

STANDARDLASTPROFILE FÜR UNTERBRECHBARE, TEMPERATURABHÄNGIGE VERBRAUCHSEINRICHTUNGEN (1)

Dr. Christian Nabe
Christian Ters

Januar 2008

Im Auftrag der Bundesnetzagentur

Executive Summary

Ziel des vorliegenden Gutachtens ist die Analyse der Wettbewerbssituation im Heizstrommarkt unter Berücksichtigung der Rolle des BDEW Praxisleitfadens zur Abwicklung der Belieferung von Heizstromkunden mit Standardlastprofilen. Der Heizstrommarkt (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen) umfasst rund 1,4 bis 2 Millionen Letztverbraucher mit einem Stromverbrauch von 16 bis 22 TWh pro Jahr. Der Anteil der Wärmepumpen am Heizstromverbrauch beträgt lediglich 1 bis 3 %, jedoch mit stark steigender Tendenz. Aktuelle politische Entwicklungen beeinflussen den Anlagenbestand der nächsten Jahre. Eine Prognose dieser Entwicklungen liegt jedoch außerhalb des Betrachtungsbereichs dieses Gutachtens. Zur Untersuchung der Wettbewerbssituation im Heizstrommarkt wurden als Indikatoren die Anzahl von unabhängigen Lieferanten sowie die Wechseltätigkeit der Heizstromkunden verwendet. Die kumulierte Anzahl der Lieferantenwechsel in diesem Marktsegment ist bisher verschwindend klein (weniger als 2000 Kunden). Lediglich drei unabhängige Lieferanten beliefern Heizstromkunden und sie agieren innerhalb einer geschlossenen Kundengruppe bzw. im Nischensegment Ökostrom. Damit kann festgehalten werden, dass im Heizstrommarkt nur äußerst geringer Wettbewerb herrscht.

Als Hauptgründe für den fehlenden Wettbewerb werden von potenziellen Lieferanten fehlende Margen und ein zu aufwendiger Abwicklungsprozess genannt. Diese Gründe wurden anhand einer Stichprobe von Netzbetreibern und Lieferanten überprüft, die etwa die Hälfte des Heizstrommarktes umfasst. Die Analyse von Bruttomargen (Heizstromtarife abzüglich gesetzlicher Abgaben, Netznutzungsentgelte und Strombezugskosten) ergab eine große Bandbreite der Werte. Bei etwa der Hälfte der untersuchten Lieferanten sind sie negativ. Negative Margen sind beispielsweise das Resultat verzögerter Preiserhöhungen auf dem Heizstrommarkt als Reaktion auf die Preiserhöhungen am Strom-Großhandelsmarkt. Da die existierenden positiven Bruttomargen noch nicht durch Wettbewerber abgeschöpft werden, ist zu prüfen, inwieweit die von den VNB vorgegebenen Abwicklungsverfahren für Heizstromkunden ursächlich für fehlenden Wettbewerb um diese Kunden sind.

Das Abwicklungsverfahren für Heizstromkunden ist nicht präzise gesetzlich vorgeschrieben. Die Umsetzung der Praxisempfehlung des BDEW durch die VNB wurde auf Basis einer Stichprobe von 40 VNB untersucht.

Lediglich bei etwa 40 % der VNB konnten die notwendigen Informationen zur Abwicklung von Heizstromkunden direkt aus dem Internet bezogen werden. Bei den verbleibenden 60 % waren Nachfragen notwendig, deren Bearbeitungszeit sich zum Teil über Wochen erstreckte. Die Struktur, die Datenformate und die Anwendungskriterien der Lastprofile sind bei allen untersuchten VNB unterschiedlich.

Temperaturabhängige Lastprofile sind von zwei Dritteln der VNB für Heizstromkunden vorgesehen. Diese VNB nutzen die erhebliche Bandbreite der vorgeschlagenen Verfahrensvarianten aus und schreiben beispielsweise bis zu 20 unterschiedliche Lastprofile zur Anwendung vor. Auch bestehen noch Unklarheiten bei der Verwendung des UTILMD Nachrichtenformats. Das

verbleibende Drittel der VNB wendet keine temperaturabhängigen Lastprofile für Heizstromkunden an. Auch die temperaturunabhängigen Lastprofile sind teilweise nach unterschiedlichen Kriterien weiter differenziert und verursachen, verglichen mit Haushaltskunden, zusätzlichen Abwicklungsaufwand. Im Ergebnis kann festgestellt werden, dass für die Abwicklungsprozesse von Heizstromkunden derzeit noch keine Prozesssicherheit existiert.

In einem Prozesskostenmodell wurden die mit der Abwicklung von Heizstromkunden verbundenen Prozesskosten in Form eines „business case“ mit einer Laufzeit von fünf Jahren grob abgeschätzt. Der dominierende Kostenbestandteil, der durch temperaturabhängige Profile verursacht wird, ist der Aufwand der manuellen Fehlernachbearbeitung. Die durch diesen Aufwand verursachten spezifischen Kosten sind nicht durch höhere Kundenanzahlen reduzierbar. Gleichzeitig verursacht die Prozessunsicherheit Abwicklungsrisiken. Weitere Abwicklungsrisiken sind Mengen- und Preisrisiken, die sich vor allem aus der Temperaturabhängigkeit des Lastprofils ergeben. Vor allem für kleinere, unabhängige Lieferanten mit geringer Risikokapitalausstattung stellen Abwicklungsrisiken bedeutende Wettbewerbshindernisse dar. In Kombination mit der bestehenden Prozessunsicherheit ist erklärbar, dass die bestehenden Bruttomargen unabhängigen Lieferanten keinen Anreiz für den Einstieg in diesen Markt bieten.

Mittelfristig ist zu erwarten, dass sich nach weiteren Preiserhöhungen attraktivere Bruttomargen ergeben und gleichzeitig eine erhöhte Motivation zum Lieferantenwechsel auslösen. Eine Vereinfachung des Verfahrens und eine verbindliche Festlegung von Veröffentlichungspflichten, Datenformaten und Prozessen zur Erleichterung der Automatisierung und Verringerung des manuellen Nachbearbeitungsaufwands scheint daher dringend geboten, um die Wettbewerbssituation im Markt für Heizstrom zu verbessern.

Inhalt

1	Aufgabenstellung und Methodik des Gutachtens.....	6
1.1	Aufgabenstellung	6
1.2	Methodik	6
2	Rahmenbedingungen und Wettbewerbssituation auf dem Markt für Heizstrom	8
2.1	Definition des Heizstrommarkts	8
2.2	Marktvolumen für Heizstrom	9
2.2.1	Aktuelle Kundenzahlen und Verbräuche	9
2.2.2	Zukünftige Entwicklung der Kundenanzahl und Abnahmemengen	10
2.3	Gesetzliche Grundlagen, Richtlinien und Empfehlungen	12
2.4	Wettbewerbssituation und Lieferantenwechsel	13
2.5	Hypothesen von unabhängigen Anbietern zur Wettbewerbssituation	14
3	Abwicklungsprozesse für Heizstromkunden und Umsetzung durch die VNB.....	16
3.1	Überblick über die Prozessbeschreibung nach dem LPuVE Leitfadens	16
3.2	Veröffentlichung des Abwicklungsverfahrens durch die VNB	17
3.3	Bereitstellung der Lastprofile	18
3.4	Normierungsverfahren für die Lastprofile	21
3.5	Festlegung der Temperaturmessstelle(n)	21
3.6	Weitere Verfahrensvorschriften	23
3.7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	23
4	Ermittlung von Brutto-Deckungsbeiträgen.....	24
4.1	Methodik und Annahmen der Deckungsbeitragsrechnung	24
4.2	Ergebnisse der Datenerhebung	27
4.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	32
5	Analyse von Prozesskosten und Abwicklungsrisiken	32
5.1	Methodik und Annahmen	32
5.2	Prozessbeschreibung des Abwicklungsverfahrens	33
5.3	Ergebnisse der Prozesskostenrechnung	36
5.4	Prozessrisiken	37
5.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	39

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	42
7 Literaturangaben	45

1 Aufgabenstellung und Methodik des Gutachtens

1.1 AUFGABENSTELLUNG

Im Rahmen einer Marktanalyse sollen Wettbewerbssituation und Wettbewerbsmöglichkeiten von Lieferanten von Strom für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (z.B. Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen) für Stromkunden außerhalb des Netzgebietes des assoziierten Lieferanten¹ untersucht werden. Insbesondere ist aufzuzeigen, inwieweit die gegenwärtige Umsetzung des Abwicklungsverfahrens, das im VDN Praxisleitfaden „Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtung“ (nachfolgend LPuVE Leitfaden [LPuVE Leitfaden 2003]) beschrieben ist, eine Markteintrittsbarriere darstellt.

Dabei ist zentral die Hypothese zu prüfen, inwieweit Prozesskosten, die durch die Anwendung des temperaturabhängigen Lastprofils gemäß des LPuVE Leitfadens verursacht werden, ein Wettbewerbshindernis darstellen (nachfolgend „Prozesskostenhypothese“ genannt). Im Rahmen der Überprüfung der Hypothese wird auf die Prozesskosten des Stromlieferanten abgestellt. Die Prozesskosten des VNBs (VNB) sind für die Beurteilung der Wettbewerbssituation nur indirekt relevant, da die VNB verpflichtet sind, einen diskriminierungsfreien Lieferantenwechsel durchzuführen.

1.2 METHODIK

Die Beurteilung der Wettbewerbssituation und Prüfung der Prozesskostenhypothese erfolgt in fünf Schritten.

1. Im folgenden Kapitel 2 wird als erster Schritt das Betrachtungsobjekt abgegrenzt. Danach werden Rahmenbedingungen wie das Marktvolumen, die Marktentwicklung sowie dafür relevante politische Entwicklungen und die gesetzlichen Grundlagen diskutiert. Anschließend wird eine Diagnose der aktuellen Wettbewerbssituation vorgenommen. Dazu werden die Anzahl von Wechselkunden sowie Lieferanten im Markt ermittelt und Hypothesen von Marktteilnehmern zu der Wettbewerbssituation wiedergegeben.
2. Es folgt in Kapitel 3 die Diskussion des detaillierten Abwicklungsverfahrens nach dem LPuVE Leitfaden. Anschließend wird das Ergebnis einer Stichprobenuntersuchung zur Umsetzung der vorgenannten Regelungen dargestellt.
3. Als nächster Schritt (Kapitel 4) wird die Marktattraktivität geprüft, um festzustellen, welche Bedeutung die Prozesskostenhypothese im Vergleich zu anderen Erklärungsmodellen für die diagnostizierte Wettbewerbssituation hat. Als erster Indikator für die Marktattraktivität werden Obergrenzen der Margen ermittelt, die Wettbewerber der etablierten Unternehmen abschöpfen könnten (Brutto-Deckungsbeiträge).

¹ Unter einem assoziierten Lieferanten wird eine mit dem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes im Sinne von § 3 Nr.38 EnWG verbundene Vertriebsorganisation verstanden.

4. In Kapitel 5 wird die Deckungsbeitragsrechnung um die Betrachtung von Prozesskosten und Prozessrisiken als weitere Indikatoren für die Marktattraktivität erweitert (Kapitel 5).
5. Im letzten Schritt (Kapitel 6) werden auf Basis der vorhergehenden Schritte Schlussfolgerungen und Empfehlungen abgeleitet.

2 Rahmenbedingungen und Wettbewerbssituation auf dem Markt für Heizstrom

2.1 DEFINITION DES HEIZSTROMMARKTS

In diesem Abschnitt werden die in diesem Gutachten untersuchten Markt- bzw. Kundensegmente abgegrenzt. Heizstromkunden sind Letztverbraucher und Netznutzer, die spezielle Stromversorgungsverträge zur Versorgung von Anlagen zur Raumheizung abgeschlossen haben. Ihre Strom-Abnahmecharakteristik ist daher stark abhängig von der Außentemperatur. Beträgt der Jahresverbrauch weniger als 100.000 kWh, so haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen (nachfolgend kurz VNB – VNB genannt) standardisierte Lastprofile anzuwenden. Diese müssen sich gemäß § 12 Abs. 2 StromNZV am typischen Abnahmeprofil orientieren.

Die Bundesnetzagentur bezieht den Gutachtenauftrag auf die Letztverbrauchergruppe „Heizwärmespeicher“ gemäß § 12 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 StromNZV. Zu dieser Letztverbrauchergruppe bzw. zum zugeordneten Lastprofil wird in der Begründung zur StromNZV ausgeführt: „Bei der Bildung des in Nr. 6 geregelten standardisierten Lastprofils Heizwärmespeicher ist insbesondere das Kriterium der Temperaturabhängigkeit zu berücksichtigen.“

In der Praxis wurden vor allem im alten Bundesgebiet für die Ansteuerung der Nachtspeicherheizungen Rundsteuerempfänger eingebaut, die es ermöglichen, von der Leitwarte des VNBs Steuerkommandos zu senden und die Speicherladung zu unterbrechen oder fortzusetzen. Die Letztverbrauchergruppe „Heizwärmespeicher“ umfasst damit auch Letztverbraucher mit Anlagen, bei der eine Unterbrechung der Ladung vorgesehen ist.

Im Beitrittsgebiet dagegen wurden meist Zeitschaltuhren zur Steuerung der Nachtspeicherheizungen eingebaut. Insofern liegen hier keine (von der Leitwarte) unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen vor, wohl aber eine Temperaturabhängigkeit ihres Lastprofils.

In diesem Gutachten wird die Letztverbrauchergruppe 6 „Heizwärmespeicher“ betrachtet, die somit unterbrechbare und (von der Leitwarte) nicht unterbrechbare, temperaturabhängige Verbrauchseinrichtungen umfasst. Auch sind in dieser Gruppe Letztverbraucher mit Heizstromanwendungen mit geringer Wärmespeicherwirkung (beispielsweise Wärmepumpe) oder ohne Speicherwirkung (Strom-Direktheizung) zu erfassen. Im Einzelnen sind in der Letztverbrauchergruppe somit Kunden mit folgenden Anlagentypen enthalten:

- Unterbrechbare und nicht unterbrechbare Strom-Nachtspeicherheizungen zur Raumheizung (Einzel-Speicherheizungen, Zentral-Speicherheizungen und Lüftungs-Speicherheizungen), nachfolgend kurz Nachtspeicherheizungen genannt,
- Unterbrechbare und nicht unterbrechbare strombetriebene Wärmepumpenanlagen zur Raumheizung, nachfolgend kurz Wärmepumpen genannt,
- Strom-Direktheizungen.

Strom-Direktheizungen werden aufgrund ihrer geringen Bedeutung von der nachfolgenden Betrachtung ausgeschlossen. Auch die Anwendung von Strom zur Brauchwasserbereitung wird aufgrund der geringen Abhängigkeit zur Außentemperatur sowie fehlender Sonderverträge nicht erfasst. Kunden, die spezielle

Stromverträge zur Versorgung von Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen besitzen, werden nachfolgend als Heizstromkunden bezeichnet. Der Heizstrommarkt bezieht sich damit auf dem Stromeinzelhandel zur Versorgung von Heizstromkunden.

Eine weitere Unterteilung von Kundensegmenten kann nach der Art der Verbrauchsmessung (gemeinsame Messung des Heizstromverbrauchs mit dem Haushaltsstromverbrauch) sowie der getrennten Erfassung des Stromverbrauchs zu Hochtarifzeiten (Eintarifzähler versus Doppeltarifzähler) vorgenommen werden. Somit sind folgende Fälle denkbar

1. Getrennte Erfassung des Heizstromverbrauchs über einen Eintarifzähler,
2. Getrennte Erfassung des Heizstromverbrauchs über einen Doppeltarifzähler,
3. Gemeinsame Erfassung des Heizstromverbrauchs und des Haushaltsstromverbrauchs über einen Eintarifzähler - dieser Fall hat jedoch keine praktische Bedeutung,
4. Gemeinsame Erfassung des Heizstromverbrauchs und des Haushaltsstromverbrauchs über einen Doppeltarifzähler.

2.2 MARKTVOLUMEN FÜR HEIZSTROM

Zur Einschätzung der heutigen und zukünftigen Bedeutung des Segments Heizstrom, auch im Vergleich zu anderen Kundensegmenten sind die absoluten Kundenanzahlen sowie die abgegebenen Energiemengen relevant. Für die Berechnung von Deckungsbeiträgen werden spezifische Energieverbräuche pro Kunde benötigt. In den folgenden Abschnitten werden diese Parameter diskutiert.

2.2.1 AKTUELLE KUNDENZAHLEN UND VERBRÄUCHE

Die der Ermittlung der aktuellen Kundenanzahlen und Verbräuche im relevanten Kundensegment unterliegt der Schwierigkeit, dass keine aktuelle und vollständige Statistik vorliegt. Entsprechende Statistiken wurden in der Vergangenheit vom VDEW erhoben, jedoch endet die veröffentlichte Datenbasis mit dem Jahr 2000 [Wuppertal 2005, S. 2].

Im Rahmen der Diskussion über die zukünftige Rolle von Wärmestrom im Kontext von Zielen zur Reduzierung von Emissionen des Stromsektors wurden in den vergangenen Jahren zwei Studien angefertigt, in denen Zahlenmaterial zum aktuellen Marktvolumen und der Entwicklung enthalten ist.

- Eine Studie des Wuppertal-Instituts aus dem Jahr 2005 beschreibt die Wirkungen des Ersatzes von Elektro-Speicherheizungen durch effiziente Brennwerttechnik [Wuppertal 2005].
- Eine gemeinsame Studie des Instituts für Zukunftsenergien (IZES) in Zusammenarbeit mit dem Bremer Energieinstitut (BEI) aus dem Jahr 2007 analysiert, ähnlich wie [Wuppertal 2005] Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich [IZES 2007].

Aus diesen Quellen, sowie aus aktuellen Veröffentlichungen des BDEW und aus Datenmaterial der Bundesnetzagentur lassen sich folgende Mengengerüste ableiten.

Nachtspeicherheizungen

In [VDEW 2005] wird der Jahresstromverbrauch des Jahres 2000 für Raumwärme aus Nachtspeicherheizungen von 22,2 TWh/a angegeben. Nach [BDEW 2007] werden im Jahr 2006 3,6 % der Wohnungen mit Strom beheizt, was einer absoluten Anzahl von

2,2 Mio. Wohnungen entspricht.² Unterstellt man den für das Jahr 2000 angegebenen Jahresstromverbrauch der Nachtspeicherheizungen auch für 2006, ergibt sich für dieses Jahr ein Durchschnittsverbrauch von rund 8.900 kWh pro Wohnung.

Die Anzahl strombeheizter Wohnungen wird in [IZES 2007] deutlich niedriger als in der Statistik des BDEW angegeben. Auf Basis einer Auswertung der Mikrozensusdaten für das Jahr 2002 wurde ermittelt, dass 1,44 Mio. bewohnte Wohneinheiten in Wohngebäuden überwiegend mit Elektrizität beheizt wurden. Dies entspricht einem Anteil von 4,1 % der in dieser Statistik erfassten Wohnungen.

Unterstellt man den vom VDEW ermittelten Gesamtverbrauch von 22,2 TWh/a im Jahr 2000, so ergibt sich ein spezifischer Verbrauch von 15.400 kWh pro Wohnung für 2002.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur ergibt eine Auswertung von Erhebungsbögen für die zweite Entgeltenehmigungsrunde (Bezugsjahr 2006) von 83 Netzbetreibern einen jährlichen Durchschnittsverbrauch der Kunden mit Nachtspeicherheizungen in Höhe von rund 8.600 kWh/Kunde. Diese Zahl liegt somit nahe am Durchschnittsverbrauch, der auf Basis der Angaben des BDEW ermittelt wurde.

Wird der Durchschnittsverbrauch anhand des Wärmebedarfs von Wohnungen ermittelt, so liegen die durchschnittlichen Stromverbräuche deutlich höher. So setzt [Wuppertal 2007] bei der Ermittlung des Potenzials für die Substitution von Nachtspeicherheizungen durch Gas-Brennwertheizungen eine Stromeinsparung von 17.500 kWh/Wohneinheit für ein Ein- oder Zweifamilienhaus und von 9.550 kWh/Wohneinheit für ein Mehrfamilienhaus an (Bezugsjahr 2004).

Schließlich wurde von der Maschinenringe Deutschland GmbH ein durchschnittlicher Verbrauch der Wechselkunden im Heizstromsegment von rund 17.500 kWh angegeben. (vgl. Kapitel 2.4).

Die hohe Abweichung der angegebenen Durchschnittsverbräuche könnte dadurch verursacht sein, dass einige Kunden Nachtspeicherheizungen nur zur gelegentlichen Beheizung von Wohneinheiten einsetzen. Für die nachfolgende Betrachtung wird als Basisfall von einem Wechselkunden mit einem Durchschnittsverbrauch von jährlich 17.500 kWh ausgegangen. Damit wird in der nachfolgenden Betrachtung unterstellt, dass vorwiegend Kunden mit einem höheren Verbrauch wechselbereit sind, da bei Ihnen die absolute Stromkostensparnis am höchsten ist.

Wärmepumpen

Nach [HEA 2007] sind mit Stand 1. Halbjahr 2007 rund 200.000 Wärmepumpen in Betrieb. Der Stromverbrauch einer Wärmepumpe liegt bei gleicher Heizleistung um den Faktor 3 bis 4 niedriger als bei einer Nachtspeicherheizung. Somit wird für die nachfolgende Betrachtung von einem Durchschnittsverbrauch für Wärmepumpen von 5.000 kWh/Kunde ausgegangen.

Im Rahmen der Auswertung der Mikrozensushebung wurden in [IZES 2007] regionale Schwerpunkte der Nutzung von Nachtspeicherstrom identifiziert. Dieser Studie zufolge ergeben sich in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg sowie Bayern die absolut höchsten Anzahlen. In diesen drei Bundesländern sind über 60 % der installierten Anlagen zu finden.

2.2.2 ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DER KUNDENANZAHL UND ABNAHMEMENGEN

Nachtspeicherheizungen

² Der BDEW gibt für 2006 einen Wohnungsbestand von 37,9 Millionen an [BDEW 2007].

Die prozentuale Abnahme von 1996 bis 2000 im Bestand von Nachtspeicherheizungen betrug nach [VDEW 2005] 7 %, was einem jährlichen Rückgang von etwa 1,4 % entspricht. Die zukünftige Entwicklung der Anzahl der Anlagen im Bestand wird maßgeblich von politischen Rahmenbedingungen beeinflusst.

Im Rahmen der geplanten Novellierung der Energieeinsparverordnung sollen Regelungen aufgenommen werden, nach denen Nachtstromspeicherheizungen stufenweise außer Betrieb zu nehmen sind. Der erste Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung sieht vor, dass vor dem 1. Januar 1990 eingebaute oder aufgestellte Nachtspeicherheizungen bis zum 1. Januar 2020 außer Betrieb zu nehmen sind. Nach dem 31. Dezember 1989 eingebaute, aufgestellte oder in wesentlichen Bauteilen erneuerte Nachtspeicherheizungen sind 30 Jahre nach Einbau, Aufstellung oder wesentlicher Erneuerung außer Betrieb zu nehmen. Härtefallregelungen sind vorgesehen, wenn der Austausch der Nachtspeicherheizung nicht langfristig wirtschaftlich ist [BMWI 2007]. Der Austausch wird im CO₂-Gebäudesanierungsprogramm nach Maßgabe der durch den Haushalt zur Verfügung gestellten Mittel gefördert. Es liegt jedoch außerhalb des Betrachtungsbereichs dieses Gutachtens, eine Abschätzung der Auswirkungen der Umsetzung der Verordnung auf den Anlagenbestand vorzunehmen.

Wärmepumpen

Im Bereich Wärmepumpen in den vergangenen Jahren ein starker Anstieg der Kundenzahlen zu verzeichnen. Nach Angaben der HEA werden für das Jahr 2007 60.000 Neuinstallationen von Wärmepumpen erwartet [HEA 2007]. In den vorangegangenen Jahren betragen die Neuinstallationszahlen rund 25.000 (2006) bzw. rund 11.000 in (2005) [BDEW 2007].

In den Energieszenarien, die als Vorbereitung der Energiegipfelgespräche dienen, wird für das Jahr 2020 davon ausgegangen, dass 2,3 bis 2,4 % des Wohnflächenbestandes durch Wärmepumpen beheizt werden [EWI/Prognos 2007, S. 53]. Für dieses Jahr wird ein Endenergieverbrauch von Wärmepumpen von 4 PJ bzw. 1,1 TWh prognostiziert. Diese Prognosen berücksichtigen noch nicht die Auswirkungen des Verbots von Nachtspeicherheizungen, so dass aufgrund der Substitution von Nachtspeicherheizungen durch Wärmepumpen diese Zahl eher eine Untergrenze darstellt. Neue politische Rahmenbedingungen werden die Bedeutung dieser Technologie im Jahr 2008 voraussichtlich noch erhöhen. Im Rahmen der Verstärkung des Marktanzreizprogramms für erneuerbare Energien des BMU sollen hocheffiziente Wärmepumpen weiter gefördert werden. Weiterhin werden voraussichtlich nach Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes zum 1. Januar 2009 erhöhte Anforderungen an die Wärmeversorgung von Gebäuden eine Fortsetzung des beobachteten Anstiegs der Installationszahlen bewirken.

Neue Heizstromanwendungen

Durch die im letzten Abschnitt erwähnten erhöhten Anforderungen an die Wärmeversorgung von Gebäuden könnten auch elektrisch betriebene Lüftungswärmespeicheranlagen verstärkt Anwendung finden. Diese Geräte sind Bestandteil von Wohnungslüftungsanlagen, die eine Wärmerückgewinnung der Lüftungswärme ermöglichen. Zur Abdeckung der Wärmeversorgung an kalten Tagen wird eine integrierte elektrische Zusatzheizung aktiviert. Diese Zusatzheizung kann mit einem Wärmespeicher ausgestattet sein und somit von günstigen Tarifen für Nachtspeicherheizungen profitieren.

Aufgrund der integrierten Wärmerückgewinnung wird der Durchschnittsstromverbrauch pro Anlage deutlich niedriger als der einer konventionellen

Nachtspeicherheizung sein. Eine Abschätzung des zu erwarteten Marktvolumens dieser Geräte ist jedoch außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Studie.

2.3 GESETZLICHE GRUNDLAGEN, RICHTLINIEN UND EMPFEHLUNGEN

Die Anforderung zur Bereitstellung von temperaturabhängigen Lastprofilen folgt unmittelbar aus § 12 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 der StromNZV. So heißt es in der Begründung der StromNZV „Bei der Bildung des in Nr. 6 geregelten standardisierten Lastprofils Heizwärmespeicher ist insbesondere das Kriterium der Temperaturabhängigkeit zu berücksichtigen.“ Weitere Angaben zur konkreten Ausgestaltung der Lastprofile sowie zum Abwicklungsverfahren sind in der Verordnung nicht festgelegt. Insbesondere ist nicht festgelegt, inwieweit die verwendeten Standardlastprofile tagesparameterabhängig zu gestalten sind (durch die tägliche Skalierung mit einem Parameter, der von der Außentemperatur abhängig ist) oder ob beispielsweise eine saisonale Differenzierung des Lastprofils die Temperaturabhängigkeit hinreichend reflektiert. In diesem Gutachten werden temperaturabhängige Lastprofile (TLP) als vom Tagesparameter Temperatur abhängige Standardlastprofile definiert. Empfehlungen zur Konkretisierung und Umsetzung des Abwicklungsverfahrens finden sich in folgenden, vom BDEW veröffentlichten oder im Auftrag des BDEW erstellten Dokumenten.

1. Temperaturabhängige Lastprofile wurden in einem Projekt der TU Cottbus im Auftrag des BDEW entwickelt [ERI 2002] und, um eine Beschreibung des Abwicklungsverfahrens ergänzt, im LPuVE Leitfaden [LPuVE Leitfaden 2003] beschrieben.
2. In einem ergänzenden Gutachten wurde die Anwendbarkeit von TLP auch für Wärmepumpen festgestellt [CEBra 2004].
3. Parallel zur Erstellung des Gutachtens und des darauf aufbauenden Praxisleitfadens wurde von der TU Cottbus eine Software entwickelt, die es den VNB ermöglicht, auf Basis der Charakteristika des in ihrem Netz vorhandenen Anlagenbestands ein oder mehrere TLP zu entwickeln (LPuVE Software). In der im August 2004 veröffentlichten Version 1.2 ist auch die Ermittlung von TLP für Wärmepumpen möglich.
4. Auf der Webseite des BDEW werden zwei Excel-basierte Tools veröffentlicht, die insbesondere kleinen VNB die Erstellung von TLP sowie die Abrechnung von Lieferungen ermöglichen sollen. Die Erstellung von Lastprofilen erfolgt durch Eingabe eines einzigen Parameters (Verhältnis von vor- und rückwärts gesteuerten Anlagen) und liefert ein Profil ohne Tagnachladung.³
5. An gleicher Stelle wie (4) werden zwei vereinfachte Versionen des LPuVE Leitfadens in Form von „Step-by-Step“-Anleitungen veröffentlicht ([VDN 2004] und [VDN 2004a]).

Die vorgenannten Dokumente besitzen jedoch nur Empfehlungscharakter und sind nicht verbindlich anzuwenden. Verbindlich anzuwenden sind allein die EDIFACT Meldungen (UTILMD etc.) und die dort enthaltenen Datenfelder, die für die Abwicklung der Belieferung von Letztverbrauchern nach TLP erforderlich sind. Die verbindliche Anwendung folgt aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur zu Geschäftsprozessen und Datenformaten (GPKE).

Im Rahmen der geplanten Novelle des EnWG durch das „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb“ sollen Rahmenbedingungen für die Einführung intelligenter elektronischer Zähler, auch zugunsten eines breiteren

³ Siehe <http://vdm-archiv.bdew.de/lpuve.asp>, Zugriff am 21.01.08.

Angebots lastvariabler Tarife, geschaffen werden. Diese sollen eine Verbrauchssteuerung ermöglichen, soweit sie wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar sind, sich bei Gewerbe-, Industrie- und Haushaltskunden verbreiten und spätestens in sechs Jahren zum Einsatz kommen [Bundesrat 2008]. Durch den breiten Einsatz dieser Zähler für Heizstromkunden könnten die Lastgänge präzise erfasst und Heizstromkunden wie lastganggemessene Kunden behandelt werden. Dies würde eine Abkehr von Standardlastprofilverfahren ermöglichen. Es bleibt abzuwarten, ob die höheren Investitionen in diesen Zählertyp sowie die laufenden Kosten der Auslesung und Datenverarbeitung in einem angemessenen Verhältnis zu den möglichen Effizienzgewinnen stehen, die durch die Lastgangmessung erzielbar sind.

2.4 WETTBEWERBSSITUATION UND LIEFERANTENWECHSEL

Die Wettbewerbssituation auf dem Heizwärmemarkt wird durch die Anzahl von Anbietern sowie die Lieferantenwechselquote im Bereich Heizstrom charakterisiert. Darauf aufbauend folgt die Wiedergabe von Hypothesen von Marktteilnehmern zu den Gründen für die diagnostizierte Wettbewerbssituation.

Anbieter von Heizstrom

Zur Ermittlung der Wettbewerbssituation auf dem Markt für Heizstrom wurden in einem ersten Schritt Lieferanten von Heizstrom identifiziert, die Kunden außerhalb des Netzgebietes ihres assoziierten Netzbetreibers beliefern bzw. keinen assoziierten Netzbetreiber besitzen. Diese wurden nach ihrer Marktstrategie sowie ihren Kundenzahlen im Heizwärmesegment befragt.

In den von Letztverbrauchern genutzten Informationsquellen über alternative Stromlieferanten wird auf eine sehr beschränkte Anzahl von Anbietern hingewiesen. So findet sich auf der Internetseite der Dachorganisation der Verbraucherzentralen der Bundesländer der Hinweis, dass der Wechsel bei Heizstromtarifen mangels Angebot so gut wie ausgeschlossen sei. Auch für Wärmepumpen würden lediglich Grundversorger Sondertarife anbieten.⁴

Ähnliche Hinweise finden sich auf Internetseiten, die Vergleichswerkzeuge zur Ermittlung des günstigsten Stromanbieters bereitstellen.⁵ In keiner der untersuchten Vergleichswerkzeuge sind spezielle Tarife für Heizstrom hinterlegt. Vielmehr wird auch auf diesen Internetseiten darauf hingewiesen, dass in diesem Segment keine Anbieter existieren.

Diese Indizien für ein sehr geringes Angebot wurden durch eigene Recherchen bestätigt. Tatsächlich existieren deutschlandweit nur in zwei Segmenten Anbieter:

1. Im Segment für Ökostrom finden sich zwei Anbieter
2. Ein geschlossener Kundenkreis wird von einem weiteren Lieferanten bedient.

Zu 1. Ökostromanbieter

Gegenwärtig bieten die EWS Elektrizitätswerke Schönau sowie die Naturstrom AG deutschlandweit Tarife für Heizstromkunden an. Hierbei handelt es sich um Tarife, die für das spezielle Segment Ökostromkunden bestimmt sind. In diesem Segment wird von dem Kunden kein wettbewerbsfähiger Preis verlangt. Vielmehr sind die Kunden bereit, für die Lieferung von Strom, der aus erneuerbaren Energiequellen stammt, einen Mehrpreis zu entrichten. Dieser Mehrpreis wird als Beitrag für die Umgestaltung zu einer ressourcen- und klimaschonenden Energieversorgung gesehen. Die Befragung der beiden Anbieter hat ergeben, dass die bundesweite Anzahl ihrer Heizstromkunden bei wenigen Hundert liegt.

⁴ Siehe <http://www.verbraucherzentrale.de/stromwechsel/faq.php> Zugriff am 21.01.2008.

⁵ Beispielsweise www.stromtarife.de, www.strom-magazin.de, www.fverivox.de

Zu 2. Anbieter mit geschlossenem Kundenkreis

Die Maschinenringe Deutschland GmbH bietet unter der Marke „Landenergie“ Heizstrom für die Mitglieder des Bundesverbandes der Maschinenringe e.V. an. Der Bundesverband hat gegenwärtig etwa 200.000 Mitglieder.⁶ Im Segment Heizstrom werden etwa 900 Kunden versorgt. Nach Angabe des Lieferanten wird die Belieferung von Heizstromkunden als Bestandteil der Servicepalette der Maschinenringe Deutschland GmbH aufgefasst und ist als separates Produkt nicht wirtschaftlich tragfähig.

Heizstromkunden als Haushaltskunden

Nach den Angaben einiger unabhängiger Lieferanten wird eine Anzahl von Heizstromkunden mit dem BDEW Haushaltslastprofil (H0 Lastprofil) versorgt. Diese Situationen sind Resultate von Lieferantenwechseln, bei denen eine fehlerhafte Datenübermittlung stattfand, und bewegen sich in einer Größenordnung von wenigen Hundert.

Die Addition der Kundenanzahlen im Segment 1 und 2 ergibt etwa 2000 Heizstromkunden, die bislang ihren Lieferanten gewechselt haben. Bezogen auf die gesamte Kundenanzahl in diesem Segment (vgl. Kapitel 2.2.1) ergibt dies eine kumulierte Wechselquote in der Größenordnung von 0,1 %.

Im Ergebnis dieser ersten Analyse der Marktsituation ist festzuhalten, dass im Kundensegment Heizwärmekunden weder ein nennenswertes Angebot besteht, noch in nennenswertem Umfang Kunden gewechselt sind. Im Folgenden werden die Ursachen für das mangelnde Angebot untersucht.

2.5 HYPOTHESEN VON UNABHÄNGIGEN ANBIETERN ZUR WETTBEWERBSSITUATION

Im Rahmen der Untersuchung wurden Lieferanten und Netzbetreiber nach den Gründen für den mangelnden Wettbewerb in diesem Segment befragt. Als Hauptgründe wurden angegeben:

1. Im Markt existierten keine Margen, die die Belieferung attraktiv machen könnten,
2. Der Lieferantenwechselprozess sowie die laufende Belieferung von Heizstromkunden seien aufwendig und risikobehaftet,
3. Nachtspeicherheizungen wären aufgrund der gegenwärtigen energiepolitischen Diskussion ohnehin ein Auslaufmodell.

Die ersten beiden Hypothesen werden in den folgenden Kapiteln des Gutachtens untersucht. Für ihre Prüfung ist zunächst eine genauere Betrachtung der Umsetzung der Empfehlungen des LPuVE Leitfadens durch die Netzbetreiber erforderlich. Zum einen beeinflussen die durch den Netzbetreiber festgelegten Lastprofile die Strombezugskosten, die wiederum Einfluss auf die maximal zu erzielenden Margen haben. Zum anderen werden durch die Form der Umsetzung die vom Lieferanten zu tragenden Prozesskosten und Risiken beeinflusst.

Der weitere Aufbau des Gutachtens ist daher wie folgt: Kapitel 3 diskutiert die Bandbreite der durch die VNB festgelegten Abwicklungsprozesse. Darauf aufbauend werden in Kapitel 4 die maximal möglichen Margen bestimmt, die unabhängige Lieferanten Erlösen können. Schließlich werden in Kapitel 5 die Prozesskosten und

⁶ Siehe www.landenergie.de

Risiken diskutiert, die das Abwicklungsverfahren nach dem LPuVE Leitfaden mit sich bringt.

Die genannte Hypothese zur Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen wurde bereits in Kapitel 2.2.2 diskutiert.

3 Abwicklungsprozesse für Heizstromkunden und Umsetzung durch die VNB

In diesem Kapitel erfolgt ein Abgleich des im LPuVE Leitfadens beschriebenen Empfehlungen zu Abwicklungsprozessen mit den von den VNB definierten Verfahren anhand einer Stichprobe. Dazu werden zunächst die Empfehlungen des LPuVE Leitfadens genauer analysiert, um die Bandbreite der Ausgestaltungsmöglichkeiten des Verfahrens aufzuzeigen. Anschließend erfolgt die Analyse der Umsetzung durch die VNB und ihre Bewertung.

3.1 ÜBERBLICK ÜBER DIE PROZESSBESCHREIBUNG NACH DEM LPuVE LEITFADEN

Abbildung 1 zeigt einen Überblick über das Abwicklungsverfahren nach dem LPuVE Praxisleitfadens mit eingefügten Kommentierungen zum zeitlichen Ablauf der einzelnen Prozessschritte. Die Nummerierung der Schritte sowie die ergänzenden Elemente mit gestricheltem Rahmen wurden der Originaldarstellung aus dem LPuVE Leitfaden hinzugefügt.

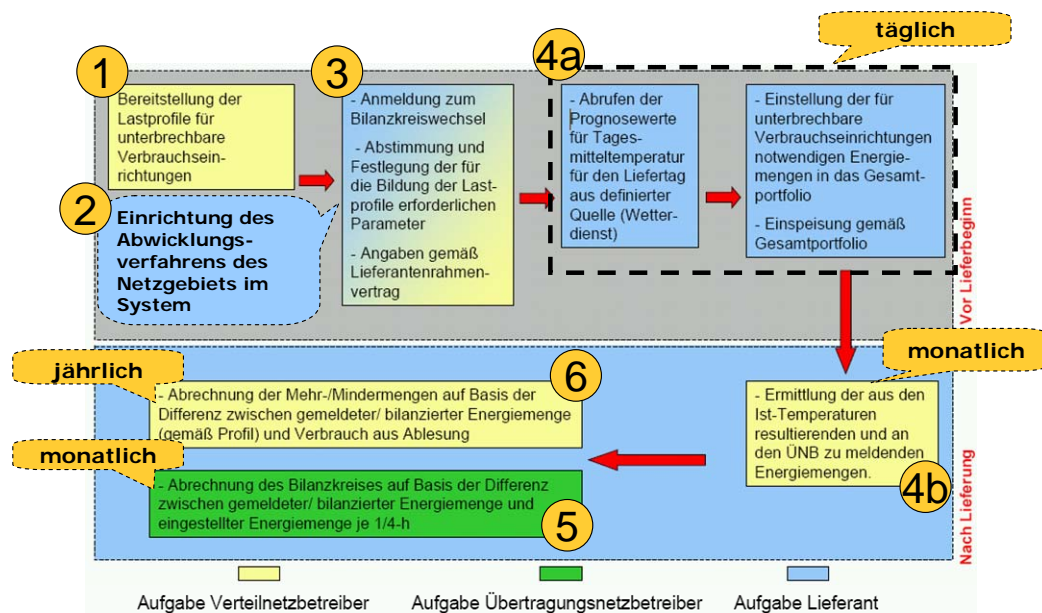


Abbildung 1: Veranschaulichung des Prozesses. Ergänzte Darstellung nach dem LPuVE Leitfaden

Die dargestellten Schritte lassen sich wie folgt gliedern:

1. Bereitstellung der TLP sowie weitere Vorgaben zur Abwicklung von Heizstromkunden durch den VNB.

2. Übernahme der Vorgaben des VNB durch den Lieferanten. Er führt die notwendige Parametrisierung in seinem Abwicklungssystem durch.
3. Kundenspezifischer Austausch und Abgleich von Stammdaten und Verbrauchsdaten zwischen Lieferant und VNB im Rahmen des Lieferantenwechselprozesses [LPuVE Leitfaden, S. 19]
4. a) Tägliche Beschaffung und Belieferung des Kunden auf Grundlage der TLP und der Temperaturprognose durch den Lieferanten.
b) Monatliche Bilanzierung durch den VNB auf Basis der Ist-Temperaturen und Meldung an den ÜNB.
5. Bilanzkreisabrechnung des Lieferanten mit dem ÜNB, Kontrolle der durch den VNB an den ÜNB gelieferten Bilanzierung durch den Lieferanten auf Basis von Ist-Temperaturen.
6. Mehr-/Mindermengenabrechnung mit dem Lieferanten nach erfolgter Jahresablesung des Kunden (Abgleich der abgelesenen Verbrauchsmenge mit der auf Basis der Ist-Temperaturen bilanzierten Entnahme).

Damit erfolgt in den ersten beiden Schritten eine Definition und Kommunikation von grundsätzlichen Parametern des Verfahrens. Schritt 3 enthält Empfehlungen zur Gestaltung der Informationsübergabe im Rahmen des Lieferantenwechselprozesses. Die Schritte 4 bis 6 enthalten Empfehlungen zur täglichen, monatlichen und jährlichen Abwicklung des Lieferprozesses.

3.2 VERÖFFENTLICHUNG DES ABWICKLUNGSVERFAHRENS DURCH DIE VNB

In welchem Umfang Netzbetreiber Einzelheiten zum Abwicklungsverfahren im Internet veröffentlichen und inwieweit sie in ihren Vorgaben zur Abwicklung den Empfehlungen des LPuVE Leitfadens folgen, wurde anhand einer Stichprobe festgestellt. Die Stichprobe umfasst 40 von etwa 900 VNB.⁷

Zur Datenerhebung dienten zunächst die Internetseiten der jeweiligen Netzbetreiber als Informationsgrundlage. Vielfach reichte diese Informationsquelle für die Ermittlung der vollständigen Information über das Abwicklungsverfahren nicht aus. Bei fehlenden oder unplausiblen Daten wurde über E-Mail oder telefonisch mit den Unternehmen Kontakt aufgenommen. Abbildung 2 zeigt, dass fast 60 % der Netzbetreiber Lastprofile und Angaben zum Abwicklungsverfahren nicht auf ihren Webseiten veröffentlichen. Auch nach einer telefonischen Kontaktaufnahme oder einem Erinnerungsschreiben verzögerte sich die Zusendung der Lastprofile zum Teil um mehrere Wochen. Ein Netzbetreiber verweigerte es bis zum Schluss, die angefragten Daten zu übermitteln.⁸

⁷ Die Stichprobenauswahl ist im Anhang beschrieben.

⁸ Die Stichprobe wurde daraufhin um einen weiteren Netzbetreiber ergänzt.

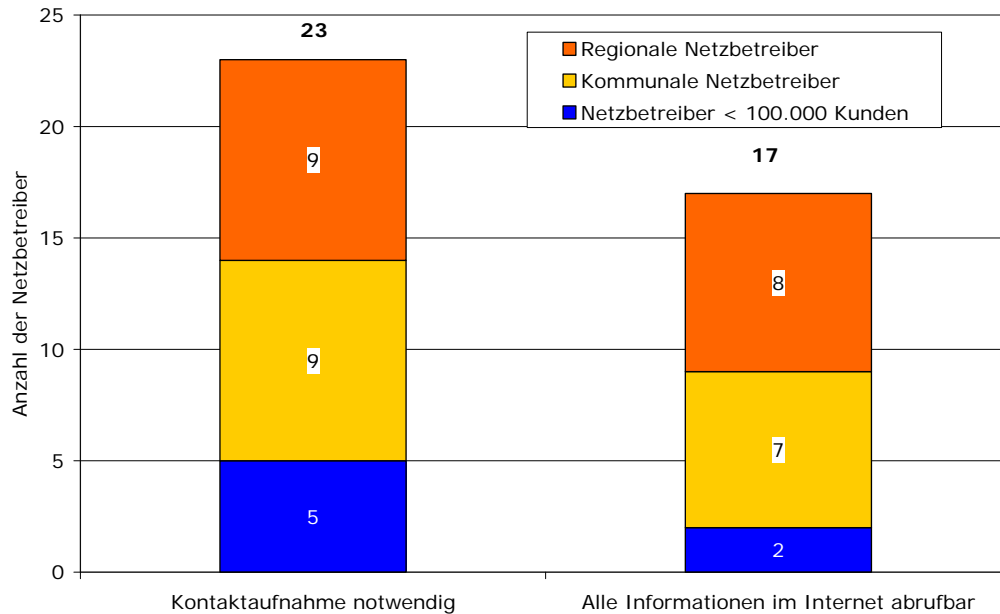


Abbildung 2: Informationsbereitstellung der Netzbetreiber im Internet

Somit kann festgestellt werden, dass die gegenwärtig von den VNB praktizierte Form der Bereitstellung von Informationen zum Abwicklungsverfahren für Lieferanten in den meisten Fällen zu erheblichem Aufwand sowie Zeitverzögerungen führen kann. Gerade bei kleineren Netzbetreibern, bei denen nur ein einziger oder wenige Sachbearbeiter für die Abwicklung zuständig sind, können z.B. durch Krankheit oder Urlaub verursachte Abwesenheiten leicht zu mehrwöchigen Verzögerungen der Abwicklung führen. Diese Art von Verzögerungen sowie der Aufwand der Datenbeschaffung könnte beispielsweise durch eine Veröffentlichungspflicht im Internet vermieden werden.

3.3 BEREITSTELLUNG DER LASTPROFILE

Gemäß der Verfahrensbeschreibung im LPuVE Leitfadens sind vom VNB im Schritt 1 die TLP bereitzustellen sowie die Einzelheiten des Abwicklungsverfahrens festzulegen. Im Einzelnen werden somit die folgenden Parameter definiert:⁹

Empfehlungen des LPuVE Leitfadens zur Bereitstellung von Lastprofilen

Der Netzbetreiber stellt TLP zur Verfügung, in denen Tagesmitteltemperaturen tägliche Leistungsverläufe im Viertelstundenraster zugeordnet werden.

Die Erstellung der TLP erfolgt durch die Netzbetreiber beispielsweise unter Zuhilfenahme der oben genannten Softwaretools. Zu der Frage ob nur ein einziges, aggregiertes Profil zu verwenden ist, oder ob Profile nach unterschiedlichen Anlagen- und Steuerungstypen differenziert veröffentlicht werden sollen, gibt es keine Empfehlung. Somit ist es dem Netzbetreiber freigestellt, eine beliebige Anzahl von TLP zu veröffentlichen, die nach Kriterien wie

- Freischaltzeiten (Beginn und Ende der Freischaltzeiten und Tagnachladungen)
- Steuerungsart (Vor- vs. Rückwärtssteuerung)
- einer räumlichen Abgrenzung (Postleitzahlen)

den Letztverbrauchern zugeordnet werden.

⁹ Die Struktur der Beschreibung folgt [VDN 2004] und [VDN 2004a]

Praxis der VNB

Die von den VNB zur Verfügung gestellten Lastprofile unterscheiden sich erheblich im Hinblick auf

- ihre Abhängigkeit von der Tagestemperatur
- ihre Anzahl pro Netzbetreiber
- ihre Differenzierung nach Regionen und Steuerungsarten.

Von den 40 VNB der Stichprobe stellen nur rund zwei Drittel der Unternehmen temperaturabhängige Profile zur Verfügung (vgl. Abbildung 3). Das verbleibende Drittel nutzt Lastprofile zur Abwicklung der Heizstromkunden, die nicht temperaturabhängig sind, sich jedoch teilweise saisonal unterscheiden.

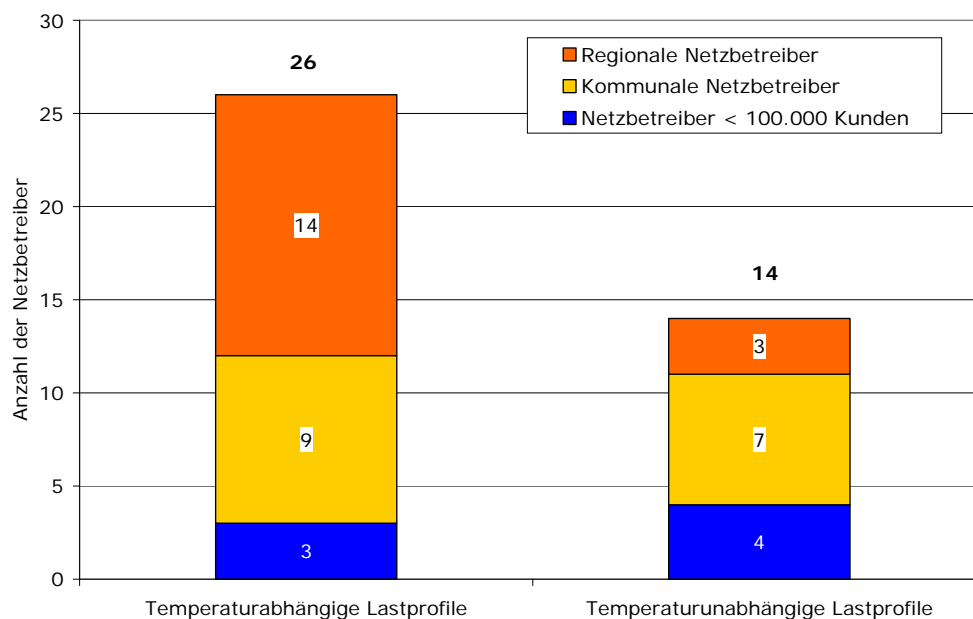


Abbildung 3: Temperaturabhängigkeit der Lastprofile der Netzbetreiber

Abbildung 3 zeigt, dass ein Zusammenhang zwischen der Größe der Netzbetreiber und der Temperaturabhängigkeit der Profile besteht. Die regionalen Netzbetreiber stellen überwiegend temperaturabhängige Lastprofile zur Verfügung.

Nach Gründen für die Bereitstellung von temperaturunabhängigen Lastprofilen in Abweichung von den Empfehlungen des LPuVE Leitfadens befragt, gaben einige VNB an, ihre Heizstromkunden auf Basis von H0-Standardlastprofilen für Haushaltskunden abzuwickeln. Damit spare man sich den erheblichen administrativen und finanziellen Aufwand, der mit TLP verbunden ist. Die Erstellung von temperaturabhängigen Lastprofilen lohne sich in vielen Fällen erst dann, wenn eine ausreichende Kundenanzahl oder Gesamtverbrauchsmenge im Netzgebiet erreicht sei. In einem anderen Fall wurde darauf hingewiesen, dass die Fusion mehrerer Netzgebiete noch nicht abgeschlossen sei und demzufolge auch noch keine temperaturabhängigen Profile für das gesamte Netzgebiet entwickelt werden konnten.

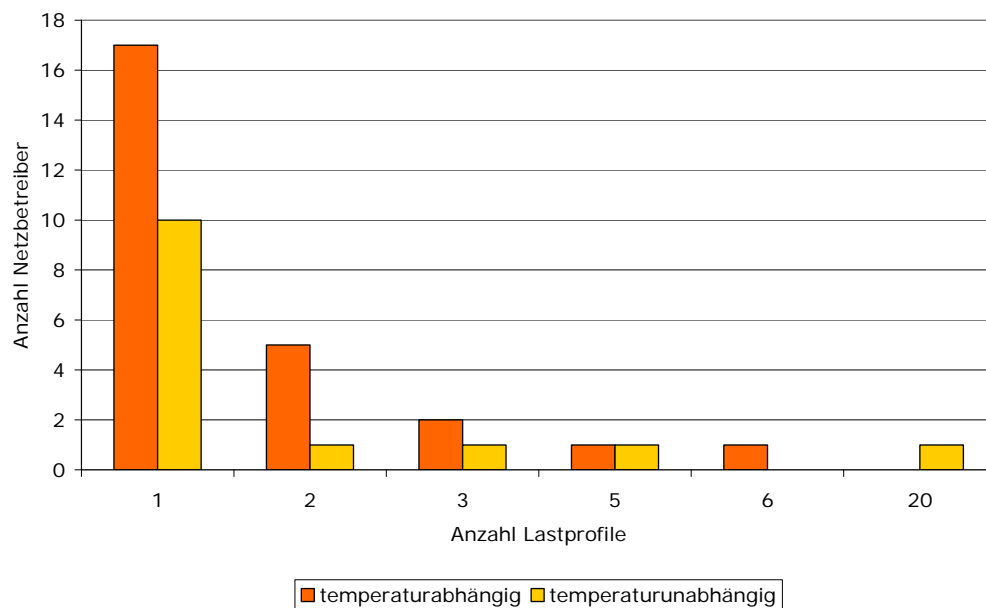


Abbildung 4: Anzahl der veröffentlichten Lastprofile für Nachtspeicherkunden

Abbildung 4 zeigt die Anzahl der veröffentlichten Lastprofile pro Unternehmen an. Etwa ein Drittel der Unternehmen veröffentlicht mehr als ein Lastprofil – ein Unternehmen sogar 20. Werden mehrere TLP veröffentlicht, so werden sie nach Freigabezeiten (z.B. mit und ohne Tagnachladung), dem Standort der Anlage in einer Region oder dem verwendeten Lademodell differenziert.

Für Wärmepumpen stellt sich die Situation anders dar. Nur zehn der 40 Unternehmen veröffentlichen überhaupt ein separates Profil für Wärmepumpen.

Die erhobenen TLP unterscheiden sich in ihrem Verlauf. Auch die Datenformate der Lastprofile sind sehr uneinheitlich. Die Mehrzahl der Netzbetreiber stellt die Daten als Excel-Tabelle zur Verfügung, jedoch ohne einheitliche Formatierung. Andere Netzgesellschaften versenden die Lastprofile im PDF-Format.

Bewertung

Die uneinheitliche Praxis bei der Bereitstellung von TLP sowie die Vielzahl unterschiedlicher Lastprofile bedeutet für unabhängige Lieferanten, die Kunden in verschiedenen Netzgebieten versorgen, die Notwendigkeit für jedes Netzgebiet Konvertierungen von Datenformaten und individuelle Anpassungen der Softwarekonfiguration der Abwicklungssysteme vorzunehmen. Werden mehrere TLP veröffentlicht, so müssen die Lastprofile in der Software nach für jeden Netzbetreiber unterschiedlichen Kriterien den Letztverbrauchern zugeordnet werden. Eine Vielzahl von Profilen und Kriterien führt zu einer größeren Anzahl von Fehlern im Rahmen des Lieferantenwechselprozesses und des laufenden Belieferungsprozesses.

Da die Lastprofile der Heizstromkunden assoziierter Lieferanten im Netzgebiet des assoziierten Netzbetreibers über ein einheitliches Datenformat sowie einheitliche Differenzierungskriterien verfügen, sind die laufenden Abwicklungsprozesse für ihn weniger fehleranfällig. Die gängige Praxis der VNB führt somit zu systematischen Vorteilen der assoziierten Lieferanten bei der Belieferung ihres Kundenstamms gegenüber unabhängigen Lieferanten.

3.4 NORMIERUNGSVERFAHREN FÜR DIE LASTPROFILE

Empfehlungen des LPuVE Leitfadens

Der LPuVE Leitfaden beschreibt zwei Verfahren zur Normierung des Profils.

1. Normierung auf die Temperaturmaßzahl (Einheit des Profils in K/h)
2. Normierung auf 1000 kWh gemäß „Anlage D“ (Einheit des Profils in kW), empfohlen für den Einsatz bei Anwendung des Analytischen Verfahrens

Die Verfahrensweise der *zweiten* Variante ist jedoch im LPuVE Leitfaden sowie im Anwendungshandbuch zu dem Nachrichtentyp UTILMD nicht einheitlich definiert.

- Gemäß der Step-by-step Beschreibung „entsprechend Anhang D“ sowie des LPuVE Leitfadens sollte der Netzbetreiber bei Verwendung eines Vorjahresverbrauchs zur Prognose einen Korrekturfaktor liefern. Dieser ermittelt sich aus dem Verhältnis der Temperaturmaßzahlen des Normierungsjahres und des Abrechnungsjahres des Kunden [VDEW 2004a], [LPuVE Leitfaden 2003]. Unklar bleibt, wer den Korrekturfaktor ermittelt. Der LPuVE Leitfaden schreibt nur vor, dass das Resultat der Korrekturrechnung zwischen VNB und Lieferant abzustimmen ist.
- Nach dem Anwendungshandbuch zu dem Nachrichtentyp UTILMD ist dieses Verfahren als „vereinfachtes Verfahren“ definiert („Typ b“). Im Datenbild „temperaturabhängige Lieferstelle SLP vereinfachtes Verfahren“ ist keine Übermittlung einer tagesparameterabhängigen Profilschar vorgesehen, sondern die Meldung erfolgt mit einer Feldbelegung analog einer normalen Haushaltsstromlieferstelle [VDEW 2007].

Offensichtlich sollte durch die Anlage D des LPuVE Leitfadens ein vereinfachtes Verfahren vorgeschlagen werden, dessen praktische Ausgestaltung jedoch noch unklar ist.

Praxis der VNB

Bei den im Rahmen der Stichprobe erhobenen Lastprofilen finden beide Normierungsverfahren Anwendung. Zusätzlich werden von einigen VNB Erläuterungen veröffentlicht, die sich auf die Verwendung von Datenfeldern im Rahmen des Lieferantenwechselprozesses beziehen. Dabei wird zum Teil noch auf die inzwischen nicht mehr gültigen best-practice Empfehlungen des BMWI Bezug genommen.

Bewertung

Die parallele Anwendung unterschiedlicher Normierungsverfahren für die Lastprofile führt potenziell zu einem höheren Aufwand bei der Umsetzung des Lieferantenwechsels und insbesondere zu einer höheren Fehlerquote als die Anwendung eines einheitlichen Verfahrens. Dies gilt insbesondere bei den unklaren Verantwortlichkeiten bezüglich der Bestimmung des Korrekturfaktors der Normierungsvorschrift.

Der Verweis einiger VNB auf veraltete Empfehlungen zum Lieferantenwechsel und die bestehenden Unklarheiten bezüglich der Verwendung des UTILMD Datenformates im Zusammenhang mit dem Lieferantenwechsel von Heizstromkunden machen den Bedarf nach einer konsistenten Regelung dieser Frage deutlich. Im Detail zu prüfen wäre, ob eine einheitliche Normierungsvorschrift verwendet werden kann.

3.5 FESTLEGUNG DER TEMPERATURMESSSTELLE(N)

Empfehlungen des LPuVE Leitfadens

Nach Empfehlungen des LPuVE Leitfadens legt der VNB mindestens eine bilanzierungsrelevante Temperaturmessstelle fest, die für das Netzgebiet relevant ist.

Weiterhin werden die folgenden drei Vorschriften für die Berechnung von Temperaturparametern festgelegt:

1. Berechnungsvorschrift für das Tagesmittel der Außentemperatur (Tagesmitteltemperatur):

Im LPuVe Leitfaden werden zwei verschiedene Berechnungsvorschriften für das Tagesmittel der Außentemperatur vorgeschlagen. Die Berechnung kann erfolgen

- durch die Mittlung der 24 Stundentemperaturen
- aus Lufttemperaturmessungen um 7, 14 und 21 Uhr (letzte Messung doppelt gewichtet)

2. Berechnungsvorschrift für die „Äquivalente Tagesmitteltemperatur“:

Um die Trägheit von Heizungssystemen abzubilden, kann die Temperatur eine gewichtete Temperatur der Temperaturen des Prognostages und Vergangenheitswerten sein. Von daher ist eine Verarbeitung von Ist-Temperaturen für die Lieferanten notwendig.

3. Bezugstemperatur und Begrenzungskonstante

Zur Ermittlung des Energieverbrauchs des Letztkunden über einen bestimmten Zeitraum wird analog der Verwendung von Heizgradtage eine Temperaturmaßzahl gebildet. Diese ist der Betrag der Differenz einer festzulegenden Bezugstemperatur (üblicherweise 17°C und der jeweiligen Tagesmitteltemperatur). Die Bezugstemperatur kann vom Netzbetreiber festgelegt werden. Weiterhin kann der Fall definiert werden, dass auch oberhalb der Bezugstemperatur eingespeist werden muss (Begrenzungskonstante = 1).

Schließlich empfiehlt der LPuVE Leitfaden im Rahmen des Lieferantenwechsels entweder die berechneten Temperaturmaßzahlen zu übermitteln oder die Ist-Werte zu veröffentlichen, auf dessen Basis die Temperaturmaßzahlen vom Lieferanten berechnet werden können.

Praxis der VNB

Die überwiegende Anzahl der von den VNB angegebenen Temperaturmessstellen werden von zwei externen Dienstleistungsunternehmen betrieben (Deutscher Wetterdienst, Meteomedia AG). Die überwiegende Zahl der Netzbetreiber hat die Temperaturmessstelle des Deutschen Wetterdienstes angegeben, drei Netzbetreiber Messstellen der Meteomedia AG. In einem einzigen Fall wurde die Temperaturmessstelle einer Universität als Referenzmessstelle definiert. Bei räumlich ausgedehnten Netzgebieten sind teilweise mehrere Temperaturmessstellen (bis zu acht) angegeben. Die Zuordnung einer Entnahmestelle zu einer Klimazone erfolgt in der Regel anhand der Postleitzahl der Entnahmestelle. Bezüglich der Berechnungsvorschriften der Temperaturparameter kann festgehalten werden, dass von den VNB die beschriebenen Varianten ausgenutzt werden und somit eine Vielzahl von Berechnungsvorschriften vorliegt. Einige VNB veröffentlichen Ist-Temperaturwerte der Vergangenheit auf ihrer Internetseite. Andere VNB verweisen lediglich auf das entsprechende Angebot des Dienstleisters.

Bewertung

Der LPuVE Leitfaden enthält keine Informationen darüber, welche Implikationen die Wahl der einen oder anderen Berechnungsvorschrift für die Temperaturparameter hat. Die Verantwortlichkeit für die Berechnung der Temperaturmaßzahlen ist ebenso wenig definiert. Festzuhalten ist daher, dass eine Vielzahl der möglichen und in der Praxis durch die VNB definierten Prozessvarianten einen höheren Abwicklungsaufwand durch die Lieferanten bedingt. Auch hier gilt, dass unabhängige Lieferanten einen

höheren Aufwand für die Belieferung eines neuen Kundenstamms haben werden, als assoziierte Lieferanten bei der Belieferung ihres bestehenden Kundenstamms.

3.6 WEITERE VERFAHRENSVORSCHRIFTEN

Festlegung der Vorgehensweise bei gemeinsamer Messung

Der LPuVE Leitfaden enthält keine besonderen Empfehlungen für die Vorgehensweise bei gemeinsamer Messung des Heizstrom- und Haushaltsstromverbrauchs. Er empfiehlt eine Aufteilung des Messergebnisses „gemäß dem beim VNB üblichen Verfahren“.

Die Praxis der VNB der Stichprobe zeigt unterschiedliche Vorgehensweisen. Teilweise verlangen Netzbetreiber den Umbau der Messeinrichtungen zur Trennung der Messung, bevor ein Lieferantenwechsel möglich ist. In anderen Fällen werden Verfahrensvorschriften für die Verbrauchsaufteilung gegeben. Andere Netzbetreiber veröffentlichen spezielle Lastprofile für den Fall gemeinsamer Messung.

Anpassung des Lieferantenrahmenvertrages

Der LPuVE Leitfaden empfiehlt, die Bedingungen zur Belieferung von Heizstromkunden (d.h. die Ausprägungen der o.g. Verfahrensvarianten) in den Lieferantenrahmenvertrag zu integrieren.

Diese Empfehlung wird von den VNB nur teilweise umgesetzt. So werden von einigen VNB Ergänzungen zum Lieferantenrahmenvertrag veröffentlicht. Andere Netzbetreiber erläutern die Bedingungen auf ihrer Internetseite, ohne auf notwendige Anpassungen des Lieferantenrahmenvertrages zu verweisen.

3.7 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Empfehlungen LPuVE Leitfadens zur Gestaltung des Abwicklungsverfahrens für Lieferantenwechsel und Belieferung von Heizstromkunden enthalten zahlreiche Abwicklungsvarianten. Auch sind Verantwortlichkeiten nicht durchgängig festgelegt. Bei der Untersuchung der von den VNB definierten Abwicklungsverfahren wurde festgestellt, dass ein Drittel der untersuchten Netzbetreiber temperaturunabhängige Lastprofile verwendet und somit die Empfehlungen des LPuVE Leitfadens nicht berücksichtigen. Lässt man die regionalen VNB in der Betrachtung außen vor, so ergeben sich sogar etwa gleiche Anteile VNB mit temperaturabhängigen und temperaturunabhängigen Lastprofilen. Dies ist ein Indiz dafür, dass eine Reihe von VNB die Vorzüge eines vereinfachten Abwicklungsverfahrens mit temperaturunabhängigen Lastprofilen höher gewichten als die zusätzliche Genauigkeit der prognostizierten Lastverläufe, die mit TLP einhergeht.

Die VNB, die TLP veröffentlichen, nutzen die Bandbreite der vom LPuVE Leitfaden definierten Abwicklungsvarianten voll aus. Somit werden unabhängige Lieferanten mit einer Vielzahl von Abwicklungsvarianten konfrontiert, die für sie einen höheren Abwicklungsaufwand bedeutet, als der Aufwand, den die assoziierten Lieferanten der Netzbetreiber für die Belieferung ihres Kundenstammes tragen müssen.

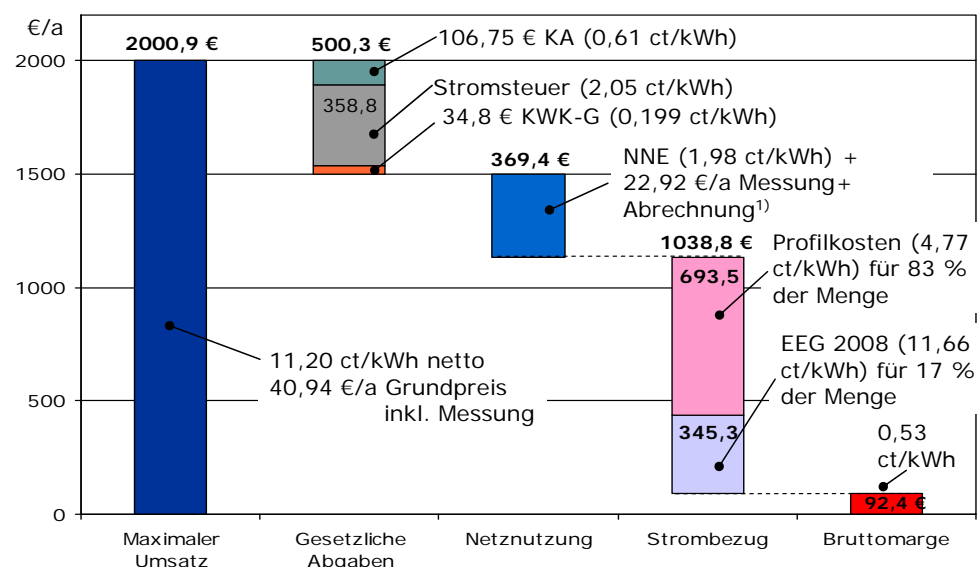
Weiterhin wurden unbestimmte Verantwortlichkeiten für die Datenübermittlung im Rahmen des Lieferantenwechselprozesses sowie Unklarheiten bei der Umsetzung des Prozesses für Heizstromkunden in das Nachrichtenformat UTILMD festgestellt. Aus diesen Unklarheiten ergibt sich die Notwendigkeit weiterer Abstimmungsprozesse und somit zusätzlicher Kosten für Lieferanten.

4 Ermittlung von Brutto-Deckungsbeiträgen

4.1 METHODIK UND ANNAHMEN DER DECKUNGSBEITRAGSRECHNUNG

Die Ermittlung von Brutto-Deckungsbeiträgen (auch als Bruttomargen bezeichnet) dient zur Veranschaulichung, welche jährliche Bruttomarge durch einen alternativen Lieferanten von einem typischen Heizstromkunden voraussichtlich maximal erlöst werden kann. Es handelt sich somit **nicht** um eine Vergangenheitsbetrachtung („welche Margen wären unter Anwendung der historischen Preise, Tarife und Abgaben erlösbar gewesen?“), sondern um eine Zukunftsbetrachtung. Sie nimmt damit die Perspektive eines potenziellen Anbieters auf diesem Markt ein. Sie vernachlässigt zunächst alle Prozess- und Vertriebskosten.

Abbildung 5 veranschaulicht die in dieser Untersuchung angewandte Methodik für die Ermittlung von Bruttomargen anhand eines Beispiels für ein Lastprofil ohne Tagnachladung und einen Jahresverbrauch von 17.500 kWh. Die Einzelpositionen werden nachfolgend besprochen.



1) Die Netznutzungsentgelte im Schwachlasttarif enthalten keinen Grundpreis

Abbildung 5: Methodik der Deckungsbeitragsrechnung (Betrachtung ohne Mehrwertsteuer)

Maximaler Umsatz

Ausgangspunkt der Berechnung sind die veröffentlichten Tarife eines Lieferanten und ein mittlerer Energieverbrauch eines Kunden. Es wird angenommen, dass ein unabhängiger Lieferant maximal den vom bisherigen Lieferanten angewendeten Tarif Erlösen kann. Der Jahresenergieverbrauch multipliziert mit dem Tarif und unter

Berücksichtigung von Grundpreisen ist somit der maximal erzielbare Jahresumsatz pro Kunde. Praktisch ist jedoch eine Preisdifferenz erforderlich, um Kunden zum Wechsel zu motivieren. Der maximale Umsatz wird in Abbildung 5 in der linken Säule dargestellt und beträgt etwa 2.000 €. Er berechnet sich aus dem angenommenen Jahresverbrauch von 17.500 kWh, multipliziert mit dem derzeit veröffentlichten Tarif für Nachtspeicherheizungen von 11,20 ct/kWh zuzüglich dem jährlichen Grundpreis inkl. Messung in Höhe von 40,94 €

Gesetzliche Abgaben

Vom Umsatz sind die gesetzlichen Abgaben in Abzug zu bringen:

- die Konzessionsabgabe (die Obergrenze für einen Schwachlasttarif beträgt gemäß § 2 Abs. 2 Konzessionsabgabenverordnung 0,61 ct/kWh),
- die gesetzliche Stromsteuer (mit Wirkung vom 1. Januar 2007 wurde der Steuersatz für Heizstrom auf 2,05 ct/kWh erhöht),
- die Abgaben gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (0,199 ct/kWh für 2008, gemäß Angabe des BDEW).

Netznutzung

Für Heizstromanwendungen werden von den VNB oft spezielle Netznutzungsentgelte (NNE) festgelegt. Die NNE sowie der Grundpreis für Messung und Abrechnung werden hier in Ansatz gebracht.

Strombezug

Da die Betrachtung in die Zukunft gerichtet ist, werden die von Marktteilnehmern erwarteten zukünftigen Preise für den Strombezug der Lieferanten zugrunde gelegt. Die Vorgehensweise für die Ermittlung der Strombezugskosten ist in Abbildung 6 dargestellt.

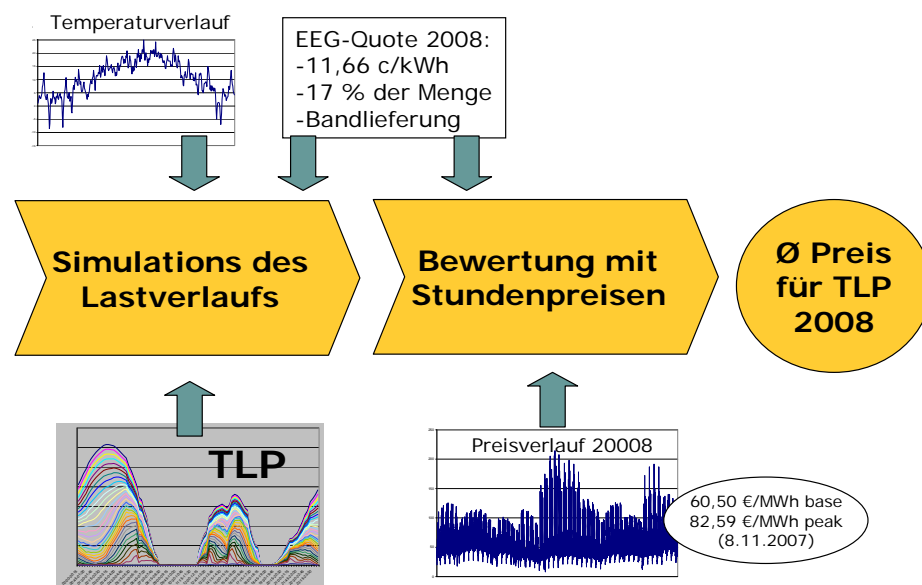


Abbildung 6: Vorgehensweise für die Ermittlung des Strombezugspreises

Im ersten Schritt wird der Lastverlauf über das Jahr simuliert. Dazu wird ein angenommener Temperaturverlauf mit dem temperaturabhängigen Lastprofil bewertet.

Der Temperaturverlauf wird als stochastischer Prozess gemäß [Borchert 2003, S. 88 und S. 102] modelliert. Somit können beliebig viele Temperaturverläufe mit typischen Parametern verschiedener Regionen in Deutschland simuliert werden.

Über den Temperaturverlauf wird anschließend das temperaturabhängige Lastprofil über das Jahr ausgerollt. Für jede Viertelstunde des Jahres steht somit ein Leistungswert fest.

Die Bewertung des Lastprofils erfolgt über eine stündliche Forwardkurve des Börsenpreises für das Jahr 2008 (Hourly Forward Curve – HFC). Es handelt sich dabei um eine synthetische Forwardkurve für jede Stunde des Jahres 2008. Sie wird ermittelt, indem die zu einem Zeitpunkt existierenden Forwardprodukte für das Jahr 2008 mit einer typischen Tages- und Wochenstruktur der EEX-Spotpreise parametrisiert werden. Für diese Untersuchung wurden die an der EEX ermittelten Forward-Preise für das Jahr 2008 am 8. November 2007 als Grundlage der Berechnung der HFC verwendet. Für die Bewertung des viertelstündigen Lastprofils mit der stündlich aufgelösten HFC wird das Lastprofil auf Stundenwerte aggregiert. Anschließend wird der Durchschnittspreis des Lastprofils ermittelt.

Als nächster Schritt folgt die Berücksichtigung der EEG-Quote. Nach Angaben des BDEW sind im Jahr 2008 voraussichtlich 11,66 ct/kWh für einen Anteil von 16,92 % der Lieferung an Letztverbraucher zu zahlen. Die Lieferung der EEG-Quote erfolgt als Bandlieferung. Bei der Belieferung von Heizstromkunden, die überwiegend zu Niedertarifzeiten Strom abnehmen, wird über das EEG-Band Tagstrom geliefert, der nicht benötigt wird. Daher kann der Taganteil veräußert bzw. zur Belieferung anderer Kunden eingesetzt werden. Da die Tagesstunden vergleichsweise teurere Stunden als die Nachtstunden sind, ist die Erhöhung der Bezugskosten von Nachtstromkunden durch die EEG-Quote geringer als bei der Belieferung gewöhnlicher Haushaltskunden. Je nach Nachtspeicherprofil beträgt der Aufschlag 8,2 bis 9 €/MWh. Im Folgenden wird einheitlich ein EEG-bedingter Aufschlag auf die Bezugskosten von 9 €/MWh bzw. 0,9 ct/kWh angenommen.

Das beschriebene Verfahren beinhaltet in einigen Bereichen Vereinfachungen und Annahmen:

- Der Temperaturverlauf ist eine stochastische Größe, dessen Jahresverlauf nur eingeschränkt vorhergesagt werden kann. Insbesondere schwankt die jährliche Summe der Absatzmenge in Abhängigkeit von der Summe der täglichen Temperaturdifferenzen zur Heizgrenze (Heizgradtage). In den vergangenen zehn Jahren gab es zwischen sehr kalten und sehr warmen Jahren Schwankungen im Heizenergieverbrauch in der Größenordnung von 20 %.¹⁰
- Die existierende Korrelation zwischen Tagestemperaturen und den Börsenpreisen wird nicht abgebildet.
- Bieten Lieferanten mehrere Tarife und Lastprofile an, wird der günstigste Liefervertrag bzw. Lastprofil ausgewählt.
- Aufschläge für Risiken werden erst im Rahmen der Prozesskostenrechnung im folgenden Kapitel analysiert.

Bei der Betrachtung wird grundsätzlich eine konservative kaufmännische Sichtweise angenommen. Dies bedeutet, dass bei der Berechnung der Deckungsbeiträge untere Grenzen für die Tarife (als potenzielle Einnahmen) und obere Grenzen für die Kostenpositionen ausgegangen angenommen werden.

Erhebung der Heizstromtarife

Parallel zur Datenerhebung bei den VNB wurden die Arbeitspreise und Grundpreise bei den assoziierten Lieferanten abgefragt.¹¹ Die überwiegende Anzahl der Preise für

¹⁰ Auswertung von Gradtagszahlen aus dem Excel Werkzeug „Klimadaten deutscher Stationen“ des Instituts für Wohnen und Umwelt, Mai 2007.

¹¹ Zur Auswahl der assoziierten Lieferanten siehe Beschreibung im Anhang.

Heizstrom werden auf den Webseiten der Lieferanten als separates Produkt im Privatkundensegment veröffentlicht. Insgesamt 27 von 40 Lieferanten also fast 70 % der Lieferanten in der Stichprobe nutzen das Internet als Veröffentlichungsmedium. In Abbildung 7 sind die Ergebnisse der Veröffentlichungspraxis zusammengefasst.

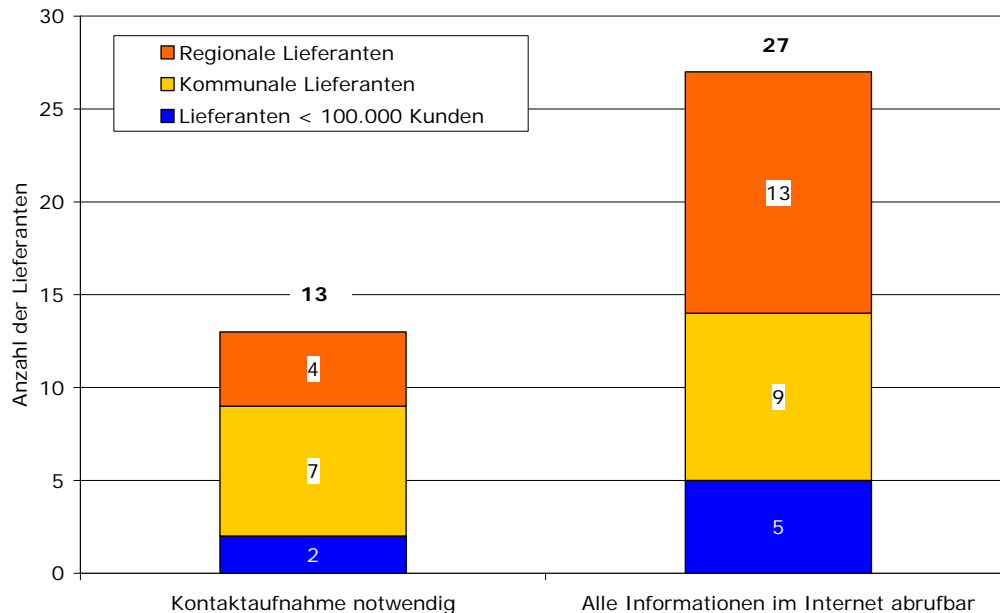


Abbildung 7: Veröffentlichungspraxis der Endverbraucherpreise für Heizstromkunden

Es fällt auf, dass fast 50 % der kommunalen Lieferanten keine Preise im Internet veröffentlichen. Einige Lieferanten benötigten bis zu 2 Wochen, um auf die Anfrage zu reagieren. Dieser Umstand deutet darauf hin, dass keine aktive Bewerbung von Heizstromkunden betrieben wird, da das Segment nicht als attraktiv gilt.

4.2 ERGEBNISSE DER DATENERHEBUNG

Strombezugskosten

Bei der Bewertung der veröffentlichten Lastprofile mit Temperaturdaten und der HFC ergibt sich eine Bandbreite von Strombezugskosten, die abhängig von der Struktur des Lastprofils sowie des jährlichen Temperaturverlaufs ist. Abbildung 8 veranschaulicht diese Bandbreite. Sie zeigt, dass für temperaturabhängige Lastprofile ohne Tagnachladung Preise im Bereich von 38 bis 48 €/MWh vorhergesagt werden. Für Profile mit Tagnachladung liegen die Strompreise um ca. 5-7 €/MWh höher. Die temperaturunabhängigen Profile decken ein ähnliches Spektrum ab. Zum Vergleich ist in Abbildung 8 rechts der Strombezugspreis für das Haushaltsprofil H0 aufgeführt.

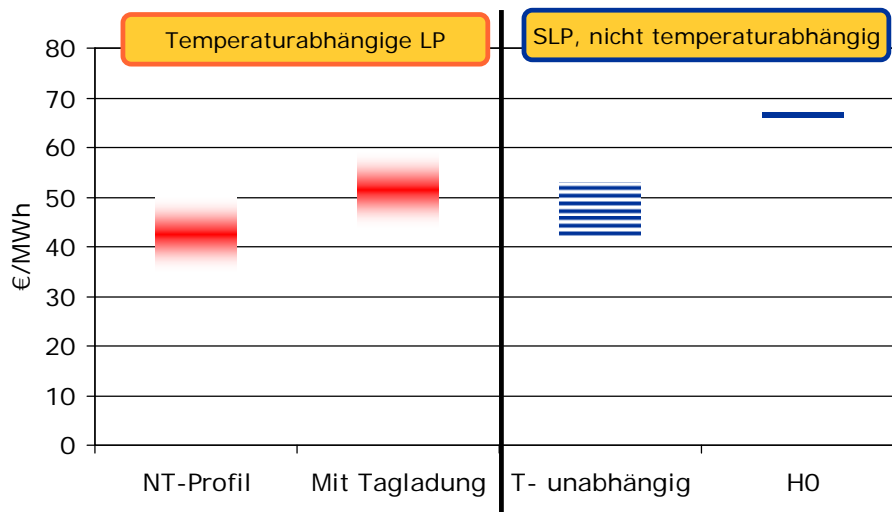


Abbildung 8: Erwartete Strombezugspreise 2008 für Lastprofile von Nachtspeicherheizungen

Für die Beschaffungskosten werden in der folgenden Rechnung für die Profile mit Tagnachladung ein Wert von 48 €/MWh angesetzt – für die Profile ohne Tagnachladung 44 €/MWh (entspricht 4,8 bzw. 4,4 ct/kWh).

Veröffentlichte Heizstromtarife

Die meisten Lieferanten der Stichprobe (fast 90 %) bieten einen Doppeltarif an. Hier werden über einen Doppeltarifzähler Energiemengen zum Niedertarif (meist 22:00 bis 6:00) getrennt von den gelieferten Energiemengen in den übrigen Stunden (Hochtarif) erfasst.

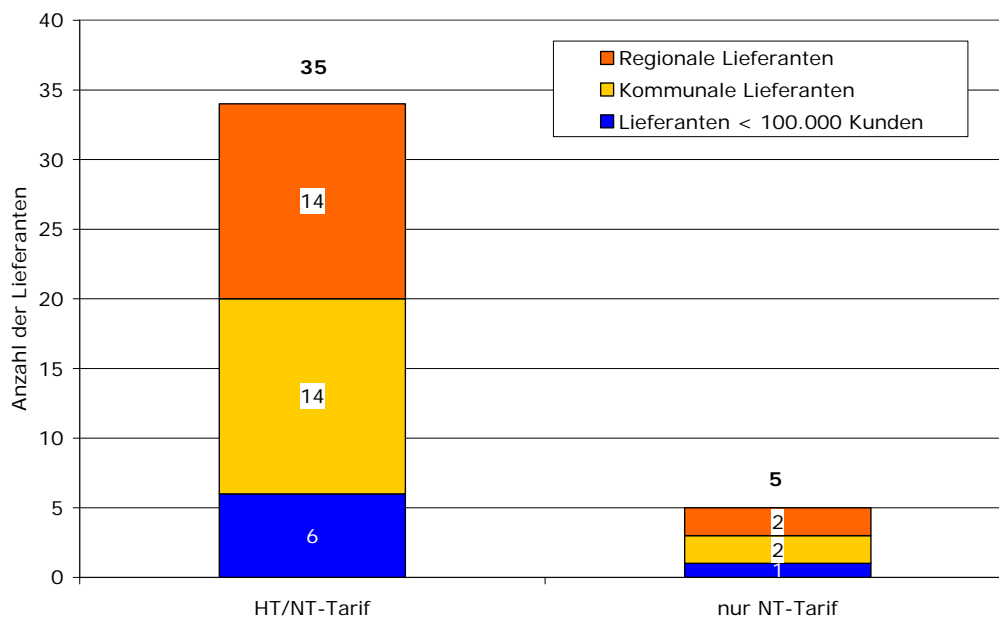


Abbildung 9: Angebotene Tarifmodelle

In diesem Gutachten werden für die Ermittlung der Bruttomargen bevorzugt die Doppeltarife ausgewertet. Eine Voranalyse hat ergeben, dass Doppeltarife gegenüber reinen NT Tarifen in der Regel zu niedrigeren Gesamtkosten führen. Somit bilden für unabhängige Lieferanten die Doppeltarife den zu unterbietenden Tarif.

Die Lieferanten bieten für Heizstromkunden sogenannte Sondervereinbarungen oder Sondertarife an. In der Analyse zeigt sich, dass knapp die Hälfte der Lieferanten im Januar/Februar 2007 Preisanpassungen bei Heizstromkunden vorgenommen haben. Zum folgenden Jahreswechsel 2007/2008 wurden von 19 der 40 Lieferanten der Stichprobe die Preise erhöht. Bei den Lieferanten, die Preiserhöhungen vornahmen, lagen die Erhöhungen im Bereich zwischen 0,8 und 1,6 ct/kWh.

Abbildung 10 zeigt die Bandbreite der Tarife für die untersuchten Lieferanten. Die veröffentlichten Tarife wurden um Konzessionsabgaben, Stromsteuer, KWK-G Umlage sowie Mehrwertsteuer bereinigt. Um die unterschiedliche Preisstrukturen (Verhältnisse zwischen Arbeitspreis und Grundpreis) vergleichbar zu machen, wurde der Grundpreis durch eine Energiemenge von 17.500 kWh/a geteilt und zu dem Arbeitspreis addiert. Es zeigt sich hier eine erhebliche Bandbreite der Nettotarife mit einer Differenz zwischen den extremen Tarifen von 4,26 ct/kWh. Der Durchschnittstarif beträgt 7,67 ct/kWh.

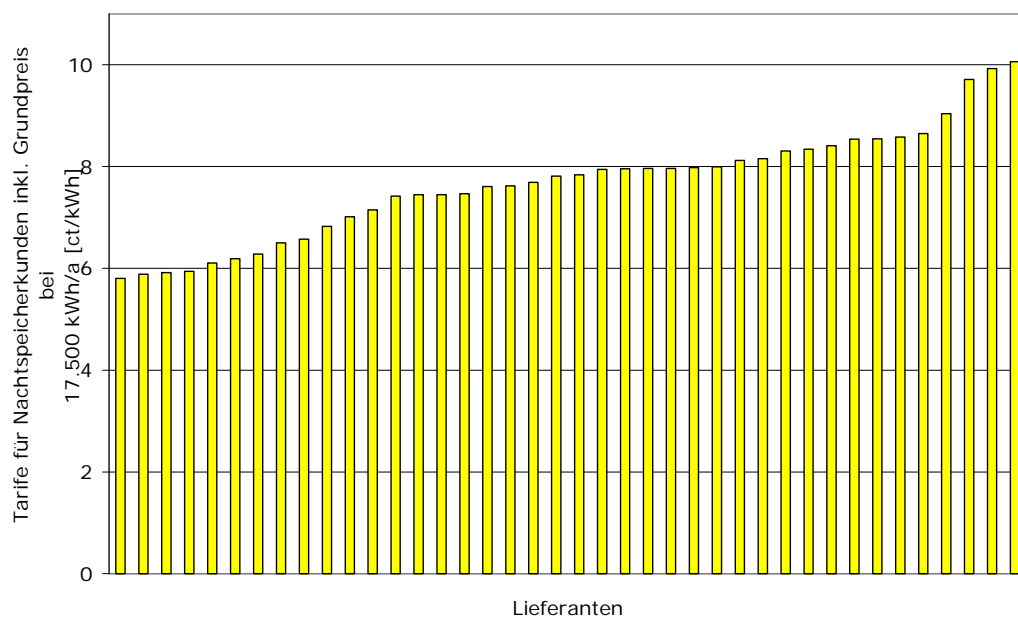


Abbildung 10: Tarife für Nachspeicherkunden inkl. Grundpreis bei 17.500 kWh Jahresverbrauch, ohne Steuern und Abgaben

Anwendbare Netznutzungsentgelte für Heizstromkunden

Abbildung 11 zeigt die anwendbaren, von den VNB veröffentlichten Netznutzungsentgelte.

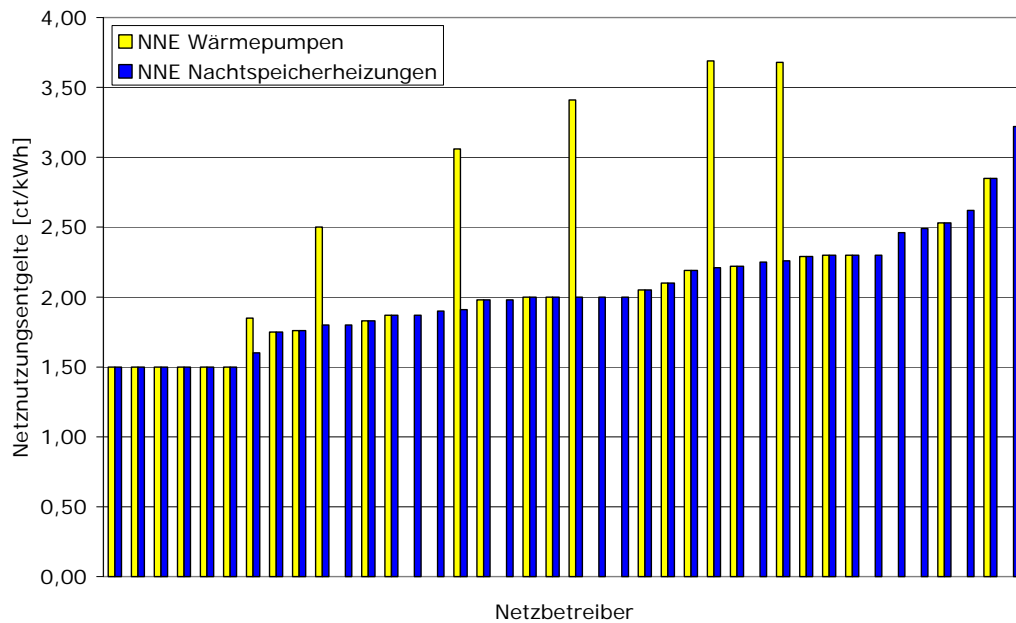


Abbildung 11: Netznutzungsentgelte für Heizstromkunden

Die Abbildung zeigt, dass die Bandbreite der NNE von 1,50 ct/kWh bis über 3 ct/kWh reicht. Die Mehrzahl der NNE liegt im Bereich von 1,5 bis 2,5 ct/kWh. Weiterhin zeigt sich, dass bis auf wenige Ausnahmen die NNE für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen identisch sind. Elf der 40 Unternehmen haben keine speziellen NNE für Wärmepumpen veröffentlicht. Die nachfolgenden Auswertungen fokussieren sich daher auf die Nachtspeicherheizungen.

Resultierende Bruttomargen

Die resultierenden Bruttomargen sind in aufsteigend sortierter Reihenfolge in Abbildung 12 aufgetragen. Die Werte der Abbildung können als spezifische Bruttomarge in ct/kWh oder als jährliche Marge bei einem Verbrauchsfall von 17.500 kWh/a interpretiert werden.

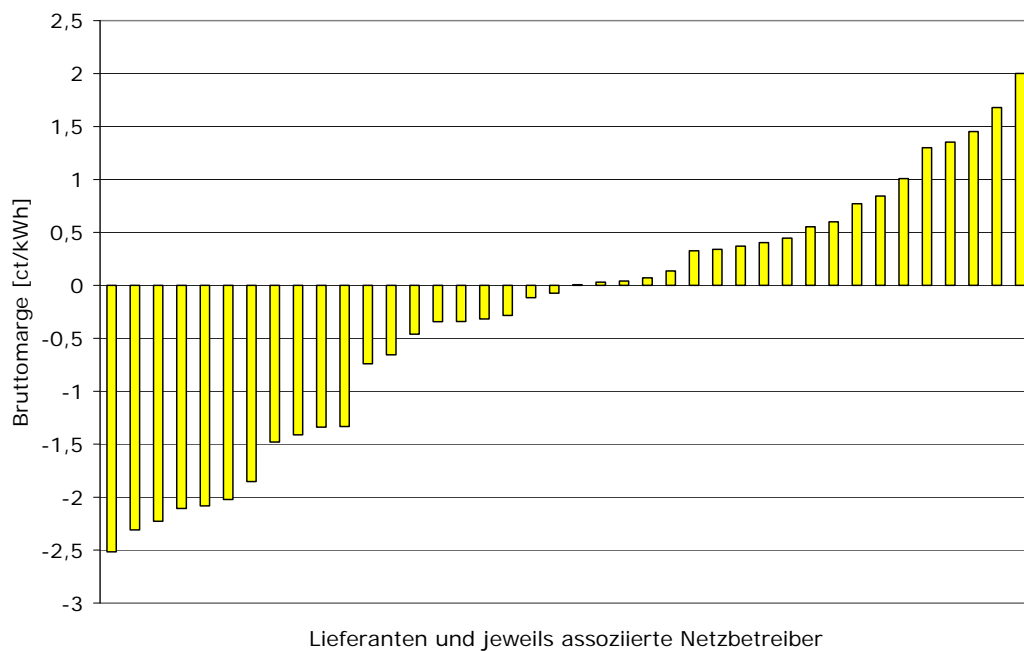


Abbildung 12: Resultierende Bruttomargen in ct/kWh und jährliche Summe bei einem Jahresverbrauch von 17.500 kWh.

Auffälligstes Ergebnis der Analyse ist, dass die resultierenden Bruttomargen zur Hälfte negativ sind. Dies bedeutet, dass für alternative Anbieter keine Deckungsbeiträge zur Deckung von Vertriebs- und Prozesskosten sowie zur Erzielung von Gewinnen zur Verfügung stehen. Gleichzeitig bedeutet dies, dass diese Kunden unternehmensintern eine Quersubventionierung erhalten.

Weiterhin zeigt sich eine erhebliche Bandbreite der Bruttomargen. Werden die Extremfälle ausgespart, so bewegen sich die Bruttomargen in einer Bandbreite von rund 4 ct/kWh bzw. 700 €/a.

Mögliche Erklärungen für die negativen Deckungsbeiträge sind nicht hinreichende Preisanpassungen als Reaktion auf die Änderung der Preisstruktur im liberalisierten Strommarkt sowie auf die Erhöhungen der Großhandels-Elektrizitätspreise der vergangenen Jahre. Typische Vollversorgungsverträge, die Weiterverteilungsunternehmen in der Vergangenheit mit ihren Vorlieferanten geschlossen hatten, waren nach Leistungs- und Arbeitspreis differenziert. Ein fester Leistungspreis wurde für eine bereitgestellte Abnahmeleistung gezahlt, dessen Überschreitung Pönalen nach sich zog. Da sich ein Teil des Stromentgeltes auf den Leistungspreis bezog, waren die Arbeitspreise relativ gering und entsprachen den variablen Kosten der eingesetzten Kraftwerke. Heizstromtarife wurden so kalkuliert, dass dieser Arbeitspreis weitergereicht wurde, während der Leistungspreis überwiegend auf Verbraucher umgelegt wurde, die Leistungsspitzen verursachten.

Im liberalisierten Elektrizitätsmarkt erfolgt die Preisbildung jedoch in der Regel in Form von reinen Arbeitspreisen, die sich wiederum an den Grenzkosten des Systems orientieren. Wird der neue Preisbildungsmechanismus auf die Kunden weiter übertragen, folgt insbesondere für die Heizstromkunden die Notwendigkeit von Preisanpassungen.

4.3 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Untersuchung stützt die von Marktteilnehmern vertretene Hypothese, dass auf dem Markt für Heizstrom keine ausreichenden Bruttomargen erzielbar sind. Allerdings weisen die Bruttomargen eine große Bandbreite auf, die vor allem durch eine große Bandbreite von Tarifen erklärt werden kann. Bei etwa der Hälfte der untersuchten Lieferanten sind jedoch Bruttomargen erzielbar. Bei einem Viertel der Lieferanten liegt unter den gewählten Randbedingungen die jährliche Marge oberhalb von 90 € sodass mit einer Strategie der gezielten Auswahl der Marktregionen mit attraktiven Bruttomargen durch unabhängige Anbieter Wettbewerb entstehen müsste. Voraussetzung ist, dass diese Bruttomargen ausreichend sind, um Prozess- und Vertriebskosten zu decken. Dies wird im folgenden Kapitel geprüft. Auch nach den erfolgten Preiserhöhungen zum Jahreswechsel 2007/2008 werden nach den Angaben einiger Lieferanten im Laufe des Jahres 2008 weitere Preiserhöhungen durchgeführt. Setzt sich der bereits beobachtete Trend fort und werden diese Preiserhöhungen durchgesetzt, hat dies unmittelbare Wirkung auf die erzielbaren Bruttomargen. Bei einer durchgängigen Erhöhung um 1,5 ct/kWh würden bei über drei Viertel der Unternehmen positive Bruttomargen zu erzielen sein.

5 Analyse von Prozesskosten und Abwicklungsrisiken

In diesem Kapitel wird geprüft, welchen Einfluss das Abwicklungsverfahren von Heizstromkunden gemäß LPuVE Leitfadens auf die Wettbewerbssituation im Marktsegment für Heizstrom hat.

Die Empfehlungen des LPuVE Leitfadens beziehen sich auf die im Kapitel 3 vorgestellten Prozesse, die im Massenkundengeschäft hochgradig automatisiert ablaufen. Ein hoher Automatisierungsgrad bedingt eine hohe IT-Unterstützung mit hohen Fixkosten und geringen variablen Kosten. Um Fixkosten adäquat berücksichtigen zu können, ist eine mehrperiodige Betrachtung erforderlich. Sie wird hier in Form eines „business case“ vorgenommen, der die Perspektive eines unabhängigen Lieferanten einnimmt, der in den Markt für Heizstrom eintreten will.

5.1 METHODIK UND ANNAHMEN

Zur Untersuchung der Auswirkungen der Empfehlungen des LPuVE Leitfadens auf die von unabhängigen Lieferanten zu tragenden Kosten und Risiken wird das vorgeschlagene Abwicklungsverfahren in ein Kostenmodell umgesetzt. Da dieses Abwicklungsverfahren in der Praxis kaum praktiziert wird (vgl. Kapitel 2.4), beruhen die nachfolgenden Kostenangaben zwangsläufig auf groben Abschätzungen.

Folgende Annahmen werden bei der Berechnung unterstellt:

Zinssatz	10 %
Mittlere Kundenbindungsdauer und Betrachtungsdauer	5 Jahre
Stundensatz interne Mitarbeiter	45 €/h
Tagessatz externer IT-Berater	1200 €/d
Anzahl Netzgebiete	10

Mit der Limitierung der Anzahl der Netzgebiete auf 10 wird eine Strategie der gezielten Auswahl der attraktiven Marktregionen durch unabhängige Lieferanten unterstellt.

5.2 PROZESSBESCHREIBUNG DES ABWICKLUNGSVERFAHRENS

Tabelle 1 zeigt ein Prozesskostenmodell für Unternehmensprozesse, die aus Lieferantensicht für die Abwicklung von Heizstromkunden **zusätzlich** zu den üblichen Abwicklungsprozessen für Haushaltskunden notwendig sind. Abwicklungsprozesse für Haushaltskunden wie Einlesen von Zählwerten, Abrechnung, Zahlungsabwicklung etc. werden summarisch in Prozess 8.2 mit einem jährlichen Betrag von 30 €/Kunde berücksichtigt. Dieser Wert beinhaltet auch die anteiligen Kosten des Lieferantenwechsels, der einmal pro mittlere Kundenbindungsdauer durchgeführt wird. Er geht von einer weitgehend automatisierten und optimierten Kundenabwicklung aus. Die Tabelle ist unterteilt in Hauptprozesse (HP) und einzelne Teilprozesse (TP), die Bestandteil der Hauptprozesse sind.

Tabelle 1: Prozesskostenmodell

HP	TP	Kostenposition	Kostenart	Mengen- treiber	Stunden/ Sachkosten Mengen- treiber	Summe pro Mengen- treiber in Euro
1		Einrichtung Software (PMS, EDM, VDM)				
	1	Softwareanpassung auf TLP für Beschaffung, Portfoliomanagement und FP-Anmeldung, Anpassung Abrechnungsprozesse Anpassung Lieferantenwechselprozess	Personal extern	Fix	6	144000
2		Einrichtung Netzgebiet				
	2	1 Anpassung Rahmenverträge Netznutzung	Personal	Netzgebiete	40	1800
	2	2 Einrichtung Netzgebiet in den Abwicklungssystemen Vertragsabschluss mit	Personal	Netzgebiete	32	1440
	2	3 Prognoselieferant Temperatur, Implementierung Datenschnittstelle	Personal	Netzgebiete	24	1080
	2	4 Kosten Temperaturprognose Ermittlung und Einlesen historischer	Sachkosten	Netzgebiete	70	700
	2	5 Temperaturdaten zur Entnormierung des Lastprofils	Personal	Netzgebiete	24	1080
3		Einrichtung Kunde				
	3	1 Ermittlung spezifische elektrische Arbeit des Kunden a [kWh/K],	IT	Kunden		
	3	2 Fehlerbearbeitung, fehlende Angaben in Monatsmeldung GPKE (10%)	Personalkosten	Kunden	3	135000
4		Tägliche Abwicklung der Lieferung				
	4	1 Einlesen Temperaturprognose	IT	Kunden		
	4	2 Erstellung des Einspeiseprofils	IT	Kunden		

HP	TP	Kostenposition	Kostenart	Mengen- treiber	Stunden/ Sachkosten Mengen- treiber	Summe pro Mengen- treiber in Euro
4	3	Beschaffung von Restmengen und Prozessüberwachung	Personal	Fix (täglich)	783	35235
5 Monatliche Überprüfung BK- Abrechnung des ÜNB						
5	1	Datenkosten Ist-Temperatur	Sachkosten	Netzgebiete		
5	2	Beschaffung und Einlesung Ist- Temperaturen	IT	Netzgebiete		
5	3	Berechnung Soll-Lieferung anhand des TLP	IT	Kunden		
5	4	Abgleich Bilanzkreisabrechnung mit Soll-Lieferung Zusatzkosten aus tägl.	Personal	Netzgebiete	96	4320
5	5	Ausgleichsenergiebeschaffung für tägl. Prognosefehler	Stromkosten, Risiko	Kunden		
6 Jährliche Abrechnung						
6	1	Überprüfung MuM Abrechnung (Abgleich Ist-Verbrauch mit Soll- Einspeisung)	Personal	Kunden	0,5	11250
6	2	Zusatzkosten aus Jahresfehlprognose (Mehr-/Mindermengenabrechnung)	Stromkosten, Risiko!	Kunden		
7 Sonstige Prozesse						
7	1	Vertriebskosten	Sachkosten			100
7	2	Standardprozesse pro Kunde	Sach- und Personalk.	Kunden		30

Die Hauptprozesse werden im Folgenden genauer beschrieben.

Hauptprozess 1: Einrichtung der Abwicklungssoftware

Es wird davon ausgegangen, dass folgende IT-Systeme angepasst werden müssen:

- Energiedatenmanagement (EDM)
- Portfolio/Beschaffungsmanagementsystem (PMS)
- Vertriebsdatenmanagement (VDM)

Die derzeitigen Systeme zur Unterstützung von Lieferantenprozessen beherrschen die mit der Nutzung von TLP verbundenen Prozesse nur ansatzweise und müssen in jedem Fall angepasst bzw. konfiguriert werden. Der Standardisierungsgrad der Datenformate sowie die Anzahl der Prozessvarianten bestimmen den Anpassungsaufwand entscheidend.

In der Untersuchung der Praxis der VNB in Kapitel 3 wurde festgestellt, dass eine erhebliche Verfahrensvielfalt vorliegt und Datenformate für die TLP nicht standardisiert sind. Es wird davon ausgegangen, dass selbst wenn die im Einsatz befindlichen Lieferantensysteme TLP grundsätzlich unterstützen, eine Systemanpassung vorgenommen werden muss. Der Aufwand hierfür wird mit sechs Mannmonaten externer IT-Beratung als Einmalaufwand abgeschätzt.

Hauptprozess 2: Einrichtung Netzgebiet

Zur Einrichtung der Spezifika des Netzbetreibers fällt ein einmaliger Einrichtungsaufwand pro Netzgebiet an, der von eigenem Personal geleistet wird. Lediglich die Kosten für die Temperaturprognosen sind jährliche Sachaufwendungen.¹²

Hauptprozess 3: Einrichtung Kunde

In diesem Prozess werden Heizstromkunden und ihre Spezifika in den Abwicklungssystemen im Rahmen des Lieferantenwechselprozesses eingerichtet. Zwar kann dieser Prozess theoretisch vollautomatisch ablaufen, jedoch wird davon ausgegangen, dass eine manuelle Nachbearbeitung durch eigenes Personal von drei Stunden bei 10 % der Kunden erforderlich ist. Nach Einschätzung von Marktteilnehmern wird dieser Wert zu Beginn der Einrichtung des Prozesses noch deutlich höher sein, über den Betrachtungszeitraum von fünf Jahren jedoch abnehmen, so dass hier ein Mittelwert angesetzt werden kann.

Die manuelle Nachbearbeitung bezieht sich im wesentlichen auf die Klärung von Unplausibilitäten im Bereich der übermittelten Vorjahresverbräuche, der Normierungsvorschrift, der zugehörigen Temperaturmessstelle, sowie der übermittelten Temperaturmaßzahl bzw. spezifischen elektrischen Arbeit des Kunden. Weiterhin sind hier Abweichungen von Kundenangaben zu Netzbetreiberangaben z.B. hinsichtlich der Messeinrichtungen (gemeinsame vs. getrennte Messung, Verwechslung von Zählernummern) abzuklären.

Hauptprozess 4: Abwicklung Kundenbelieferung

Die täglich weitgehend automatisiert ablaufenden Prozesse zur Kundenbelieferung bedürfen einer manuellen Prozessüberwachung, die hier mit drei Stunden pro Arbeitstag angesetzt wird. Insbesondere der tägliche Handel mit Restmengen, der im Rahmen der täglichen Prognosekorrektur notwendig wird, bedeutet für Unternehmen, die bislang nur monatliche Anpassungen des Portfolios vorgenommen haben, einen deutlichen Zusatzaufwand.

Hauptprozess 5: Monatliche Überprüfung Bilanzkreis-Abrechnung des ÜNB

Diese Prozesse laufen in der Regel ebenfalls automatisiert ab. Ein höherer Aufwand gegenüber Haushaltskunden mit Standardlastprofil ist aufgrund des Abgleichs des vom VNB gemeldeten Fahrplans auf Basis der Ist-Temperaturen mit dem eigenen Lieferfahrplan und dem zur Kontrolle errechneten Ist-Temperaturablauf notwendig. Für die Ermittlung von Fehlern und Rücksprache mit den VNB wird hier monatlich ein Arbeitstag (8 h) pro Netzgebiet angesetzt.

Hauptprozess 6: Jährliche Abrechnung

Diese Prozesse umfassen die Mehr/Minderungenabrechnung, bei der für 5 % der Kunden eine Abklärungszeit von einer halben Stunde unterstellt wird. Fehlerquellen können sich hier aus inkonsistenten Abrechnungszeiträumen und zugehörigen Temperaturverläufen ergeben, die mit dem VNB abgeglichen werden müssen.

Hauptprozess 7.: Sonstige Prozesse

Unter sonstigen Prozessen werden hier einmalige Vertriebskosten genannt, die mit 100 €/Kunde abgeschätzt werden. Bereits erwähnt wurden die Standardprozesskosten in Höhe von jährlich 30 €/Kunde.

¹² Die angegebenen Kosten basieren auf einer Kostenabfrage beim Deutschen Wetterdienst.

5.3 ERGEBNISSE DER PROZESSKOSTENRECHNUNG

Zur Veranschaulichung, bei welchen Kombinationen von Bruttomarge und Kundenanzahl der „break-even“ erreicht werden kann (d.h. der Gewinn entspricht der angenommenen internen Verzinsung von 10 %) wird in Abbildung 13 die break-even Kurve gezeigt. Bei Kundenanzahl/Margenkombinationen links der Kurve wird kein Gewinn erzielt, bei den Kombinationen rechts der Kurve (innerhalb des schraffierten Bereichs) wird ein Gewinn erzielt, der höher ist als die interne Verzinsung.

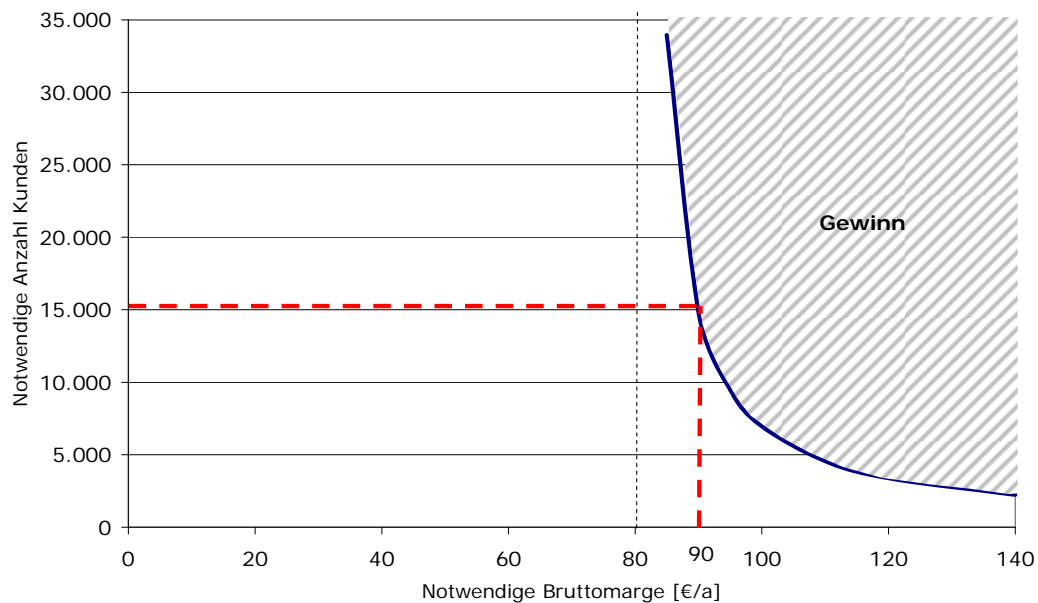


Abbildung 13: Verlauf der Break even Kurve in Abhängigkeit von der Bruttomarge und der Kundenanzahl

Es zeigt, sich, dass eine Bruttomarge von etwa mindestens 80 € erforderlich ist, um Gewinn zu erzielen.¹³ Diese Untergrenze wird durch variable Kostenbestandteile pro Kunde erklärt, die nicht durch wachsende Kundenanzahl kompensiert werden können. Abbildung 14 zeigt exemplarisch eine Kostenaufteilung für den Fall, dass ein Lieferant 15.000 Kunden beliefert. Dies entspricht dem break-even Punkt bei einer Bruttomarge von etwa 90 Euro (siehe Abbildung 13). Gleichzeitig entspricht dies einem Marktanteil von rund 1 %. Geht man von 10 % wechselwilliger Kunden aus, so könnte der Markt auf zehn Lieferanten aufgeteilt werden.

¹³ Die break-even Kurve ist erst für Werte ab 81 € definiert. Kleinere Bruttomargen können die variablen Kosten nicht decken.

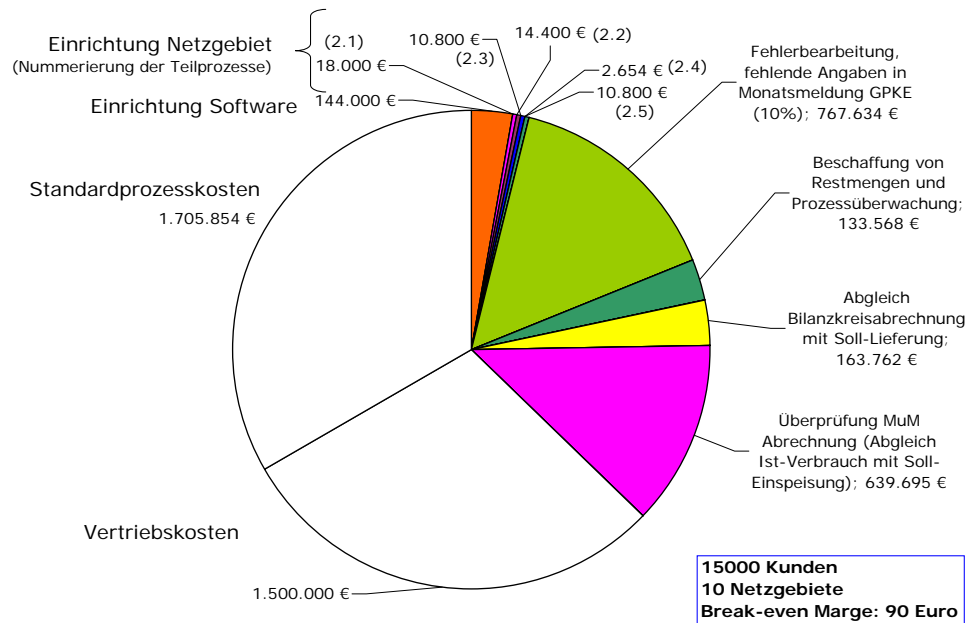


Abbildung 14: Aufteilung der Gesamtkosten aus Lieferantensicht

Die Abbildung zeigt, dass rund ein Drittel der Kosten (farbig hinterlegt) dem Abwicklungsprozess nach LpuVE Leitfadens zugeordnet werden kann. Dieser Kostenblock könnte durch Vereinfachungen des Verfahrens reduziert werden.

5.4 PROZESSRISIKEN

Neben direkt zurechenbaren Kosten führt die Durchführung der Abwicklungsprozesse nach dem LpuVE Leitfadens zu etlichen Risiken für den Lieferanten:

1. Ausgleichsenergie Risiken
2. Abwicklungsrisiken
3. Beschaffungsrisiken
4. Risiken, die mit der Mehr-/Mindermengenabrechnung verbunden sind
5. Margenrisiken

Zu 1. Ausgleichsenergie Risiken

Die Standardabweichung der täglichen Prognose der Tagesmitteltemperatur beträgt nach Auskunft des deutschen Wetterdienstes etwa 1°C. Wird eine Normalverteilung der Temperaturabweichung unterstellt, werden etwa 38 % der Tagesmitteltemperaturen richtig (d.h. auf 1°C genau) prognostiziert.¹⁴ In den verbleibenden 62 % der Tage fällt eine Prognoseabweichung an. Die Differenz zwischen dem auf Grundlage der Temperaturprognose eingespeisten Lastprofil und dem auf Grundlage der Ist-Temperatur abgerechneten Lastprofil wird als Bilanzkreisabweichung mit Ausgleichsenergiepreisen bewertet und mit dem Lieferanten abgerechnet. Die Bilanzkreisabweichungen stellen somit ein Mengenrisiko dar.

Da die Höhe der Ausgleichsenergiepreise vom Regelzonensaldo und vom Angebot am Regelenergiemarkt abhängt und stochastische Eigenschaften hat, ergeben sich zusätzlich Preisrisiken, die vom Lieferanten abgesichert werden müssen. Werden an

¹⁴ Intervall 1 Sigma der Verteilungsfunktion der Standardnormalverteilung

kalten Tagen Temperaturen überschätzt, so werden aufgrund höherer Börsenpreise auch die Ausgleichsenergiepreise überproportional steigen.

Im Ergebnis resultieren aus der Verwendung temperaturabhängiger Lastprofile Mengen- und Preisrisiken, die vom Lieferanten zu tragen sind. Unterstellt man, dass sowohl assoziierte als auch unabhängige Lieferanten TLP verwenden, so ergibt sich im Vergleich ein Vorteil unabhängiger Lieferanten, da Ausgleichseffekte der Fehler mehrerer Temperaturprognosen in unterschiedlichen Netzgebieten die Ausgleichsenergiemengen reduzieren.

Zu 2. Abwicklungsrisiken

Der Aufwand der manuellen Nachbearbeitung der automatisierten Abwicklungsprozesse wurde in Kapitel 5.2 mit einem Mittelwert abgeschätzt. In Praxis variiert der tatsächlich entstehende Aufwand in Abhängigkeit von der Umsetzung des LPuVE Leitfadens und der Qualität der kundenbezogenen Daten von VNB zu VNB. In den vergangenen Jahren hat sich die Qualität in den Systemen von VNB und Lieferanten aufgrund von Fusionen, Umsetzung von Unbundling-Vorschriften und Lieferantenwechseln kontinuierlich verschlechtert. Das Resultat dieser Verschlechterung sind hohe Aufwendungen des Unternehmens zur Korrektur von Datenbeständen sowie fehlerhafte Abrechnungen, die das Verhältnis zwischen Lieferant und Kunden beeinträchtigen können [Speck 2005].

Von diesen Erfahrungen geprägt, wird von Lieferanten die Umsetzung von neuen Prozessen mit zahlreichen Parametern als risikoreich wahrgenommen. Mit steigenden Abwicklungsmengen sind Lerneffekte beim Lieferanten und beim VNB zu erwarten, die die Prozesseffizienz verbessern. Diese Verbesserungseffekte sind jedoch schwierig prognostizierbar.

Zu 3. Beschaffungsrisiken

Die Verwendung von TLP zur Belieferung von Heizstromkunden bedingt auch eine nur eingeschränkte langfristige Prognostizierbarkeit des vom Stromeinkauf zu beschaffenden Lastprofils. Die Abweichungen vom prognostizierten Jahresverbrauch werden bei T durch die täglichen Ausgleichsgeschäfte nach erfolgter Temperaturprognose abgedeckt. Diese Geschäfte beinhalten allerdings ebenfalls das Risiko kurzfristiger, extremer Preise. Beschaffungsrisiken stellen sich bei der Verwendung von TLP für assoziierte wie unabhängige Lieferanten in ähnlicher Weise dar.

Zu 4. Risiken, die mit der Mehr-/Mindermengenabrechnung verbunden sind

Auch die Mehr- und Mindermengenabrechnung von Heizstromkunden gemäß § 13 StromNZV führt zu Mengenrisiken aber auch zu Preisrisiken für die Lieferanten.

Im Rahmen der Mehr/Mindermengenabrechnung werden die bei der Zählerablesung ermittelten Verbrauchsmengen mit den auf Basis von Standardlastprofilen gelieferten Mengen verglichen. Werden für Heizstromkunden TLP angewendet, so werden durch die tägliche Anpassung der Liefermengen an die Temperatur die Jahresabweichungen deutlich geringer sein, als wenn Heizstromkunden über temperaturunabhängige Profile abgerechnet werden. Die verbleibenden Mengenabweichungen reflektieren nur die Abweichung des realen Lastprofils der Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen von dem durch das TLP modellierte Lastprofil.

Die Abrechnung von Mehr- und Mindermengen erfolgt durch die Netzbetreiber nach individuell festgelegten Abrechnungspreisen. Zwar sind diese Abrechnungspreise gemäß § 13 Abs. 3 StromNZV „auf Grundlage der monatlichen Marktpreise“ festzulegen, doch gleichzeitig existiert eine Vielzahl an Auslegungsvarianten dieser Vor-

schrift.¹⁵ Vom BDEW wird zwar ein Abrechnungspreis für Mehr/Minderungen für TLP ermittelt, dieser dient jedoch nur als Empfehlung [VDN 2007]. Keiner der in der Stichprobe enthaltenen Netzbetreiber hat auf diesen Abrechnungspreis explizit Bezug genommen. Da kein einheitlicher Referenzpreis existiert, sind von den Lieferanten die möglichen Preisdifferenzen der Abrechnungspreise zu den eigenen Beschaffungspreisen als Preisrisiko zu tragen.

Zu 5. Margenrisiken

Werden vom Netzbetreiber verschiedene TLP für unterschiedliche Kunden bzw. Anlagentypen angeboten, so sind vom Lieferanten für die einzelnen Profile unterschiedliche Strombezugskosten zu kalkulieren. Falls es nicht möglich sein sollte, die Differenzierung der Strombezugskosten einzelner Kundengruppen bei der Preisgestaltung zu berücksichtigen, ergibt sich ein Margenrisiko. Wird beispielsweise ein mittlerer Bezugspreis im Rahmen der Preisgestaltung angesetzt und ein einheitlicher Heizstromtarif angeboten, so sind Verluste zu verzeichnen, falls nur Kunden mit einem „teuren“ TLP das Angebot annehmen. Wie in Kapitel 4.1 gezeigt wurde, sind allerdings die Bezugspreisdifferenzen zwischen den TLP begrenzt.

5.5 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Anwendung des Abwicklungsverfahrens für Heizstromkunden nach dem LPuVE Leitfadens zieht eine Reihe von zusätzlichen Prozessen für die Lieferanten nach sich. Zusätzliche Schnittstellen, wie mit Lieferanten von Temperaturdaten erhöhen die Fehler und Kosten der Prozesse.

Da die VNB unterschiedliche Abwicklungsvarianten für Heizstromkunden vorschreiben, ist zu erwarten, dass erhebliche Kosten für die manuelle Nachbearbeitung von ansonsten voll automatisierbaren Prozessen entstehen. Da diese Kosten von der Anzahl der Kunden abhängen, sind ihre spezifischen Kosten pro Kunde nicht durch eine Steigerung der Kundenanzahl reduzierbar.

In einer beispielhaften Abschätzung für den Fall der Belieferung von 15.000 Kunden in 10 Netzgebiete betragen die grob geschätzten Kosten, die durch das Abwicklungsverfahren nach dem LPuVE Leitfadens verursacht werden, rund ein Drittel der gesamten Prozess- und Vertriebskosten. Die in diesem Fall notwendige break-even Bruttomarge in Höhe von 90€a ist gemäß den Erhebungen in Kapitel 4.2 bei einem Viertel der Lieferanten vorhanden.

Neben den zusätzlichen Kosten haben Lieferanten eine Reihe von Risiken zu tragen, die durch das spezifische Abwicklungsverfahren bedingt werden. Diese Risiken werden in Tabelle 2 summarisch dargestellt.

Tabelle 2: Zusätzliche Risiken für Lieferanten

Risiko	Risikoquelle	Bedeutung für un-abhängige Lieferanten	Bedeutung für asso-zierte Lieferanten
1. Ausgleichsenergieisiken	Fehler der Temperaturprognose, Ausgleichsenergiepreise.	Hoch	Hoch
2. Abwicklungsrisiken	Datenqualität der VNB,	Hoch	Niedrig

¹⁵ Beispielsweise nutzen einige Unternehmen durchschnittliche EEX-Marktpreise, andere Ausgleichsenergiepreise. Weiterhin ist nicht klar, mit welchem Lastprofil die Preise zu bewerten sind.

	Kommunikationsprozesse Kunde – Lieferante – VNB		
3. Beschaffungsrisiken	Stochastischer Temperaturverlauf	Mittel	Mittel
4. Mehr/ Minder Mengen- abrechnung	Fehler der TLP, Abrechnungspreise der VNB	Gering	Gering
5. Margenrisiken	Variation der TLP	Gering	Gering

Die Tabelle zeigt, dass die Risiken für assoziierte und unabhängige Lieferanten ähnlich gelagert sind. Eine Ausnahme bilden Abwicklungsrisiken, die für unabhängige Lieferanten höher sind als für Lieferanten, die mit den VNB assoziiert sind.

Die Quantifizierung von Mengen- und Preisrisiken erfolgt in der Regel über die Bewertungskennziffer Value at Risk, die anschließend mit unternehmensspezifischen Risikokosten zu belegen ist. Insbesondere für kleinere, unabhängige Lieferanten sind Risiken schwieriger abzusichern, da die Kapitaldecke in der Regel unzureichend ist, um zusätzliches Risikokapital bereitzustellen. Von den Marktteilnehmern werden die Ausgleichsenergiekosten als am bedeutsamsten im Vergleich zu den im Folgenden erwähnten Risiken eingeschätzt.

Die Erfahrung der wenigen Marktteilnehmer im Bereich Heizstromkunden zeigt, dass die Abwicklung nach LPuVE Leitfadens eher Theorie als Praxis ist. Als Gründe dafür werden die mit dem Abwicklungsverfahren verbundenen Kosten und Risiken angegeben.

Auf Basis der in diesem Kapitel erfolgten Analyse der Unternehmensprozesse können Ansatzpunkte für eine Veränderung des Verfahrens identifiziert werden, die zur Verringerung der Kosten und Risiken führen können. Folgende Ansatzpunkte existieren hierbei:

1. Reduzierung der Fehleranfälligkeit der Schnittstelle VNB – Lieferanten bei der Kommunikation des Abwicklungsverfahrens und bei der Übermittlung von Kundendaten.

- Veröffentlichungspflicht der VNB für die notwendigen Parameter des Abwicklungsverfahrens,
- Verbindliche Standardisierung des Datenformats für temperaturabhängige Lastprofile,
- Verbindliche Reduzierung der Varianten von Berechnungsverfahren (Normierungsverfahren für TLP, Berechnungsverfahren für Temperaturen),
- Präzisierung der Nachrichtenformate, die im Rahmen des Lieferantenwechsels genutzt werden, in Hinblick auf die zu übermittelnden Parameter.

Diese Maßnahmen könnten zu einer Senkung des Einrichtungsaufwands für Netzgebiete, sowie zur Senkung des manuellen Nachbearbeitungsaufwands im laufenden Abwicklungsprozess sowie zur Reduzierung der Abwicklungsrisiken führen.

2. Vereinfachung der Lastprofile und ihrer Varianten

- Verbindliche Reduzierung der Anzahl der Lastprofile und/oder der Differenzierungskriterien (Region, Steuerungsart, Messtyp),
- Veränderung der Risikoallokation der Prognose zwischen Lieferant und VNB in Bezug auf Prognosepflichten und Zuordnung der Kosten für Ausgleichsenergie, evtl. Übergang zu temperaturunabhängigen Profilen.

Diese Maßnahmen führen zur Reduzierung von Kosten und Risiken wie unter 1 genannt. Zusätzlich ergibt sich eine Reduzierung des Ausgleichsenergieisikos, der Beschaffungsrisiken sowie der Margenrisiken. Die Risiken der Mehr/Minderabrechnung würden durch eine größere Ungenauigkeit der Lastprofile steigen. Eine genauere Prüfung der genannten Ansatzpunkte müsste nicht nur die Wirkungen und Wechselwirkungen der Umsetzung genauer analysieren, sondern auch die Perspektive der VNB mit einbeziehen.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ziel dieses Teilgutachtens ist die Erstellung einer Marktanalyse, die Wettbewerbssituation und Wettbewerbsmöglichkeiten von Lieferanten von Heizstromkunden außerhalb des eigenen Netzgebietes betrachtet.

Als ersten Schritt wurde das Marktvolumen für die betrachtete Kundengruppe abgegrenzt. Abhängig von der verwendeten Zahlenquelle, kann mit rund 1,4 bis 2 Millionen Heizstromkunden mit einem Stromverbrauch von 16 bis 22 TWh pro Jahr gerechnet werden. Der Anteil an Wärmepumpen am Heizstromverbrauch beträgt lediglich 1-3 %, jedoch mit stark steigender Tendenz. Aktuelle Entwicklungen wie die Gesetzgebung im Rahmen der Klimaschutzstrategie der Bundesregierung beeinflussen die Entwicklung des Anlagenbestands von Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und neuen Heizstromanwendungen. Eine Prognose dieser Entwicklungen liegt jedoch außerhalb des Betrachtungsbereichs dieses Gutachtens.

Als zweiten Schritt wurde die Wettbewerbssituation im Heizstrommarkt untersucht. Als Indikatoren für die Wettbewerbssituation wurden die Anzahl von unabhängigen Lieferanten sowie die Wechseltätigkeit der Kunden verwendet. Verglichen mit der gesamten Kundenanzahl ist die kumulierte Anzahl der Lieferantenwechsel bisher verschwindend klein (weniger als 2000 Kunden). Die geringe Anzahl Lieferantenwechsel kann durch die geringe Anzahl von unabhängigen Lieferanten erklärt werden. Lediglich drei unabhängige Lieferanten beliefern Heizstromkunden und sie agieren innerhalb einer geschlossenen Kundengruppe bzw. im Nischensegment Ökostrom. Damit kann festgehalten werden, dass im Heizstrommarkt nur äußerst geringer Wettbewerb herrscht.

Als Hauptgründe für den fehlenden Wettbewerb werden von potenziellen Lieferanten fehlende Margen und ein zu aufwendiger Abwicklungsprozess genannt. Diese Gründe wurden anhand einer Stichprobe von VNB und Lieferanten überprüft, die etwa die Hälfte des gesamten Segmentes umfasst.

Die Höhe der Bruttomargen von Heizstromkunden, definiert als Heizstromtarife abzüglich gesetzlicher Abgaben, Strombezugskosten sowie NNE ist ein Indikator für die Attraktivität des Marktes. Gleichzeitig könnten langfristig bestehende, von Wettbewerbern nicht angegriffene Bruttomargen ein Indikator für existierende Wettbewerbshindernisse sein.

Die Bandbreite der Bruttomargen, die innerhalb der Stichprobe ermittelt wurde, ist groß. Für die Hälfte der untersuchten Fälle ergibt sich eine negative Bruttomarge. Die Margen werden vor allem über die unterschiedlichen Tarife für Heizstrom definiert. Die Variation der NNE für Heizstromkunden ist geringer.

Aus diesem Ergebnis folgen zwei Fragestellungen. Da die Existenz negativer Bruttomargen bedeutet, dass Lieferanten Verluste erwirtschaften, stellt sich die Frage, warum noch keine Preisanpassungen vorgenommen wurden. Erklärungsansätze der Lieferanten beziehen sich auf veraltete Kalkulationsmethoden, die Schwierigkeit, den starken Anstieg der Strombezugpreise zeitnah an die Kunden weiterzuwälzen, sowie auf drohende Imageverluste. Weiterhin stellt sich die Frage, warum die existierenden Bruttomargen nicht durch Wettbewerber genutzt und abgeschöpft werden. In dem Zusammenhang war zu untersuchen, inwieweit die von den VNB vorgegebenen Abwicklungsverfahren für Heizstromkunden ursächlich für fehlenden Wettbewerb um diese Kunden sind.

Das Abwicklungsverfahren für Heizstromkunden ist nicht präzise gesetzlich definiert. Als unverbindliche Richtlinie für die Vorgaben der VNB dient ein vom BDEW herausgegebener Praxisleitfaden (LPuVE Leitfaden). Im LPuVE Leitfaden werden zahlreiche Varianten der Abwicklung vorgeschlagen. Die Umsetzung dieser Empfehlungen durch VNB wurde auf Basis einer Stichprobe von 40 VNB untersucht. Lediglich bei etwa 40 % der VNB konnten die notwendigen Informationen zur Abwicklung von Heizstromkunden direkt aus dem Internet bezogen werden. Bei den verbleibenden 60 % waren Nachfragen notwendig, deren Bearbeitungszeit sich zum Teil über Wochen erstreckte. Zusätzlich führen die uneinheitliche Struktur der Informationen sowie unterschiedliche Datenformate zu einem gegenüber der Haushaltskundenabwicklung deutlich erhöhten Aufwand des Lieferanten zur Konfiguration seines Abwicklungssystems.

Hinsichtlich der Spezifikation des Abwicklungsverfahrens konnte festgestellt werden, dass temperaturabhängige Lastprofile von zwei Dritteln der VNB angewendet werden. Diese VNB nutzen die Bandbreite der vorgeschlagenen Verfahrensvarianten aus und schreiben beispielsweise bis zu 20 unterschiedliche Lastprofile zur Anwendung vor. Die zahlreichen Verfahrensvarianten führen potenziell ebenfalls zu hohem Einrichtungsaufwand sowie zur Fehleranfälligkeit der Kommunikationsprozesse zwischen Lieferant und VNB. Dazu trägt bei, dass noch Unklarheiten bei der Verwendung des UTILMD Nachrichtenformats zum Lieferantenwechsel bestehen. Aus der Stichprobe von 40 VNB wendet ein Drittel keine temperaturabhängigen Lastprofile für Heizstromkunden an. Auch die temperaturunabhängigen Lastprofile sind teilweise nach unterschiedlichen Kriterien weiter differenziert und verursachen, verglichen mit Haushaltskunden, zusätzlichen Abwicklungsaufwand. Im Ergebnis kann festgestellt werden, dass für die Abwicklungsprozesse von Heizstromkunden sich derzeit noch keine Prozesssicherheit realisieren lässt.

Inwieweit die bestehenden oder entstehenden Bruttomargen durch unabhängige Anbieter realisiert werden können, hängt auch von den Kosten des Abwicklungsprozesses ab. Daher wurde in einem Prozesskostenmodell die mit der Abwicklung verbundenen Prozesskosten in Form eines „business case“ mit einer Laufzeit von fünf Jahren grob abgeschätzt. Hierbei wurden die Verwendung von TLP und ein mittlerer Komplexitätsgrad der Abwicklung unterstellt. Weiterhin wurde die Abhängigkeit der spezifischen Prozesskosten pro Kunde von verschiedenen Kundenzahlen ermittelt. So wurde betrachtet, welche Kostenbestandteile nicht durch eine größere Kundenzahl verringert werden können, sondern an die Kundenzahl gebunden sind. Diese variablen Kostenbestandteile definieren die absolute Untergrenze der Abwicklungskosten. Der Aufwand für manuelle Fehlernachbearbeitungen ist solch ein variabler Kostenbestandteil. Dieser Aufwand stellt ein Großteil des zusätzlichen Abwicklungsaufwandes für TLP dar. Er steigt mit der Anzahl möglicher Prozessvarianten und Datenformate. Außerdem ist er nur begrenzt kalkulierbar und somit risikobehaftet. Abwicklungsrisiken durch manuelle Fehlernachbearbeitung bestehen vor allem für Lieferanten, die Kunden aus verschiedenen Netzgebieten akquirieren.

Die Temperaturabhängigkeit der Lastprofile und die Abwälzung des Prognoserisikos auf die Lieferanten ziehen Mengen- und Preisrisiken nach sich. Weitere Prozessrisiken ergeben sich aus der Mehr-/Mindermengenabrechnung sowie aus der Vielfalt der Lastprofile. Die Risiken konnten im Rahmen dieses Gutachtens zwar beschrieben, jedoch nicht monetär bewertet werden.

Die zusätzlichen Abwicklungskosten aufgrund der Prozessunsicherheit in Kombination mit den beschriebenen Prozessrisiken stellen erhebliche Wettbewerbshindernisse dar. Die vorliegende Analyse deckt somit die Einschätzung von Marktteilnehmern, dass die vorgeschriebenen Abwicklungsverfahren der VNB den Wettbewerb behindern und bestehende Bruttomargen nicht abgeschöpft werden können. Mittelfristig ist zu

erwarten, dass sich nach weiteren Preiserhöhungen attraktivere Bruttomargen ergeben und gleichzeitig eine erhöhte Motivation zum Lieferantenwechsel auslösen. Eine Vereinfachung des Verfahrens und eine verbindliche Festlegung von Datenformaten und Prozessen zur Erleichterung der Automatisierung und Verringerung des manuellen Nachbearbeitungsaufwands scheint daher dringend geboten, um mehr Wettbewerb im Markt für Heizstrom herzustellen.

7 Literaturangaben

- [BDEW 2007]: Zahlen und Fakten. Pressemitteilung des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V - BDEW vom 25. Oktober 2007
- [BEW 1999]: Heizkostenvergleich für die Altbausanierung (1. Aufl. Juli 99). Hgs: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft – BGW, jetzt BDEW, Bonn, 1999, zitiert in [Wuppertal 200%]
- [BMWi 2007]: Erster Entwurf (Stand: 09.11.2007) der Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung (EnEV).
- [BMWi/BMU 2007]: Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm. BMWi, BMU, 5.12.2007.
- [Borchert 2003]: Borchert, Jörg. Analyse von Determinanten der Großhandelspreise für Elektrizität anhand einer Systemstudie des deutschen Marktes. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2003.
- [Bundesnetzagentur 2007] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Monitoringbericht 2007.
- [Bundesrat 2008]: Entwurf eines Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb, Bundesrats-Drucksache 14/08 vom 04.01.2008.
- [CEBra 2004]: Bestimmung von Lastprofilen für Wärmepumpen – Abschlussbericht -, Gutachten im Auftrag des VDN. Centrum für Energietechnologie Brandenburg (vormals Energieressourcen-Institut e.V. – ERI), Abschlussbericht, Cottbus, Juni 2004.
- [eEnergy 2006]: Franz, Oliver et al. „Potentiale der Informations- und Kommunikationstechnologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)“, wik-Consult, FhG Verbund Energie. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 21. Dezember 2006.
- [ERI 2002] Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Abschlussbericht -, Gutachten im Auftrag des VDN, Energieressourcen Institut e.V. – ERI, jetzt Centrum für Energietechnologie Brandenburg, Cottbus, den 16.09.2002.
- [EWI/Prognos 2007]: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 – Endbericht. Prognos AG, EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 3. Juli 2007.
- [HEA 2007]: E-press Presseinformation des Fachverbands für Energie-Marketing und –Anwendung (HEA) e.V. Nr. 05/2007 vom 30. August 2007 „Wärmepumpen zapfen natürliche Solarspeicher zum Heizen an.“
- [IZES 2007]: Frey, Günther „Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich“ Institut für Zukunftsenergien, Bremer Energieinstitut, Saarbrücken, 28. Februar 2007.
- [LPuVe Leitfaden 2003]: Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtung – Praxisleitfaden (LPuVe), 1. Ausgabe 2003, Hg. VDN e.V., VWEW Energieverlag Frankfurt am Main.

- [Speck 2005]: Speck, Mario et al.: „Moderne Controllingansätze zur Steigerung der Abrechnungsqualität“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2005, Vol. 55 Nr. 10, S. 726-728.
- [VDEW 2005]: Mitteilung des anteiligen Stromverbrauchs für Raumspeicherheizung 2000 (2004) von VDEW, Abtlg. „Markt und Daten“. Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW e.V., Berlin (neu), Januar 2005, zitiert in [Wuppertal 2005]
- [VDEW 2006]: Endenergieverbrauch in Deutschland 2005 – *Energie Spezial*, VDEW e.V. April 2006.
- [VDEW 2007]: VDEW Energie Info Nr. 08/2007. Anwendungshandbuch zu dem Nachrichtentyp UTILMD, Stand: 4.0a (06.06.2007), Berlin, 06.06.2007.
- [VDN 2004]: Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Step-by-step., VDN, 29. Januar 2004
- [VDN 2004]: Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Step-by-step. (Variante für auf 1.000 kWh normierte Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen), VDN, 29. Januar 2004
- [VDN 2007]: Praxisleitfaden Ermittlung und Abrechnung von Jahresmehr- und – mindermengen, VDN, 28.09.2007.
- [Wuppertal 2005]: Wohlauf, Gerhard et al. „Ersatz von Elektro-Speicherheizungen durch effiziente Brennwertechnik – Beschreibung eines möglichen Förderprogramms eines Energieeffizienz-Fonds. Überarbeiteter Endbericht im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung. Wuppertal-Institut für Klima, Wumwelt, Energie. Wuppertal, 25. Oktober 2005

Anhang: Auswahl einer Stichprobe von Lieferanten und assoziierten Netzbetreibern

Zur Überprüfung der praktischen Umsetzung der Empfehlungen des LPuVE Leitfadens sowie zur Ermittlung von existierenden Margen wurde eine Stichprobe von 40 Lieferanten und ihrer assoziierten Netzbetreiber ausgewählt.

Die Auswahl der Stichprobe aus einer Gesamtmenge von etwa 900 VNB und Lieferanten erfolgte so, dass neben einer hohen Marktabdeckung, unterschiedliche Unternehmensgrößen und eine ausgewogene Verteilung der Unternehmen in den vier Regelzonen sichergestellt wurden.

Um verschiedene Unternehmensgrößen mit der Stichprobe zu erfassen, wurden Netzbetreiber in eine Liste drei verschiedenen Netzbetreibergruppen zugeordnet:

- Gruppe 1: Netzbetreiber, an deren Netz weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind
- Gruppe 2: Kommunale Netzbetreiber, an deren Netz mehr als 100.000 Kunden angeschlossen sind
- Gruppe 3: Regionale Netzbetreiber

Um eine möglichst große Marktabdeckung der Stichprobe zu erzielen, wurden aus den beiden letztgenannten Gruppen, die eine höhere Kundenzahl aufweisen, 16 bzw. 17 Netzbetreiber ausgewählt. Aus der Gruppe 1 wurden sieben Netzbetreiber in die Stichprobe einbezogen. Weiterhin wurden von den zur Auswahl stehenden Unternehmen diejenigen mit der höchsten Kundenzahl ausgewählt.

Voruntersuchungen hatten gezeigt, dass insbesondere in der RWE-Regelzone und speziell im Ruhrgebiet eine vergleichsweise größere Anzahl von Nachtspeicherheizungen zu finden ist. 13 von den insgesamt 40 VNB wurden daher aus der RWE-Regelzone ausgewählt. Die verbleibenden 27 Netzbetreiber wurden auf die Gruppen und auf die verbleibenden drei Regelzonen etwa gleichmäßig verteilt. Nach Festlegung der Liste der Netzbetreiber wurden die jeweils assoziierten Lieferanten ausgewählt, die auch die Grundversorgung in dem jeweiligen Netzgebiet übernehmen.

Auf Grundlage der im zweiten Netzentgeltgenehmigungsverfahren durch die Bundesnetzagentur von den VNB erhobenen Kunden –und Energiemengen von Heizstromkunden kann eine Aussage über das durch die Stichprobe abgedeckte Marktvolumen getroffen werden. Nach Angabe der Bundesnetzagentur deckt die Stichprobe eine Energiemenge von 8,6 TWh für Nachspeicherstromkunden und 0,35 TWh für Kunden mit „sonstigen unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, z.B. Wärmepumpen“ ab. In Kapitel 2.2 wurde für die gesamte Jahresenergiemenge von Heizstromkunden ein Bereich von 16 bis 22 TWh angegeben. Somit werden durch die verwendete Stichprobe von 40 aus etwa 900 Unternehmen etwa 40 bis 55 % des gesamten Marktvolumens abgedeckt.