirkt diese Anreizsituation und wo bestehen Kooperationspotenziale?

Bei der Bereitstellung von Ausgleichsenergie wird deutlich, dass die Integration der Kraftwerke in das bestehende System Anstrengungen auf beiden Seiten erfordert. Probleme können allerdings dadurch entstehen, dass die Ökobilanzgruppenverantwortlichen ein geringes Interesse an genaueren Prognosen haben können, wenn das gleiche Unternehmen (oder mit ihm verbundene Unternehmen) als Anbieter von

Regelenergie auftritt.

Die E-Control (2005: 97) weist darauf hin, dass sich „die Umsetzung von Engpassmanagement-Konzepten und insbesondere des notwendigen Interessenausgleichs der beteiligten Akteure (...) in der Praxis häufig als äußerst schwierig“ erweisen. Solange ein transparentes und nicht-diskriminierendes Verfahren zum Engpassmanagement nicht implementiert ist, haben die Netzbetreiber starke Anreize, die Kraftwerke der mit ihnen verbundenen Unternehmen bevorzugt zu behandeln.

Je mehr der Anteil der dezentralen Erzeugung zunimmt, desto wichtiger wird es sein, ein für alle Beteiligten akzeptables und transparentes Verfahren einzuführen. Dessen Entwicklung ist bislang noch nicht in Sicht, wird aber dazu führen, das priority-dispatch-Prinzip zu ergänzen.

Die o.g. Kostenentlastung beim Verteilnetzbetreiber durch die dezentrale Erzeugung sollte quantifiziert und publik gemacht werden, um in der Diskussion um die Kosten der dezentralen Erzeugung auch deren Nutzen berücksichtigen zu können.

Damit Anlagenbetreiber Standortsignale auch innerhalb eines Netzes erhalten können, ist es nicht erforderlich, die Struktur der Netznutzungsentgelte dahingehend zu ändern, dass auch Einspeiser einen Anteil daran tragen. Vielmehr sollten die Entgelte, mit denen die Kosten des Netzes abgedeckt werden, auch weiterhin von den Entnehmern bezahlt werden. Für Einspeiser könnte zusätzlich ein Netzzutrittsgebühr eingeführt werden, die zeitlich und örtlich flexibel ist und damit entsprechende Standortsignale vermittelt, die jedoch nicht zur Deckung der Netzkosten beiträgt, sondern vielmehr in der Summe Null ist (manche Einspeiser hätten je nach Netzsituation negative Zutrittsgebühren).