



Netztechnische Betrachtung

Projektbericht 2/9

Christian Elbe, Michael Oberhofer,

Ernst Schmutzer

TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Juni 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende **Projektbericht 2/9 „Netztechnische Betrachtungen“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Inhaltsverzeichnis

1	Netztechnische Betrachtung der Lastverschiebung.....	4
1.1	Grundsätzliche Eigenschaften des elektrischen Energiesystems.....	4
1.2	Akteure am Strommarkt	4
1.2.1	Regelzonenführer	5
1.2.2	Bilanzgruppenkoordinator	5
1.2.3	Bilanzgruppenverantwortliche	5
1.2.4	Übertragungsnetzbetreiber.....	5
1.2.5	Verteilnetzbetreiber	5
1.3	Netztechnische Aufgaben	6
1.3.1	Netzregelung	6
1.3.2	Power Quality	8
1.3.3	Vermeidung von Überlastungen.....	8
1.3.4	Zusammenfassung	9
1.4	Netz- und Verbraucherstruktur	9
1.5	Interessen der Akteure	9
1.5.1	Regelzonenführer	9
1.5.2	Netzbetreiber	10
1.5.3	Verbraucher	10
1.6	Mögliche Lösungsansätze	10
2	Literaturverzeichnis	11
3	Abbildungsverzeichnis.....	11

1 Netztechnische Betrachtung der Lastverschiebung

Grundsätzlich ist bei Lastverschiebungen aus Netz- bzw. systemtechnischer Hinsicht zu berücksichtigen, wo, in welchem Ausmaß und mit welchem Zeitumfang diese erfolgen sollen. Zudem müssen die unterschiedlichen Zieldefinitionen und Randbedingungen herangezogen werden, um aussagekräftige Schlussfolgerungen in Bezug auf die Lastverschiebepotenzial-berechnungen ziehen zu können. Um eine solche Bewertung durchführen zu können, müssen deshalb die Interessen sowie Aufgabengebiete der jeweiligen Netzakteure bekannt sein. Im Bereich des Netzbetriebs ist zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) zu unterscheiden.

1.1 Grundsätzliche Eigenschaften des elektrischen Energiesystems

Durch die mangelnde Speicherbarkeit elektrischer Energie muss zu jedem beliebigen Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gegeben sein. Diese Koordinationsaufgabe liegt im Aufgabenbereich des Bilanzgruppenkoordinators und des Regelzonenführers. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt den Betrieb des Höchstspannungsnetzes sicher und steuert die Lastflüsse so, dass die Fahrpläne (geplante Stromerzeugung und Bezug) eingehalten werden. Unter Berücksichtigung der technischen Grenzen müssen bei Bedarf Änderungen vorgenommen werden.

Im Gegensatz dazu stellt sich den Verteilnetzbetreibern in erster Linie die Aufgabe eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Der sich aus Erzeugung und Verbrauch einstellende Lastfluss hat zur Folge, dass es zu Spannungsabfällen oder Anhebungen entlang der Leitungen kommt. Insbesondere im Niederspannungsbereich ist das Netz bisher so strukturiert, dass die Grenzwerte eingehalten werden, solange die Netzkunden nur als Verbraucher auftreten. Durch die Integration von Erneuerbarer Energien, aufgrund der EU 20-20-20-Ziele, erzeugen die Netzkunden ihren Strom künftig immer mehr und mehr selbst (vor allem mittels PV-Anlagen) und verkaufen den Überschuss an den Netzbetreiber. Durch die in einem 0,4kV-Netzgebiet hohe Korrelation der resultierenden Einspeisezeiten kann es dazu kommen, dass die Spannungs- oder Stromwerte die vorgeschriebenen Grenzwerte übersteigen. Im Gegensatz dazu weist das Verbrauchsverhalten weniger Gleichzeitigkeiten auf als die PV-Einspeisung.

1.2 Akteure am Strommarkt

Im Folgenden werden die für die weiteren Ausführungen wichtigsten Akteure am Strommarkt in aller Kürze erklärt.

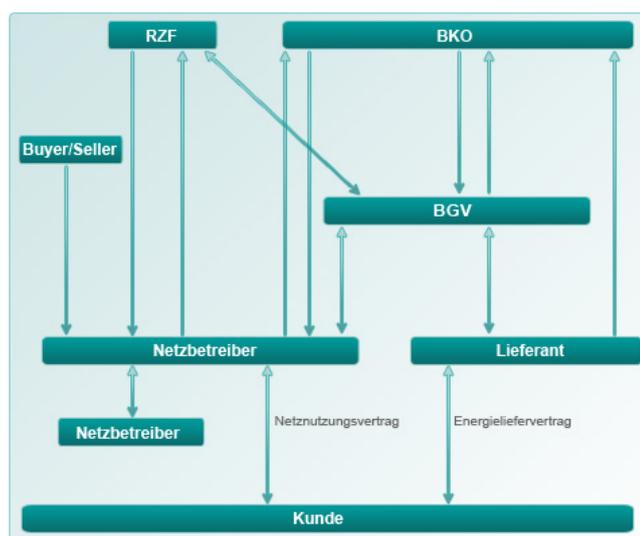


Abbildung 1-1:Akteure am Strommarkt

Quelle: EXAA (2013).

1.2.1 Regelzonenführer

Der Regelzonenführer (RZF) ist für die Leistungs-Frequenz-Regelung seiner Regelzone verantwortlich. Durch die Koordination von Regelkraftwerken ist sicherzustellen, dass ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herrscht und die Soll-Netzfrequenz von 50 Hz eingehalten wird.

1.2.2 Bilanzgruppenkoordinator

Der Bilanzgruppenkoordinator (BKO) berechnet die Differenz zwischen Prognose der Bilanzgruppenverantwortlichen und den tatsächlichen Werte, die von den Netzbetreibern gemessen werden und verrechnet die jeweils gebrauchte Ausgleichsenergie.

1.2.3 Bilanzgruppenverantwortliche

Der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) ist für seine Bilanzgruppe verantwortlich. Eine Bilanzgruppe ist ein Zusammenschluss zwischen Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe innerhalb derer ein ausgeglichenes Verhalten zwischen Erzeugung und Verbrauch herrscht. In Österreich gibt es eine Vielzahl von Bilanzgruppen, in erster Linie sind das die großen Netzbetreiber, in zweiter Linie weitere Netzbetreiber aus Nachbarstaaten oder beispielsweise die Ökostrom-Bilanzgruppe. Insgesamt sind etwa 130 Bilanzgruppen bei der Austrian Power Clearing & Settlement (APCS) gemeldet.

1.2.4 Übertragungsnetzbetreiber

Das Übertragungsnetz (Verbundnetz) in seiner ursprünglichen Form dient der Reduktion von Überkapazitäten und Reservehaltung von Erzeugungsanlagen. Die Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers sind der Betrieb des Übertragungs- bzw. Verbundnetzes. Dieses setzt sich aus dem 380kV sowie dem 220kV Netz zusammen. Es müssen Engpässe bei Kapazitätsproblemen im laufenden Betrieb durch Veränderung der Lastflüsse beseitigt werden.

1.2.5 Verteilnetzbetreiber

Der Verteilnetzbetreiber ist für den Betrieb des untergeordneten Netzes verantwortlich, dieses umfasst grundsätzlich die 110 kV, 10/20/30 kV und 0,4 kV Spannungsebenen. Durch die Verknüpfungen mit dem Verbundnetz steht der Verteilebene ein stabiles Netz zur Verfügung, welches hohe Leistungen abgeben, aber auch aufnehmen kann. In Österreich gibt es 124 Verteilnetzbetreiber, wobei mehr als $\frac{3}{4}$ davon in der Steiermark beheimatet sind. Die Verteilnetzbetreiber müssen sicherstellen, dass beim Kunden die Spannungsqualität eingehalten wird. Diese ist in der EN50160 festgelegt und beinhaltet als wesentlichen Punkt die Spannungshöhe. Der VNB ist demnach für die Spannungshaltung zuständig und muss mit seinen vorhandenen Mitteln die Spannung innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen halten können. Zusätzlich kann es zu lokalen Überlastungen aufgrund von hohen Stromflüssen kommen, falls sich ungünstige Erzeuger/Verbraucher-Konstellationen ergeben.

1.3 Netztechnische Aufgaben

Im Folgenden sind die Herausforderungen an das elektrische Energiesystem im Überblick zusammengefasst:

- Sicherstellung der Leistungsbilanz durch
 - Fahrplanmanagement und
 - Netzregelung
- Einhaltung der Spannungsqualität mittels
 - ausreichend dimensionierter Leitungen und Transformatoren
 - Stelltransformatoren
 - Kondensatoren und Spulen
 - Netztopologie
- Vermeidung von thermischen Überlastungen von Netzelementen

Fluktuierende, nicht planbare Einspeiser können vor allem in der Verteilnetzebene zu Problemen mit der Spannungsqualität führen. Auf Verbundnetzebene (global) ergeben sich teilweise Stabilitätsfragen (Vorhersagegenauigkeit) sowie lokal das Problem des Stromtransports mit den damit zusammenhängenden Beeinflussungen (Überstrom, Spannungshaltung).

1.3.1 Netzregelung

Zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität, also des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, müssen die festgelegten Fahrpläne eingehalten werden. Fällt ein Kraftwerk aus oder erzeugt eine Anlage mehr als prognostiziert, muss die Differenz mithilfe von Regelkraftwerken ausgeglichen werden. Dabei muss die Netzfrequenz mit einem Sollwert von 50 Hz in einem engen Toleranzband geregelt werden. Überwiegt die Erzeugung dem Verbrauch steigt die Frequenz (Generatoren werden schneller), wird weniger erzeugt als verbraucht sinkt die Frequenz (Generatoren werden langsamer).

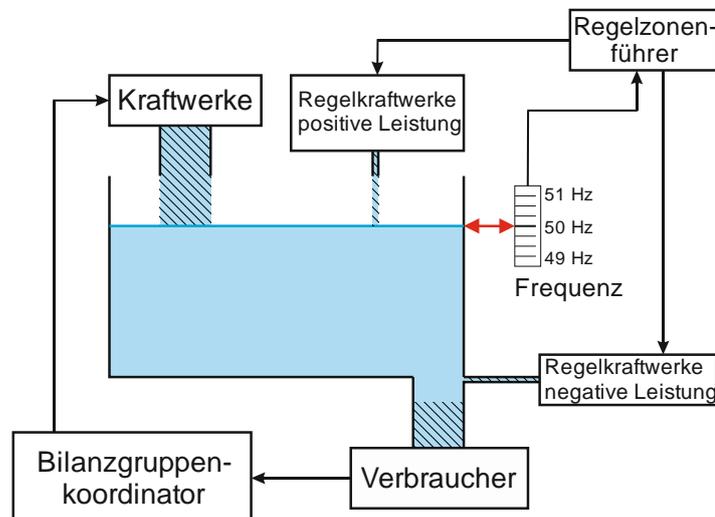


Abbildung 1-2: Schema der Netzregelung

Bei Palensky und Dietrich (2011) bezeichnet die *spinning reserve* die Primär- und Sekundärregelung; diese dient neben der Tertiärregelung dazu, die Netzfrequenz innerhalb der vorgegebenen Toleranzbänder zu regeln. Dabei werden Differenzen zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung, die zu einer Änderung der Netzfrequenz führen, durch entsprechende Regelvorgänge bei Erzeugungseinheiten ausgeglichen. Dies erfolgt in mehreren Stufen. Die Primärregelung stabilisiert innerhalb weniger Sekunden die Frequenz bei einem Leistungsungleichgewicht. Die Sekundärregelung führt mit Zeitkonstanten im Minutenbereich die Frequenz wieder auf die Sollfrequenz zurück und stellt innerhalb ihrer Regelzone ein Leistungsgleichgewicht her. Die Tertiärregelung dient zur Ablösung der Sekundärregelung und wird üblicherweise manuell aktiviert.

Da wahrscheinlich signifikante Teile des Lastverschiebungspotenzials sowohl einer bestimmten Vorankündigungszeit bedürfen als auch eine vorgegebene Vorlaufzeit haben, ist eine Lastverschiebung zum vollen Umfang erst nach Ablauf beider Zeitintervalle möglich. Da diese Zeiträume bei den meisten Anwendungen oft mehrere Minuten dauern, kann somit die Lastverschiebung vor allem im Bereich der Tertiär- sowie in bestimmten Fällen auch bei der Sekundärregelung eingesetzt werden.

Seit 1. Jänner 2012 erfolgt für die Aufbringung der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG, die Gesamtösterreich umfasst, eine Ausschreibung, bei der nach technischer Präqualifikation für Bezug bzw. Lieferung von Tertiärregelreserve teilgenommen werden kann. Die ausgeschriebenen üblichen Mengen in der Regelzone APG sind +280 MW Leistungserhöhung (d.h. der Anbieter liefert an das Netz) und -125 MW Leistungsreduktion (d.h. Anbieter entnimmt Energie aus dem Netz). Somit ist für bestimmte Verbrauchseinheiten eine Teilnahme an diesem Ausschreibungsverfahren möglich, sofern die geforderten Leistungsgradienten, Arbeitsverfügbarkeiten, Mindestleistungen und informationstechnischen Anbindungen gegeben sind.

Eckdaten zur Sekundärregelung:

Technische Präqualifikationsbedingungen:

- Mindestregelband je technischer Einheit: ± 2 MW
- Mindestleistungsgradient je technischer Einheit: 2 % der Nennleistung pro Minute
- Maximal 5 Minuten vom aktuellen Arbeitspunkt zu den Grenzen des Regelbandes des gesamten Pools
- Volle Leistungs- und Arbeitsverfügbarkeit im vertraglichen Zeitraum
- Mindestgebot eines Anbieters: 5 MW (Poolleistung)

Die Angebotsstellung kann für sechs verschiedene Produkte erfolgen:

- Peak-Woche: 08:00 - 20:00 Mo. - Fr. (Peak+ für positive RL, Peak- für negative RL)
- Off-Peak-Woche: 20:00 - 08:00 Mo. - Fr.
- Wochenende: 00:00 - 24:00 Sa. - So.
- jeweils positiv und negativ

Eckdaten zur Tertiärregelung:

Technische Präqualifikationsbedingungen:

- Mindestregelband je technischer Einheit: $\pm 0,5$ MW
- Maximal 10 Minuten vom aktuellen Arbeitspunkt zu den Grenzen des Regelbandes des gesamten Pools
- Volle Leistungs- und Arbeitsverfügbarkeit im vertraglichen Zeitraum
- Mindestgebot eines Anbieters: 10 MW (Poolleistung)

Die Angebotsstellung kann für zwölf verschiedene Produkte erfolgen:

- Montag - Freitag 00:00 - 04:00
- Montag - Freitag 04:00 - 08:00
- ...
- Samstag - Sonntag 00:00 - 04:00
- Samstag - Sonntag 04:00 - 08:00
- ...

1.3.2 Power Quality

Die Power Quality (Spannungsqualität) berücksichtigt unter anderem folgende Faktoren (EN50160):

- Frequenz
- langsame/schnelle Spannungsänderungen
- Flicker
- Spannungseinbrüche
- Versorgungsunterbrechungen

Da Spannungsänderungen im Zusammenhang mit dezentraler Erzeugung sowie Lastverschiebung die bedeutendste Rolle spielen, werden diese im Folgenden näher betrachtet.

In Abbildung 1-3 sind für drei verschiedene Erzeugungs-/Lastsituationen die Spannungsverläufe entlang der Leitung aufgetragen. Der grüne Bereich kennzeichnet das zulässige Spannungsband (IEC 60038). Den bisherigen üblichen Lastzustand (nur Verbraucher) beschreibt die blaue Linie.

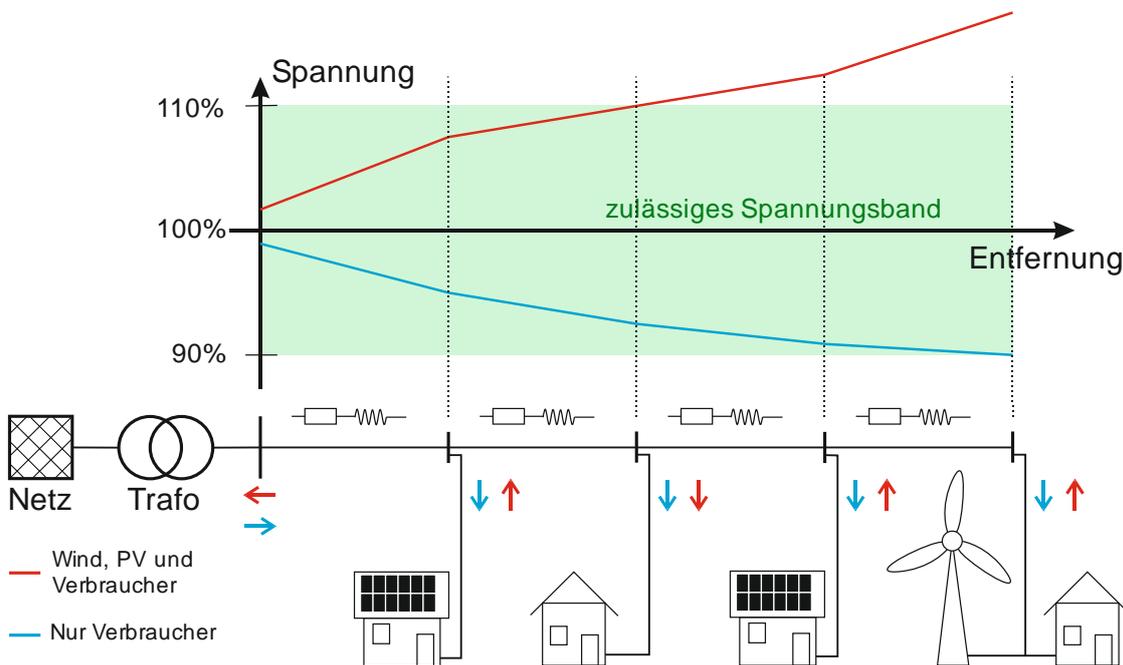


Abbildung 1-3: Spannungsverlauf entlang einer Niederspannungsleitung bei unterschiedlichem Erzeuger/Verbraucherverhalten

Werden die eingezeichneten erneuerbaren Energiequellen als Erzeuger eingebunden, so verändert sich aufgrund des veränderten Lastflusses sowohl die Lastflussrichtung, als auch der Verlauf des Spannungspegels entlang der Leitung. Wie man in Abbildung 1-3 sieht, kann eine Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen die Spannung entlang einer Leitung anheben. Insbesondere die auftretenden Gleichzeitigkeiten bei den Erzeugungsanlagen zu Zeitpunkten mit teilweise geringem Verbrauch, können zu Spannungserhöhungen in bestimmten Leitungsabschnitten führen. Als Abhilfemaßnahme könnte hier beispielsweise ein Zuschalten von zusätzlichen Lasten im betreffenden Netzabschnitt, die Spannung auf Werte innerhalb des Toleranzbandes senken.

1.3.3 Vermeidung von Überlastungen

Ein dritter wesentlicher Punkt ist die unmittelbare Leistungsfähigkeit des Netzes. Alle elektrischen Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Schaltgeräte) können nur begrenzt mit Strom belastet werden. Der limitierende Faktor ist meistens die maximale Temperatur aufgrund eines bestimmten Stromflusses, die von den Betriebsmitteln nicht überschritten werden darf. Die Erwärmung wird zwangsweise durch den elektrischen Widerstand verursacht. Der Stromfluss in einer Leitung ist davon abhängig, welche Leistung übertragen wird. Kommen in einem vorhandenen Netzgebiet eine Vielzahl

dezentraler Einspeiser hinzu, ist es durchaus möglich, dass bei simultaner Erzeugung die Netzkapazitäten erschöpft sind und weiters auch die Verluste stark ansteigen.

Bei der Leistung wird zwischen Schein-, Wirk- und Blindleistung unterschieden. Im Normalfall wünscht man sich eine reine Wirkleistungsübertragung (Strom ist direkt proportional zur Leistung), was aber aufgrund nichtidealer Netzelemente sowie spezieller Verbraucher nicht möglich ist. Die Leitungsinduktivitäten bzw. –kapazitäten verursachen zusätzliche Ströme, die sich den Wirkströmen überlagern und so die effektive Übertragungsfähigkeit der Betriebsmittel senken. Durch die dezentrale Einspeisung können zusätzlich Blindströme ins Netz gelangen und die Übertragungskapazität weiter senken. Der Netzbetreiber (ÜNB und VNB) kann auf der Netzseite Blindströme in begrenztem Maße kompensieren. Bei chronischer Starklast müssen Verstärkungen oder Netzstrukturänderungen angedacht werden. Durch intelligente Verbraucher könnte beispielsweise als Abhilfemaßnahme der Strom lokal in Abhängigkeit der Erzeugung verbraucht werden, um Netzverluste gering zu halten und der Überlastung gegenzusteuern.

1.3.4 Zusammenfassung

Aus den vorhergehenden Betrachtungen können somit folgende Aufgaben bzw. Einsatzgebiete für die Lastverschiebung abgeleitet werden:

- Fahrplanmanagement und Netzregelung (global)
 - Aktive Beteiligung an der Fahrplanerstellung zur Engpassbeseitigung (planbar)
 - Bereitstellung von zusätzlicher Regelleistung (unmittelbar)
- Spannungshaltung (lokal)
 - Koordinierte Ab- und Zuschaltung von Lasten in sensiblen Netzbereichen je nach Spannungssituation (Über-/Unterspannung)
- Thermische Überlastung (lokal)
 - Koordinierte Ab- und Zuschaltung von Lasten in sensiblen Netzbereichen bei drohender Überlastung

1.4 Netz- und Verbraucherstruktur

Die vorherrschende Netzstruktur ist abhängig von der vorliegenden Verbraucherstruktur und teilweise auch historisch bedingt. Das heißt, dass beispielsweise die geografische Anordnung von Verbrauchern sowie auch deren maximaler Leistungsbezug und auch die Spannungsebene die Netzstruktur bestimmen.

So befinden sich beispielsweise Großverbraucher nur an bestimmten Netzpunkten, während hingegen Kleinverbraucher viel häufiger auftreten und gleichmäßiger über das Netzgebiet verteilt sind. Bei der Anwendung der Lastverschiebung muss die vorherrschende Struktur für die Auswahl der Lösungsmöglichkeiten miteinbezogen werden, um alle netztechnischen Aspekte bestmöglich erfüllen zu können

1.5 Interessen der Akteure

Bedingt durch technische Gegebenheiten und wirtschaftlicher Interessen, kommt es zwischen den unterschiedlichen Akteuren zu Ziel-Konflikten, wobei jedoch die Lastverschiebung bei geeigneten Rahmenbedingungen gute Lösungsansätze liefern kann. Im Folgenden sind die einzelnen Ziele der unterschiedlichen Akteure zusammengefasst.

1.5.1 Regelzonenführer

Der Regelzonenführer ist bestrebt, kostengünstige und dennoch qualitativ hochwertige Regelleistung zu beziehen um die Netzregelung bestmöglich zu erfüllen. Die angebotene Leistung zur Netzregelung

muss wie bereits in Abschnitt 1.3.1 bestimmten Kriterien entsprechen. Deshalb sind nur bestimmte Prozesse für den Einsatz am Sekundär- oder Tertiärregelmarkt geeignet.

1.5.2 Netzbetreiber

Da die Netzbetreiber der Regulierung unterliegen, müssen sie mit den Erlösen des Netznutzungs- und Verlustentgelts wirtschaften und können die Preise nur in einem vorgegebenen Rahmen festlegen. Außerdem sind sie verpflichtet, Ausfallzeiten gering und die Zuverlässigkeit der Spannungsversorgung hoch zu halten. Um langfristige Investitionen ins Netz zu reduzieren, könnte in bestimmten Netzgebieten die Lastverschiebung eine kostengünstige Alternative zum Netzausbau darstellen und somit dem Netzbetreiber einen größeren wirtschaftlicheren Spielraum bieten.

1.5.3 Verbraucher

Die Interessen der Verbraucher liegen auch hier auf der wirtschaftlichen Seite. Trotz der sehr heterogenen Struktur, kann man weiters festhalten, dass die Verbraucher sich nur sehr ungern in ihrem Stromverbrauchsverhalten einschränken lassen. Hauptsächlich sind es die festgelegten Prozesse in Unternehmen, die es nur teilweise erlauben, den Stromkonsum zu flexibilisieren. Die Konsumenten haben also nur Interesse an der Lastverschiebung, wenn es sich finanziell lohnt bzw. die Auswirkungen sich nicht auf Ihren Komfort auswirken.

1.6 Mögliche Lösungsansätze

Für eine optimale Zusammenarbeit müssen sich die Interessen aller Akteure vereinen, sodass jeder von einer neuen Situation profitiert. Ein Ansatz der näher zu betrachten wäre, ist eine Verkleinerung und lokale Abgrenzung von Bilanzgruppen, die ihren Leistungshaushalt selbstständig überprüfen können und einhalten müssen. Diese Überlegung setzt voraus, dass genügend Verbraucher aktiv an der Lastverschiebung teilnehmen, um den Ausgleichsenergiebezug vom übergeordneten Netz zu reduzieren und somit die Kosten zu senken.

2 Literaturverzeichnis

- E-Control. Akteure am Strommarkt. 2013. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/akteure> (Zugriff am 10. 07 2013).
- . „Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009.“ 2009. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/elektrizitaetsbinnenmarkt_richtlinie-130709.pdf (Zugriff am 15. 07 2013).
- Entelios AG. Entelios Portrait. 2013. <http://entelios.de/entelios/> (Zugriff am 15. 07 2013).
- EXAA. EXXA - Energy Exchange Austria. 2013. <http://www.exxa.at> (Zugriff am 02. 04 2013).
- Palensky, Peter, und Dietmar Dietrich. „Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads.“ 2011.

3 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Akteure am Strommarkt	4
Abbildung 1-2: Schema der Netzregelung	6
Abbildung 1-3: Spannungsverlauf entlang einer Niederspannungsleitung bei unterschiedlichem Erzeuger/ Verbraucherverhalten.....	8