

Spitzenlastbepreisung und intelligente Zähler

Diplomarbeit

von

Daniel Hütter

Betreuer

Dipl.-Ing. Wilhelm Süßenbacher

Begutachter

Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler

eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Graz, April 2010

EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken, die mir in der Studienzeit und insbesondere bei der Erstellung der Diplomarbeit zur Seite gestanden sind. An vorderster Stelle ist dies Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag. rer. soc. oec. Dr. techn. Heinrich Stigler, der mir die Möglichkeit gab, meine Arbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation zu verfassen. Mein Dank gilt vor allem meinem Betreuer Herrn Dipl. Ing Wilhelm Süßenbacher, der mir immer mit Rat und Tat zur Seite stand. Durch die häufigen Diskussionen mit allen Institutsmitarbeitern, habe ich mich mit vielen Aspekten der Elektrizitätswirtschaft auseinandersetzen können. Deshalb möchte ich mich herzlich bei allen Personen des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation für eine schöne und interessante Zeit bedanken.

Mein ganz besonderer Dank gilt meinen Eltern und meiner Familie, die mich in allen Lebenslagen unterstützt und gefördert haben. Schlussendlich möchte ich mich noch bei den unzähligen Personen bedanken, deren Bekanntschaft ich im Laufe meines Studiums machen durfte und insbesondere jenen, wo die Bekanntschaft über diese lange Zeit zu einer intensiven Freundschaft wurde.

Kurzfassung

Die Thematik der Spitzenlastbepreisung wurde in der Vergangenheit von Ökonomen wie Boiteux, Steiner Crew und Kleindorfer bereits ausführlich behandelt. Sie bildeten die Grundlage für eine sinnvolle Systemplanung und Bepreisung im Umfeld des traditionell regulierten Elektrizitätssystems. Doch auch heute, in einem wettbewerblich organisierten Markt, sind die gewonnenen Erkenntnisse der Spitzenlastbepreisung wertvoll und können als Basis für eine sinnvolle Preisgestaltung herangezogen werden.

Der erste Teil dieser Arbeit bietet eine Übersicht über die wichtigsten Erkenntnisse im Bereich der Spitzenlastbepreisung. Darin sind die Grundgedanken und Ansätze von Boiteux, Steiner, Crew/Kleindorfer und weiterer Autoren enthalten. Es werden sowohl deterministische als auch stochastische Ansätze dargestellt und die Entwicklung neuerer Ansätze, wie der Kapazitätsrationierung bzw. von Kapazitätsmechanismen, angeführt.

Der zweite Teil beschäftigt sich mit der praktischen Anwendbarkeit der Kenntnisse der Spitzenlastbepreisung durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen (Smart Metern). Es wird ein Überblick über die verschiedenen Ausführungsmöglichkeiten der Endgeräte gegeben und bereits durchgeführte Pilotprojekte untersucht. Dabei liegt ein Hauptaugenmerk auf den erzielbaren Werten der Leistungsreduktion zur Spitzenlastzeit durch zeitveränderliche Strompreise. Aus den gewonnenen Erkenntnissen werden wesentliche Einflussfaktoren auf die möglichen Einsparpotentiale zur Leistungsreduktion für Österreich abgeleitet.

Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass die Einführung von zeitveränderlichen Preisen das Kundenverhalten wesentlich beeinflussen kann. Das mögliche Einsparungspotential hängt dabei maßgeblich vom Gerätebestand und der Art der Weitergabe von Preisen an die Endkunden ab. Preissensitive Schaltgeräte trugen in den untersuchten Pilotprojekten wesentlich zur Senkung des Bedarfs zur Spitzenlastzeit bei. Derzeit im Haushaltsbereich angewendete Durchschnittsstrompreise sind wohlfahrtsökonomisch nicht optimal und sollten daher, im Zuge der Einführung von Smart Metering, durch zeitveränderliche Preise ersetzt werden.

Abstract

The economists Boiteux, Steiner and Crew & Kleindorfer already discussed peak load pricing in detail in the past, leading to a foundation for system planning and pricing for traditionally regulated electricity systems. Their insight wasn't just only a valuable source for peak load pricing in the past, but can also be used as basis for pricing in today's competitive electricity market. Smart meters allow customers to be informed about changing energy prices, which would lead to an optimal economic behavior of customers, if those prices considered the approaches of peak load pricing.

The first part of the thesis focuses on the most important insights from the economists mentioned above, including their fundamental ideas and approaches. Deterministic and stochastic methods will be discussed as well as new approaches such as capacity rationing or other capacity mechanisms.

The second part deals with the implementation of peak load pricing due to use of intelligent measurement systems (smart meters). Different models of smart meters and already realized pilot projects will be discussed in this chapter. The main focus is set on the load reduction during peak load times through variable electricity prices. From the information gained, the most important factors of influence on load reduction in Austria will be deduced.

The results show that the introduction of time-variable prices can substantially influence the customer's behavior. The saving potential depends on the number of electrical devices and the way of passing the costs on to the customer. In the examined pilot projects price sensitive switches significantly contributed to the lowering of capacity demand at peak load time. At the moment average electricity prices in the domestic field are not welfare optimal, however, by introducing Smart Meters in the next few years, time-variable prices can be taken into account.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Theorie zur Spitzenlastbepreisung	1
1.1	Die Wohlfahrtsfunktion	3
1.1.1	Der Begriff der Grenzkosten nach Boiteux	4
1.1.2	Berechnung der sozialen Wohlfahrt nach Williamson	5
1.1.3	Berechnung der sozialen Wohlfahrt nach Crew, Fernando und Kleindorfer	7
1.2	Der deterministische Ansatz	12
1.2.1	Ansatz von Steiner	12
1.2.2	Aufteilung der Kosten in zwei Zeitperioden	13
1.2.3	Erweiterung des Modells auf mehrere Perioden	18
1.2.4	Ex-post-Verrechnung der Kapazitätsspitze	19
1.2.5	Verwendung verschiedener Technologien	20
1.2.5.1	<i>Optimaler Technologiemark der Erzeugung</i>	21
1.2.6	Optimale Preissetzung	24
1.2.6.1	<i>Berechnung für 2 Technologien und 2 Perioden und fixer Lastspitze</i>	24
1.2.6.2	<i>Übersicht der Preissetzung unter verschiedenen Maximierungsbedingungen</i>	26
1.2.6.3	<i>Rate-of-Return-Regulierung</i>	27
1.3	Der stochastische Ansatz	28
1.3.1	Das stochastische Modell von Crew und Kleindorfer	29
1.3.2	Spitzenlastbepreisung mit Nachfrage- und Versorgungsunsicherheit	31
1.3.3	Berechnung der sozialen Wohlfahrt unter Berücksichtigung von Unsicherheiten	33
1.3.4	Optimale Preissetzung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten	34
1.3.5	Erweiterung des stochastischen Ansatzes auf mehrere Technologien und Perioden	35
1.4	Rationierungsregeln und Ausfallkosten	36
1.4.1	Arten der Rationierung	36
1.5	Mögliche Rationierungsverfahren zur Anwendung	38
1.5.1	Rationierung durch Spot oder Real-Time-Pricing	39
1.5.2	Rationierung durch Selbsteinschätzung der Kunden	40
1.5.3	Versorgung nach Priorität der Kunden	41
1.6	Kapazitätsmechanismen	42
1.6.1	Kapazitätzahlungen	43
1.6.2	Strategische Reserve	43
1.6.3	Operative Reservehaltung	44

1.6.4	Kapazitätsbedarfsmechanismus	45
1.6.5	Zuverlässigkeitsverträge	46
1.6.6	Kapazitätskauf	48
1.6.6.1	<i>Probleme beim Kapazitätskauf</i>	49
1.6.6.2	<i>Optionen beim Kapazitätskauf</i>	51
1.7	Möglichkeiten der Spitzenlastbepreisung	53
1.8	Zusammenfassung	54
2	Smart Metering	57
2.1	Automated Meter Reading	60
2.2	Advanced Meter Management (AMM)	63
2.2.1	Energiewirtschaftliche Vorteile durch AMM Systeme	64
2.2.2	Einsparungsmöglichkeiten durch AMM Systeme	65
2.2.3	Anbieter von AMM Systemen	66
2.3	Hemmnisse für die Einführung von Smart Metern	68
2.3.1	Rechtliche Hemmnisse	68
2.3.2	Technische Hemmnisse	69
2.3.3	Wirtschaftliche Hemmnisse	69
2.4	Möglichkeiten der Bepreisung mittels Smart Metering	70
2.4.1	Time-of-Use	71
2.4.1.1	<i>Einsparungspotentiale bei TOU Preisstrukturen</i>	74
2.4.2	Critical Peak Pricing	78
2.4.2.1	<i>Einsparungspotentiale bei Critical Peak Pricing</i>	79
2.4.3	Peak Time Rebate	88
2.4.3.1	<i>Einsparungspotentiale bei PTR</i>	89
2.4.4	Real Time Pricing (RTP)	91
2.4.4.1	<i>Einsparungspotentiale bei RTP</i>	92
2.4.5	Peak Real Time Pricing	95
2.4.6	Zusammenfassung der Ergebnisse	96
2.5	Einsparungspotentiale und Möglichkeiten der Leistungsreduktion durch Smart Meter in Österreich	102
2.5.1	Allgemeine Potentiale zur Spitzenlastsenk im österreichischen Haushaltsbereich	102
2.5.2	Haushalts-Elektrogerätebestand in Österreich	103
2.5.3	Einsparungspotentiale durch Smart Metering im Haushaltsbereich	104
2.5.4	Einsparungspotentiale in Österreich	105
2.5.4.1	<i>Berechnung der Einsparungspotentiale</i>	105

2.5.4.2	<i>Auswertung der Ergebnisse</i>	106
2.6	Verursachungsgerechte Preisstruktur für Österreich	107
2.6.1	<i>Zusammenfassung der Preisstruktur</i>	111
2.7	Zusammenfassung	113
	Verzeichnisse	115
	Abkürzungsverzeichnis	115
	Abbildungsverzeichnis	116
	Tabellenverzeichnis	118
	Literaturverzeichnis	119

1 Theorie zur Spitzenlastbepreisung

Zwei große Probleme bei der Versorgung mit öffentlichen Gütern in verschiedenen Branchen haben die Ansätze der Spitzenlastbepreisung angetrieben: Die Nicht-Speicherbarkeit der Güter, und die periodischen und stochastischen Schwankungen bei der Nachfrage dieser Güter.

Die Theorie der Spitzenlastbepreisung wurde erstmals von Raymond T. Bye 1926 aufgegriffen und war ursprünglich für die Preisregulierung in Monopolgebieten vorgesehen.

Heutzutage wird Spitzenlastbepreisung auch in anderen Marktformen angewendet und gewinnt speziell in der Elektrizitätswirtschaft aufgrund besonderer Umstände an Gewicht. Diese Umstände sind die Nicht-Speicherbarkeit elektrischer Energie zu adäquaten Preisen, sowie die periodischen und stochastischen Schwankungen in der Nachfrage der Konsumenten nach elektrischer Energie (saisonal und untertags). Die Varianten der möglichen Anwendung sind vielfältig und reichen vom simplen Prinzip des Tag- und Nachtstromzählers als einfachste Möglichkeit, bis hin zum Real Time Pricing, bei dem der Energiepreis stündlich dem an der Energiebörse gehandelten Preis angeglichen wird.

Die Theorie zur Spitzenlastbepreisung kann grob in einen deterministischen und einen stochastischen Ansatz aufgeteilt werden. Der deterministische Ansatz wurde von Boiteux und Steiner in den 50er Jahren in seinen Grundzügen erarbeitet. In den 60er und 70er Jahren haben diverse Autoren dieses Modell um einige Facetten wie z.B. Nachfrageschwankungen, Ausfälle von Erzeugungseinheiten oder Rationierungsansätzen erweitert.

Brown und Johnson (1969) haben als Erste das Spitzenlastproblem bei stochastischer Nachfrage genauer betrachtet. Ihr Ansatz wurde in weiterer Folge durch z.B. Crew und Kleindorfer (1976) um einen Ansatz für mehrere Kraftwerkstechnologien und Zeitperioden erweitert. Bei stochastischer Nachfrage wurde aufgrund der hohen Wahrscheinlichkeit, dass es aufgrund ungenauer Nachfrageprognosen zu Engpässen in der Energieversorgung kommt, ein besonderes Augenmerk auf die Möglichkeiten zur Rationierung¹ gelegt. In den 80er und 90er Jahren haben diverse Autoren zusätzlich die Unsicherheiten auf der Erzeugerseite in ihre Modelle implementiert.

All diese Ansätze gehen von einer globalen Annahme aus: Die Kosten die im Gesamtsystem durch einen Ausfall verursacht werden sind messbar und können durch ein geeignetes Rationierungsverfahren auf die Kunden aufgeteilt werden. Aufgrund dieser Annahme kann

¹ Rationierungsmaßnahmen müssen getroffen werden, wenn die Versorgung aller Kunden nicht mehr gewährleistet werden kann. Dann muss die vorhanden Kapazität auf die Kunden nach einem bestimmten Schema aufgeteilt werden.

man ein Verfahren finden, mit dem man Energiepreise festlegen und weitere Investitionen in neue Kraftwerke planen kann.

Ein anderer Ansatz zur Bezifferung der Ausfallkosten, welcher von einigen Autoren parallel zu den Rationierungsverfahren verfolgt wurde, ist der Ansatz der Selbsteinschätzung der Kunden hinsichtlich ihres Leistungsbedarfs. Die Kundeneinschätzung muss dann, verbunden mit Zahlungsbereitschaft der Kunden für Leistung bei Engpässen im System, bewertet werden.

Dieser Ansatz teilt sich in drei Stränge auf: Jenen der Verfechter der Selbsteinschätzung der Kunden, jenen der Bedienung der Kunden nach ihrer Dringlichkeit ihres Bedarfs und jenen der Real Time Pricing als adäquateste Methode zur Aufteilung von Kapazitäten bei Engpässen verfolgt. Im weiteren Verlauf der Arbeit sollen alle diese Ansätze besprochen werden, und die Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur klassischen Spitzenlastbepricing werden aufgezeigt.

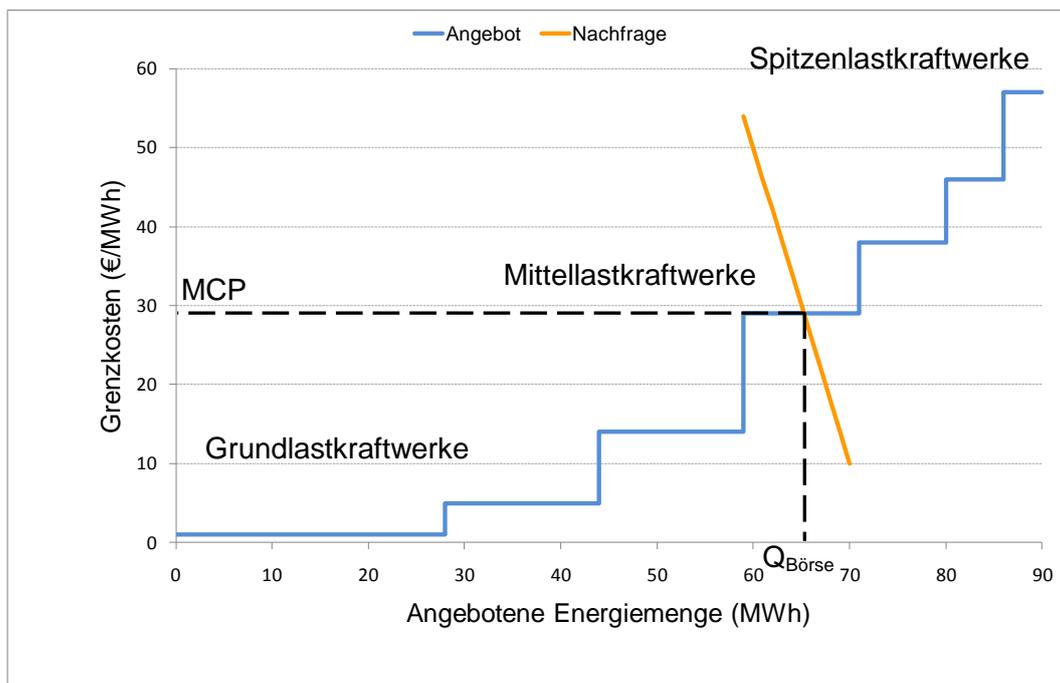


Abbildung 1: Beispiel zur Preisfindung an der Börse (Merit-Order²)

In der Abbildung 1 stellt $Q_{\text{Börse}}$ die tatsächlich gehandelte Menge an Leistung, an der Börse, in diesem Moment dar. Der Market Clearing Price MCP ist jener Preis, der sich durch die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und dem gehandelten Volumen, für alle Marktteilnehmer, für eine MWh Energie einstellt.

² Als Merit-Order bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die durch Angebot und Nachfrage an der Energiebörse ermittelt wurde.

1.1 Die Wohlfahrtsfunktion

Das Spitzenlastproblem ergibt sich hauptsächlich aus den Umständen, dass elektrische Energie nur unwirtschaftlich speicherbar ist und die Nachfrage schwankt. Bei ständig gleichen Preisen, wie dies momentan bei Haushaltskunden in Österreich der Fall ist, erhalten die Verbraucher keinen Anreiz ihren Verbrauch zu Spitzenlastzeiten einzuschränken. Auch wenn veränderliche Preise verrechnet werden, muss der Preis zur Spitzenlastzeit hoch genug sein, dass genügend Haushaltskunden ihren Verbrauch in eine andere Periode verlagern. Ein weiterer Nachteil bei der Verrechnung eines Durchschnittspreises, ist der Wohlfahrtsverlust. Es wird im Weiteren gezeigt, dass die Bepreisung elektrischer Energie zu den Grenzkosten die wohlfahrtsoptimale Lösung darstellt. Damit die Erzeugung zu jeder Zeit den Bedarf decken kann, müssen Kapazitäten (Kraftwerke) gebaut werden, welche nur für wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind, um das Maximum des schwankenden Bedarfs decken zu können (siehe Abbildung 1 Spitzenlastkraftwerke).

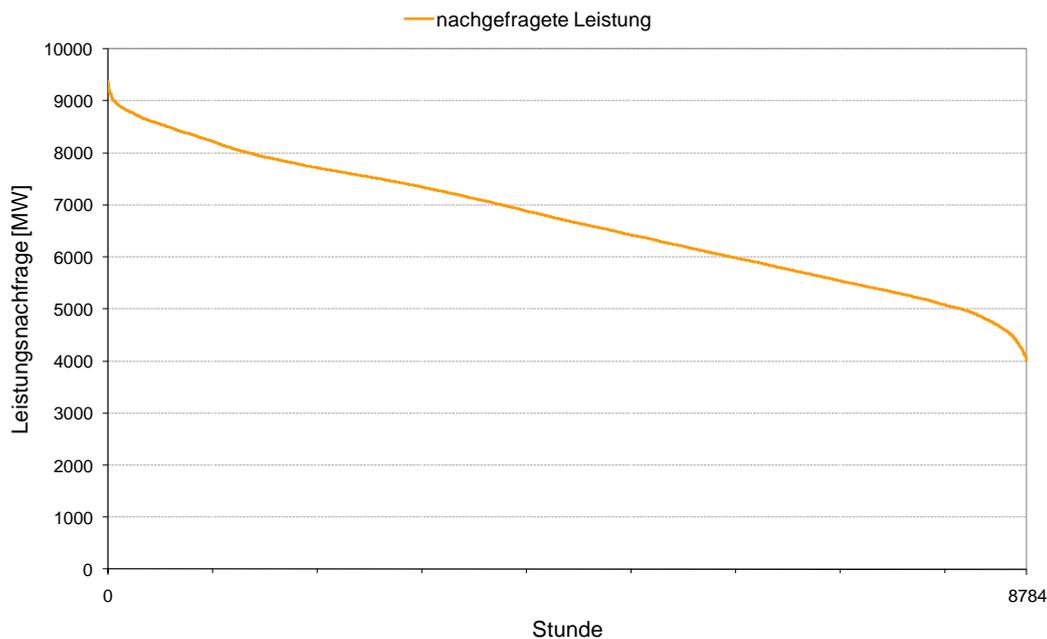


Abbildung 2: Jahresdauerlinie Österreich 2008 Datenquelle: (ENTSO-E)

Da der Bau und der Betrieb von Erzeugungsanlagen nicht kostenlos sind, stellt die Mindestnachfrage den Ausgangspunkt für das Spitzenlastproblem dar. Jede Kapazität, die über die Mindestlast hinaus installiert wird, ist prinzipiell ineffektiv, da sie nicht zur Gänze ausgenutzt werden kann. Dieses Problem spitzt sich vor allem bei der Deckung der Jahreshöchstlast, die nur wenige hundert Stunden im Jahr auftritt, zu. Zu dieser Zeit werden dann die ineffektivsten und im Betrieb teuersten Kraftwerke eingesetzt.

In der vergangenen Literatur gab es verschiedene, meist aufeinander aufbauende Konzepte zur Ermittlung der sozialen Wohlfahrt. Sowohl Bye (1926) & (1929), Lewis (1941), Boiteux (1949) & (1951), Houthakker (1951), Steiner (1957) als auch Hirshleifer (1958) haben in ihren Ausführungen die Bepreisung von elektrischer Energie zu den Grenzkosten der Erzeugung als wohlfahrtsökonomisch optimal befunden.

1.1.1 Der Begriff der Grenzkosten nach Boiteux

Ökonomen haben sich darauf geeinigt, dass die Versorgung mit elektrischer Energie als öffentlicher Dienst wohlfahrtsmaximierend angeboten werden soll. Dies ist ihrer Meinung nach nur durch das Anbieten zu den Grenzkosten möglich (Boiteux in Nelson, 1964). Deshalb ist es essentiell wichtig, die Grenzkosten im eigenen Unternehmen bestimmen zu können. Wenn ein Energieunternehmen nur ein Produkt (Strom) anbietet, und die Nachfrage pro Zeitperiode stark variieren kann, so ergeben sich die Grenzkosten als Ableitung der Gesamtkosten (Kapazitätskosten) und den Kosten für die Erzeugung der Energie (variable Betriebskosten). Damit diese einfache Betrachtung gelten kann, müssen laut Boiteux die folgenden Punkte erfüllt werden:

- Das Unternehmen bietet nur ein bestimmtes Produkt an;
- Die totalen Kosten sind eine stetige Funktion der produzierten Menge an elektrischer Energie;
- Die totale Kostenfunktion bleibt bei Erweiterung oder Einschränkung der erzeugten Energiemenge nicht stabil;
- Die langen Vorlaufzeiten in der Elektrizitätswirtschaft müssen berücksichtigt werden;

Da diese Punkte in der Realität meist nicht erfüllt werden können, ist es nicht möglich, die Grenzkosten als rein linear von der produzierten Menge abhängige Funktion anzusehen. Sobald ein neues Kraftwerk errichtet wird, kommt es aufgrund der zusätzlichen Kosten zu einer Veränderung der Grenzkosten im System.

Für die vereinfachte Betrachtung des Problems haben jedoch fast alle Autoren einen Ansatz gewählt, bei dem die variablen Erzeugungskosten immer gleich hoch angenommen wurden. Diese Annahme wurde zur Vereinfachung der analytischen und grafischen Lösung des Problems in die Ansätze implementiert.

1.1.2 Berechnung der sozialen Wohlfahrt nach Williamson

Williamson (1956) vereinfacht seine Analyse der Wohlfahrtsmaximierung, indem er annimmt, dass überall in der Elektrizitätswirtschaft optimale Bedingungen³ für die Erzeugung und den Austausch der Energie herrschen. Diese Annahme ist für Williamson notwendig um das Ziel der Maximierung der sozialen Wohlfahrt zu erreichen.

Die soziale Wohlfahrt ergibt sich aus den gesamten Einnahmen der Unternehmen plus der Konsumentenrente, abzüglich der Erzeugungskosten.

Wenn all diese Faktoren eines Marktes bekannt sind, dann errechnet sich der Netto Wohlfahrtsgewinn aus:

$$W = SB - SC = TR + S - TC \quad 1-1$$

mit:	W...Netto Wohlfahrtsgewinn	SB...Vorteil der Allgemeinheit
	SC...Kosten für die Allgemeinheit	TR...Einnahmen der Erzeuger
	S...Konsumentenrente	TC...Gesamtkosten

Wenn man diesen Term nach der produzierten Energiemenge Q ableitet, erhält man die notwendigen und hinreichenden Bedingungen für ein Maximum durch:

$$\frac{dW}{dQ} = \frac{d}{dQ}(TR + S) - \frac{d}{dQ}(TC) = 0 \quad 1-2$$

wobei die Preise den Grenzkosten der Erzeugung entsprechen

$$P - MC = 0 \quad 1-3$$

mit: P...Preis für eine kWh elektrischer Energie
 MC...Grenzkosten der Erzeugung

Überprüfung ob ein Maximum der Wohlfahrt erreicht wird:

$$\frac{d^2W}{dQ^2} = \frac{dP}{dQ} - \frac{d^2}{dQ^2}(TC) < 0 \quad 1-4$$

³ Kraftwerke produzieren am optimalen Arbeitspunkt (höchste Effizienz) und Leitungen beschränken zu keinem Zeitpunkt die Übertragung.

Es wird angenommen, dass die vorhandenen Kraftwerke komplett teilbar⁴ sind (Williamson 1956), wobei β Kapazitätskosten und b die variablen Betriebskosten darstellen. Daraus ergeben sich die Gesamtkosten zu:

$$TC = (b + \beta) \cdot Q \quad 1-5$$

sodass sich bei optimaler Auslegung der Kapazität bei der nachgefragten Menge Q folgender Preis ergibt:

$$P = b + \beta \quad 1-6$$

Wenn die optimale Kraftwerkskapazität⁵ gefunden wurde, dann gilt es nur noch die Frage des Preises für die beschränkte Kapazität \bar{Q} zu klären. Zur Maximierung der Wohlfahrt gilt laut Williamson (Williamson 1956, S.812):

$$W = (TR + S) - b \cdot Q \rightarrow Max \quad 1-7$$

mit der Nebenbedingung das $Q \leq \bar{Q}$ ist.

Dies als Lagrange-Funktion angesetzt ergibt:

$$L(Q, \lambda) = (TR + S) - b \cdot Q - \lambda \cdot (Q - \bar{Q}) \rightarrow Max \quad 1-8$$

durch partielle Differenzierung nach Q und λ und anschließendem null setzten erhält man:

$$P = b + \lambda \quad 1-9$$

$$Q \leq \bar{Q}$$

Das Kuhn-Tucker-Theorem (Kuhn, Tucker 1951, S.481 - 492) besagt, dass wenn die Kapazitätseinschränkung nicht bindend (das System könnte erweitert werden) ist, $Q \leq \bar{Q}$ eine erfüllte Ungleichung ist und der Faktor λ zu null wird, dann belaufen sich die Grenzkosten kurzfristig auf b .

Wenn die installierte Kapazität voll ausgeschöpft ist, dann wird der Faktor λ positiv und der Preis wird die variablen Erzeugungskosten b übersteigen. Für den Fall, dass $b + \lambda$ größer wird als $b + \beta$ (und diese Tendenz bleibt), dann sollte eine neue Kapazität hinzugefügt werden, da das System die Kapazitätserweiterungskosten tragen kann. Wenn hingegen $b + \lambda$ kleiner wird als $b + \beta$, dann sollte Kapazität aus dem System entfernt werden, da die Kosten dieser Kapazität so hoch sind, dass die Fixkosten nicht gedeckt werden.

⁴ Teilbar bedeutet, dass ein Kraftwerk nicht als Einheit zu einer bestimmten Anzahl an Megawatt angesehen wird, sondern jedes einzelne Kilowatt an installierter Leistung wird als gesondertes Kraftwerk betrachtet.

⁵ Die optimale Kraftwerkskapazität ist jene Menge an Leistung, welche genau der Nachfrage der Konsumenten entspricht.

Die zuvor definierten Regeln sind genau dann optimal, wenn Kapazitäten unendlich teilbar sind und die Nachfrage in einheitliche Teile⁶ zerlegt werden kann.

Wenn man diese Annahmen nicht als gegeben voraussetzt, muss die Gleichung des Netto Wohlfahrtsgewinns (W) umgestaltet werden zu:

$$W = S + (TR - TC) \quad 1-10$$

wobei der erste Term wieder die Konsumentenrente darstellt und der zweite Term die Nettoproduzenteneinnahmen. Letztere werden im Weiteren als Produzentenrente bezeichnet (Williamson 1956).

1.1.3 Berechnung der sozialen Wohlfahrt nach Crew, Fernando und Kleindorfer

Die Autoren Crew, Fernando und Kleindorfer (1995) gehen vom gleichen Ansatz zur Berechnung des Netto-Wohlfahrtsgewinnes aus wie Williamson (siehe Gleichung 1-1).

Im Falle eines einzelnen Produktes (elektrische Energie) kann der Wohlfahrtsgewinn für eine bestimmte produzierte Menge X auch ausgedrückt werden als

$$W = \int_0^X P(x)dx - C(X) \quad 1-11$$

mit: $P(x)$...Nachfragekurve $C(X)$...Gesamtkostenfunktion
 X ...produzierte Menge (Leistung) W ...Netto Wohlfahrtsgewinn

Das Integral umfasst somit den Gewinn des Unternehmens (Produzentenrente) und die Konsumentenrente. In der Funktion der sozialen Wohlfahrt werden Produzenten- und Konsumentenrente bei optimaler Wohlfahrt zusammen maximal, was dazu führt, dass die

⁶ Die Nachfrage der Konsumenten ergibt sich als Vielfaches der Grundeinheit Kilowatt (kW) bei Leistung bzw. Kilowattstunden (kWh) bei Energie.

optimalen Preise für elektrische Energie die Grenzkosten der Erzeugung sein müssen (siehe Abbildung 3⁷).

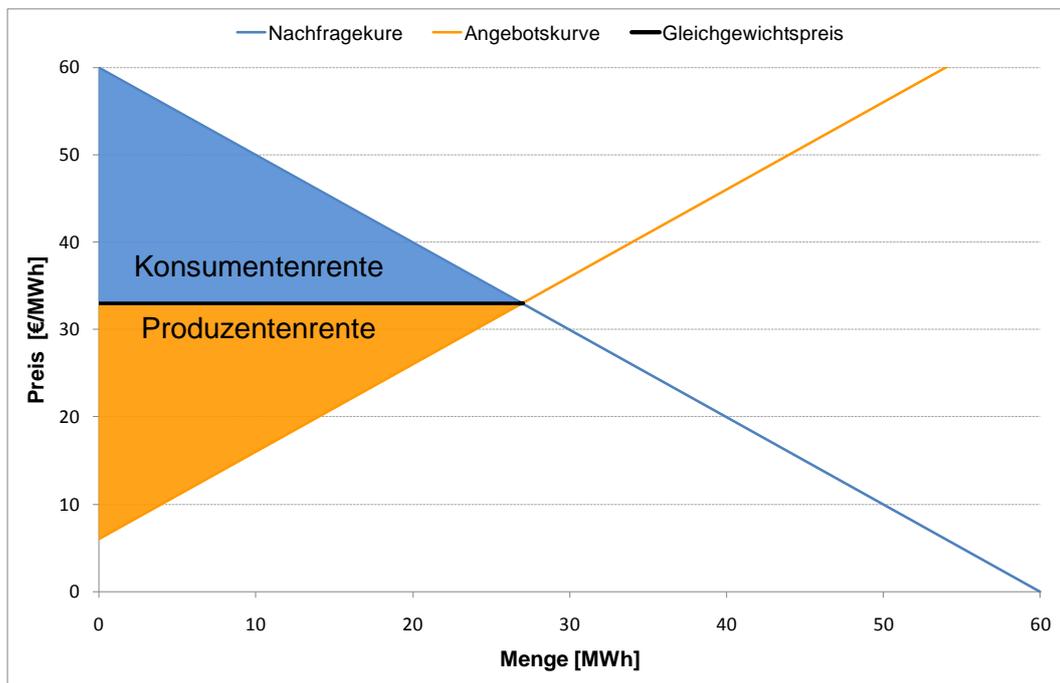


Abbildung 3: Beispieldarstellung zu Produzenten- und Konsumentenrente an der Strombörse (1 Technologie; Nachfrageverhalten für elektrische Energie sehr unwahrscheinlich)

Eine weitere Einschränkung zur Optimierung der Wohlfahrt begründet sich durch den Umstand, dass bei steigendem Absatz die Grenzkosten unter die Durchschnittskosten sinken. Dadurch wird von der erstbesten Lösung abgesehen, und Kompromisse müssen eingegangen werden.

Die Formel 1-11 wird weiter generalisiert, indem die Annahme getroffen wird, dass es verschiedene Arten von Kunden gibt ($\theta \in \Theta$), wobei $f(\theta)$ die Anzahl der Kunden der Gruppe θ ist.

Jetzt kann dieser Ansatz erweitert werden, indem der Erzeuger mehr als ein Gut anbietet (verschiedene Preise zu verschiedenen Zeiten), und die Kunden diese Güter von ihm beziehen. Die Kosten des Erzeugers sind dann $C(X)$, wobei $X=(X_1, \dots, X_n)$ die Gesamtnachfrage repräsentiert.

$$X_i(P) = \int_{\Theta} x_i(P, \theta) f(\theta) d\theta, \quad i \in N \quad 1-12$$

⁷ Die Werte für die Abbildung wurden für die bestmögliche Visualisierung gewählt und haben keinen praktischen Bezug.

mit: $X_i(P)$...Gesamte Nachfrage aller Kunden zu einem bestimmten Preis
 $x_i(P, \theta)$...Nachfrage einer Kundengruppe zu einem bestimmten Preis
 $f(\theta)$...Anzahl der Kunden der Gruppe θ

Dadurch kann die Maximierung der Wohlfahrt ausgedrückt werden als:

$$\max_{P \geq 0} W(P) = \int_{\theta} \left[V(x(P, \theta), \theta) - \sum_N P_i x_i(P, \theta) \right] f(\theta) d\theta + \Pi(P) \quad 1-13$$

$$\text{mit } \Pi(P) = \sum_N P_i X_i(P) - C(X) \geq \Pi_0 \quad 1-14$$

mit: $W(P)$...Wohlfahrtsgewinn bei einem bestimmten Preis
 $V(x(P, \theta), \theta)$...Nachfrage der Kunden zu einem bestimmten Preis
 $\sum_N P_i x_i(P, \theta)$...Gesamteinnahmen über alle Kunden
 $f(\theta)$... Anzahl der Kunden der Gruppe θ
 $\Pi(P)$...Gewinn des Unternehmens
 $C(X)$...Gesamtkostenfunktion
 Π_0 ...Netto-Nulleinnahmen (Deckung der Produktionskosten und Fremdkapitalzinsen)

Der Term in der eckigen Klammer in Gleichung 1-13 repräsentiert die Zahlungsbereitschaft der Kunden minus der tatsächlich geleisteten Zahlung. $f(\theta)$ beschreibt die Anzahl der Kunden in der Gruppe θ , und $\Pi(P)$ den Profit der Unternehmen, wobei Π_0 einen erwarteten Profitwert (mindestens die Eigenwirtschaftlichkeit⁸) angibt. Wenn Π_0 gleich Null ist, so macht das Unternehmen beim Verkauf zu diesem Preis keinen Verlust mehr. Der erste Term in Gleichung 1-13 stellt dabei die Konsumentenrente bzw. die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten dar.

Die Lösung für das Problem wird durch eine Lagrange-Funktion erster Ordnung ausgedrückt und mit Bezug auf Gleichung 1-13 und 1-14 lautet sie:

⁸ Eigenwirtschaftlichkeit ist ein Begriff zur Kennzeichnung der Finanzsituation eines öffentlichen Unternehmens. Sie ist dann gegeben, wenn Einnahmen und Ausgaben deckungsgleich sind, und somit kein Verlust für das Unternehmen vorliegt. Die Verzinsung des Eigenkapitals muss dabei ebenfalls gedeckt werden, da sonst keine Investition für das Unternehmen sinnvoll wäre(Wir09).

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \int_{\theta} \left(\sum_{j \in N} \left[-x_i(P, t) + \left(\frac{\partial V(x, t)}{\partial x_j} - P_j \right) \frac{\partial x_j(P, \theta)}{\partial P_i} \right] \right) f(\theta) d\theta + (1 + \nu) \left(X_i(P) + \sum_{j \in N} (P_j - C_j) \frac{\partial X_j}{\partial P_i} \right), \quad i \in N \quad 1-15$$

mit: X_j ...produzierte Menge an elektrischer Energie

P_j ...Preis für eine Einheit des Gutes j C_j ...Kosten zur Erzeugung des Gutes j

$V(x, t)$...Nachfragefunktion der Kunden ν ...Lagrangscher Multiplikator

Wobei gilt: $\nu \geq 0$ und $C_j = \partial C_j / \partial X_j$. Wenn man annimmt, dass $P_j = \partial V / \partial x_j$ ist, Gleichung 1-12 gilt und eine Lösung innerhalb von $P_i > 0$, $i \in N$ existiert, so erhält man bei Nullsetzen der Lagrange-Funktion das Ergebnis

$$\sum_{j \in N} \frac{(P_j - C_j)}{X_i} \frac{\partial X_j}{\partial P_i} = -\frac{\nu}{1 + \nu}, \quad i \in N \quad 1-16$$

oder anders formuliert

$$\sum_{j \in N} \frac{R_j}{R_i} \frac{(P_j - C_j)}{X_i} \eta_{ji} = -\kappa, \quad i \in N \quad 1-17$$

mit: $\eta_{ji} = (\partial X_j / \partial P_i) (P_i / X_j)$ die Kreuzpreiselastizität⁹

R_i ...Einnahmen durch Verkauf des Produktes i

$\kappa = \nu / (1 + \nu)$ die Ramsey Zahl (welche beim Wohlfahrtsoptimum positiv wird)

Anders ausgedrückt verändert sich Gleichung 1-17 zu

$$\sum_{j \in N} \frac{(P_j - C_j)}{X_i} \eta_{ij} = -\kappa, \quad i \in N \quad 1-18$$

Wenn nur ein Angebot von zwei Gütern (z.B. Time-of-Use Preisstruktur mit zwei verschiedenen Preisen und Zeiten) berechnet werden soll, so kann die Gleichung 1-18 auch explizit gelöst werden.

⁹ Die Kreuzpreiselastizität gibt an, um wie viel sich die Nachfrage eines Gutes ändert, wenn sich der Preis für ein anderes Gut ändert. In diesem Fall zwei verschiedene Preise für elektrische Energie zu verschiedenen Zeiten.

$$\frac{(P_i - C_i)}{P_i} = -\frac{\kappa}{\Delta} \left(\eta_{jj} - \frac{R_j}{R_i} \eta_{ji} \right), \quad i = 1, 2, j \neq i \quad 1-19$$

mit: $\Delta = \eta_{11}\eta_{22} - \eta_{12}\eta_{21}$

Bei dominierenden Eigenpreis-Effekten ($|\eta_{ii}| > |\eta_{ij}|$ für $i \neq j$), wird $\Delta > 0$. Für ein Problem mit zwei Gütern gilt also:

- Wenn Produkt 1 und 2 substituierend sind ($\eta_{ij} > 0$ für $i \neq j$), dann ist $P_i > C_i$, $i = 1, 2$, außer beim Wohlfahrtsoptimum.
- Wenn Produkt 1 und 2 komplementär sind ($\eta_{ij} < 0$ für i, j), dann ist $P_i < C_i$ beim Wohlfahrtsoptimum von nur einem der beiden Produkte möglich.

Dabei liegt im ersten Fall, außer beim Wohlfahrtsoptimum, der Preis für das Gut 1, ständig über dem Preis des gleichwertigen Gutes 2, das Gut 1 substituieren könnte. Im zweiten Fall sind diese Verhältnisse genau umgekehrt. Bei der Betrachtung des Spitzenlastproblems in der Elektrizitätswirtschaft werden die Güter nur in der Zeit in der sie nachgefragt werden unterschieden, und sind deswegen normalerweise substituierend¹⁰. Das Wohlfahrtsoptimum wird in diesem Fall nur durch Gewinnbeschränkung bei den Unternehmen erreicht, denn nur dann bepreisen Unternehmen zu den Grenzkosten und nicht Gewinn maximierend.

Komplementäre Güter treten vor allem im Kommunikationsbereich auf, wo auch Preise unter den Grenzkosten keine Seltenheit sind. Solche Preise treten dann auf, wenn ein Unternehmen glaubt, dadurch Vorteile gegenüber Konkurrenten bei der Kundenbindung zu erhalten oder andere besondere Umstände vorliegen.

Eine Alternative zu diesem Ansatz bieten zweiteilige oder nichtlineare Preisstrukturen (Oi, 1971). Die einfachste Form die hierbei angewendet werden kann ist, dass ein Fixpreis für den Bezug einer bestimmten Leistung bezahlt werden muss, und dem Kunden zusätzlich ein bestimmter Preis pro verbrauchter Einheit an Energie verrechnet wird.

Wenn nun der Preis pro Energiemenge auf die Grenzkosten gesetzt wird, und der Fixpreis angemessen verlangt wird, so wird ein Erzeuger mit Sicherheit Gewinne verzeichnen können (Oi, 1971). Ein Problem bei dieser einfachen Struktur kann auftreten, wenn Kunden kurzzeitig hohe Mengen an Leistung benötigen. Dadurch wird der Fixpreis, den sie zu bezahlen haben, sehr hoch sein und der Vorteil durch die Bepreisung zu den Grenzkosten

¹⁰ Hier ist nicht das Ersetzen von elektrischer Energie durch eine andere Energieform gemeint, sondern die zeitliche Verlagerung des Verbrauchs der Kunden.

kann für sie zum Nachteil werden¹¹. Solche Kunden müssen dann versuchen, falls möglich, elektrische Energie durch eine andere, günstigere Energieform zu substituieren.

1.2 Der deterministische Ansatz

Beim deterministischen Ansatz in der Spitzenlasttheorie wird davon ausgegangen, dass sowohl Erzeugung als auch Nachfrage der Kunden zu jedem Zeitpunkt vorhergesagt werden kann. Dies ist nur unter Annahme einiger Bedingungen möglich, die die reale Situation in der Elektrizitätswirtschaft stark vereinfachen. Diese Vereinfachungen werden getroffen, um mit überschaubarem Aufwand ohne Verlust der Genauigkeit Preise für elektrische Energie festlegen zu können. Den ersten Ansatz für die deterministische Bepreisung lieferte Bye (1926); (1929), einen weiteren Ansatz lieferte Steiner (1957).

1.2.1 Ansatz von Steiner

Vom ökonomischen Standpunkt aus ist es schwierig eine angemessene Preispolitik zu betreiben, welche physikalisch zur optimalen Menge an Kapazität führt (Steiner, 1957). In diesem Zusammenhang machte Steiner bereits in den 50-iger Jahren auf die Notwendigkeit des effizienten Einsatzes von Rohstoffen aufmerksam.

Laut Steiner teilt sich das Problem der Preisfindung in zwei Fälle auf:

- a. In den Fall, dass die Kosten, wenn die Preise für die Energie nahe oder genau bei den Grenzkosten liegen, unter den Durchschnittskosten (variable und Kapazitätskosten) aller Kraftwerke liegen und somit nicht alle Marktteilnehmer ohne Defizit elektrische Energie verkaufen können.
- b. In den Fall, dass für die Spitzenlastzeit viel mehr Kapazität im System installiert sein muss, als zum Großteil der Zeit von Konsumenten nachgefragt wird. Dadurch wird die meiste Zeit die installierte Kapazität nicht voll ausgenutzt.

Steiner bezieht sich im weiteren Verlauf seiner Arbeit nur mehr auf den Fall b.

¹¹ Durch solch eine Bepreisungsstruktur wird zwar der Energiepreis niedrig (Grenzkosten), jedoch kann bei extremer, zeitlicher Unausgeglichenheit der Nachfrage der Kunde nicht mehr von diesen niedrigen Energiepreisen profitieren, da sein Fixkostenanteil zu hoch wird. Solch ein Kunde wird eine Durchschnitts-Preisstruktur bevorzugen.

Um das Problem besser behandeln zu können, macht Steiner dazu die Annahmen, dass die Betriebskosten linear von der Erzeugung und die Kapitalkosten wiederum linear von der installierten Kapazität abhängen.

Steiner meint, dass das Problem der Spitzenlast überall dort auftritt, wo mit Erzeugnissen gearbeitet (erzeugt, gehandelt, verbraucht) wird, die nicht speicherbar sind. Am Elektrizitätssektor ist genau das der Fall, mit der Einschränkung, dass die Speicherung technisch grundsätzlich möglich ist. Die mit der Speicherung verbundenen Kosten sind allerdings so hoch, dass sie in keiner Relation zu den Kosten die bei Erzeugung von elektrischer Energie oder die bei der Erhöhung der Kapazität auftreten, stehen.

1.2.2 Aufteilung der Kosten in zwei Zeitperioden

Die Erzeugung elektrischer Energie soll in zwei identische Zeitperioden aufgeteilt werden (1Tag → 2-mal 12h) und verursacht zwei Arten von Kosten. Die Betriebskosten b pro Einheit pro Periode nimmt Steiner als konstant an (Steiner, 1957). β sind für Steiner die Kapitalkosten, welche unabhängig von der benötigten Kapazitätsmenge angenommen werden.

Laut Steiner sind die Grenzkosten einer Einheit in der Schwachlastzeit gleich den Betriebskosten b . Dies gilt, wenn weniger Kapazität benötigt wird als bereits installiert ist. In der Zeit der Spitzenlast liegt der Preis bei $b + \beta$, da zur Belieferung aller Konsumenten mit elektrischer Energie neue Kraftwerke (Kapazitäten) gebaut werden müssen. Steiner nimmt weiters an, dass zwei voneinander unabhängige Nachfragekurven (nachgefragte Energiemenge) der Konsumenten bekannt sind. Die Nachfragekurve der Konsumenten in der Spitzenlastperiode liegt jedoch in jedem Punkt über jener für die Schwachlastperiode (siehe Abbildung 4 links: fixe Lastspitze) ($\bar{x}_2 < \bar{x}_1$).

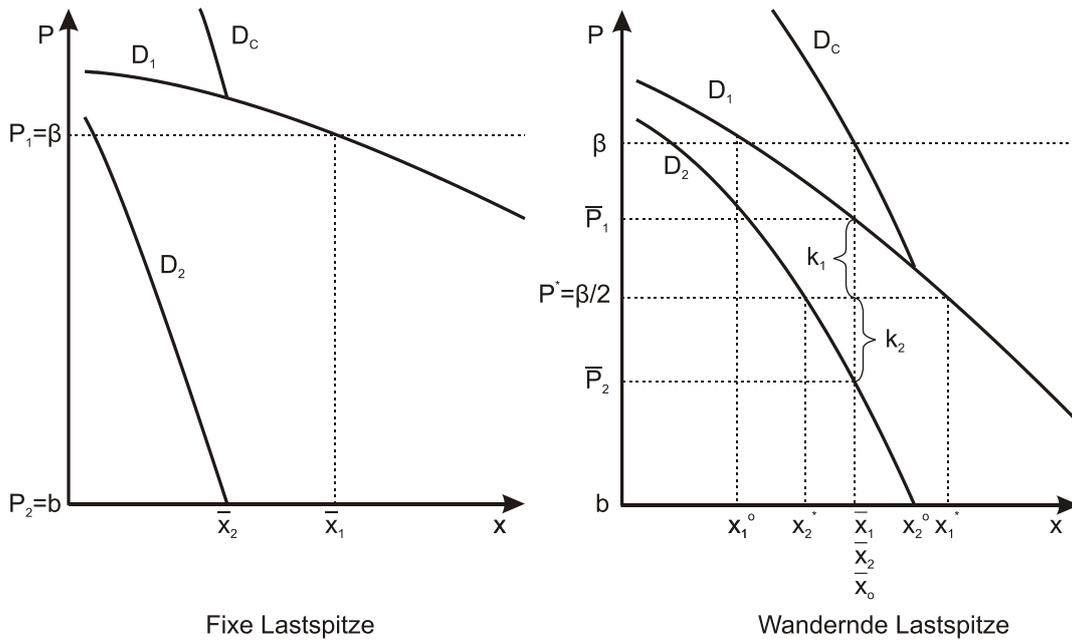


Abbildung 4: Vergleich: Fixe und wandernde Lastspitze laut Steiner

Die Kurven D_1 und D_2 sind die Nachfragekurven¹² in den verschiedenen Perioden und werden als effektive Kapazitätsnachfragekurven bezeichnet. Die Kurve D_c ist ihre vertikale Summe und wird als effektive Gesamtkapazitätsnachfragekurve bezeichnet.

Das Maximum an Kapazität, welches im System installiert werden muss, ist aus der maximalen Nachfrage der Konsumenten in der Spitzenlastperiode zu ermitteln. Steiner meint, dass ein Spitzenlastproblem bei jedem Preis gegeben ist, wenn die Nachfragemengen in den zwei Perioden bei diesem Preis unterschiedlich sind (siehe Abbildung 4: eine gedachte waagrechte Linie ergibt verschiedene Nachfrage für einen Preis). Prinzipiell sagt dies aus, dass nur bei einer ständig gleichen Nachfrage aller Kunden kein Spitzenlastproblem gegeben ist, da die volle Kapazität zu jeder Zeit ausgenutzt werden kann.

Das Ziel von Energieerzeugungsunternehmen ist die Maximierung des Gewinns durch die von den Konsumenten zu bezahlenden Preise. Allerdings ist die Erfassung der Preise, die jeder einzelne Nachfrager zu bezahlen bereit wäre, nicht möglich.

Da die maximalen Preise nicht ermittelt werden können, wird laut Steiner auf die Methode ausgewichen, dass alle produzierten kWh mit den Preisen $P_1 = b + \beta$ und $P_2 = b$ die Gesamtkosten (Betriebskosten und Kapazitätserweiterungskosten) decken sollen. Wenn

¹² Die y-Achse in Abbildung 4 wurde bereits um die Betriebskosten verschoben. Die x-Achse entspricht daher den variablen Betriebskosten b.

diese Bedingung der Gesamtkostendeckung erfüllt wurde, müsste keine unproduzierte Einheit mehr Kosten im System tragen¹³.

Dazu muss allerdings eine völlig unelastische Nachfrage herrschen. Das bedeutet, dass der Preis für den Konsumenten unerheblich ist, und er immer dieselbe Menge an Energie nachfragt, was aber in der Realität, zumindest im Bereich der Industriekunden, nicht der Fall ist.

Im Fall der fixen Kapazitätsspitze (Abbildung 4 links) ist die gerechtfertigte Kapazität \bar{x}_1 (Schnittpunkt der Grenzkosten für die Kapazitätsbereitstellung und der Nachfrage). Dabei ergibt sich für die maximale Nachfrage in der Zeitperiode 1 der Preis $P_1 = b + \beta$. Diese Kapazität stellt somit die Kapazitätsspitze dar. Sie müsste in jedem Fall installiert werden, um die Nachfrage aller Kunden zu bedienen.

Demzufolge sollte es den Konsumenten in der Zeitperiode 2 erlaubt sein, Energie zu konsumieren, solange sie die notwendigen Betriebskosten b dafür bezahlen. Die entsprechende Menge ist \bar{x}_2 und der Preis dafür $P_2 = b$.

In diesem Fall ergibt sich für die Grenzkostenpreise in den jeweiligen Zeitperioden

$P_1 = b + \beta \rightarrow$ Betriebsgrenzkosten + Kapazitätskosten (Spitzenlastperiode)

$P_2 = b \rightarrow$ Betriebsgrenzkosten (variable Betriebskosten) (restliche Perioden)

Mit dieser Annahme sollen die Gesamtkosten gedeckt werden (Steiner, 1957) und keine unproduzierte Einheit müsste zu den Kapazitätserweiterungskosten beitragen.

Dasselbe Verfahren wendet Steiner auf den Fall der wandernden Lastspitze an (Abbildung 4 rechte Skizze). Die Nachfragemengen der Konsumenten x_1^0 und x_2^0 in den beiden Zeitperioden und die damit verbundenen Preise reichen nicht mehr aus, um die Gesamtkosten zu decken. Die Nachfragemenge der Konsumenten in der Schwachlastperiode übersteigt bei x_2^0 (Schnittpunkt von D_2 und b) die Nachfrage der Konsumenten in der Spitzenlastperiode bei x_1^0 (Schnittpunkt D_1 und $b + \beta$). Daher werden nur die Kapazitätskosten für die Nachfragemenge x_1^0 gedeckt, jedoch liegt die Verbrauchsspitze bei x_2^0 . Die Kapazitätserweiterungskosten, die aufgewendet werden müssen um die Differenz der installierten Leistung zur Befriedigung der erhöhten Nachfrage der Konsumenten (x_2^0 im Vergleich zu x_1^0) decken zu können, werden aber nicht durch den Preis in der Zeitperiode 2, der bei den Betriebskosten b liegt, bezahlt.

Grundsätzlich gibt es keine Vorschrift, wie die Kapazitätskosten auf die einzelnen Perioden aufgeteilt werden. Es ist jedoch sinnvoll, wenn in einer Periode die Nachfrage stark ansteigt, diese auch mit den erhöhten Kosten durch die Kapazitätserweiterung zu belasten.

¹³ gemeint sind hier Kapazitätserweiterungskosten

Dazu ein anderer Ansatz von Steiner:

Die Summe aus den Betriebskosten b und den Kapazitätserweiterungskosten β wird halbiert. In der Abbildung 4 rechts wird dies durch die waagrechte Linie bei $\beta/2$ berücksichtigt. Die Schnittpunkte dieser Linie mit den Nachfragekurven der beiden Zeitperioden ergeben die jeweils von den Konsumenten nachgefragten Mengen x_1^* und x_2^* in diesen Zeitperioden. Somit erhält man eine Art Durchschnittspreis. Steiner stellte jedoch fest, dass die Gesamtkosten dadurch nicht gedeckt werden können (Steiner, 1957). Die richtige Lösung bekommt man bei Verwendung der D_C -Kurve. Ein Gesamtkapazitätsaufkommen entsprechend \bar{x}_0 ist nötig, um ein wirtschaftlich zufriedenstellendes Ergebnis zu bekommen. Dort, wo die Menge \bar{x}_0 die Nachfragekurven der einzelnen Zeitperioden schneidet, ist für die jeweilige Zeitperiode der notwendige Preis zur Deckung der Gesamtkosten horizontal ablesbar ($\bar{x}_0 = \bar{x}_1 = \bar{x}_2$). Der Abbildung 4 ist also zu entnehmen, dass auch die Kunden der Schwachlastperiode einen Teil der Kapazitätserweiterungskosten bezahlen müssen, damit die Gesamtkosten gedeckt werden können.

Somit kommt man zur Grundaussage von Steiner, nach welcher der Kapazitätsausbau nur dann gerechtfertigt ist, wenn entweder in einer Periode oder auf alle Perioden aufgeteilt die Gesamtkosten gedeckt werden. Wenn die passende Kapazitätsmenge gefunden wurde, wird die Produktion an elektrischer Energie bis zum Optimum erhöht. Bei dieser optimalen Erzeugungsmenge und bekannter Nachfrage der Konsumenten in jeder Zeitperiode ist es einfach, den optimalen Preis zu bestimmen (graphisch in Abbildung 4 dargestellt).

Die Quintessenz der Lösung bei zwei Perioden und wandernder Lastspitze ist, dass die Kapazitätsmengen, die von den Konsumenten in den verschiedenen Perioden bezogen werden, gleich sind, die Preise sich aber unterscheiden!

Ausgehend von Durchschnittspreisen (in der Abbildung 4 durch die waagrechte Linie bei $\beta/2$ gekennzeichnet) ergibt sich die Änderung der Preise der einzelnen Perioden, vom Durchschnittspreis hin zu:

$$\bar{P}_1 = b + \frac{\beta}{2} + k_1 \quad 1-20$$

$$\bar{P}_2 = b + \frac{\beta}{2} + k_2 \quad 1-21$$

Die Faktoren k_1 und k_2 in den Gleichungen sind die Unterschiede die sich im Preis, ausgehend vom Durchschnittspreis, ergeben (siehe Abbildung 4). Angesichts der Tatsache, dass bei gleicher erzeugter Energiemenge unterschiedliche Preise verlangt werden, findet eine Preisdifferenzierung statt.

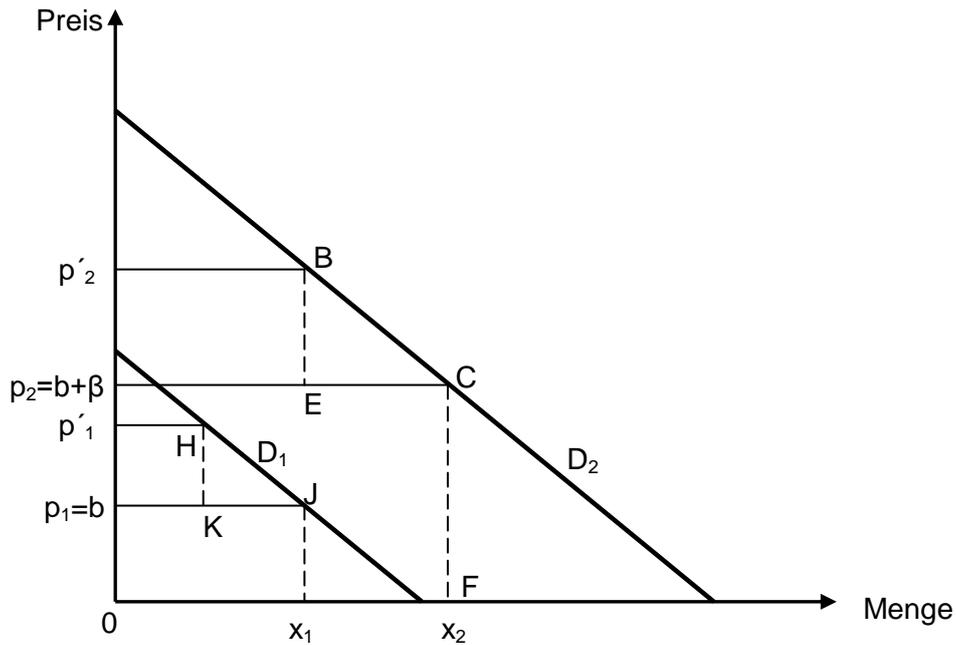


Abbildung 5: Beispiel zur optimalen Preisfindung

In Abbildung 5 wird ein Beispiel für die optimale wohlfahrtsökonomische Preissetzung gegeben. Im Ausgangsszenario liegen die Preise in der Peak Periode bei $p_2 = b + \beta$ und in der restlichen Zeit bei $p_1 = b$. Dies sind die Grenzkosten des Systems für eine installierte Kapazität der Menge x_2 .

Wenn die Preise auf p'_1 und p'_2 angehoben werden, dann verändern sich die Verhältnisse von Produzenten- und Konsumentenrente. In der Peak Periode erhöht sich die Produzentenrente um die Fläche die unter $p'_2 B E p_2$ eingeschlossen ist. Gleichzeitig verringert sich die Konsumentenrente aber um $p'_2 B C E p_2$. Dies entspricht einem Netto Wohlfahrtsverlust von der Fläche unter $B E C$. In der restlichen Zeit wird nach demselben Schema ein Wohlfahrtsverlust von $H J K$ detektiert.

Jede Abweichung von den Preisen p_1 und p_2 hätte dasselbe Ergebnis zufolge – es wird sich bei Preisabweichungen von den Grenzkosten, immer ein Wohlfahrtsverlust ergeben. Die optimale Kapazität, die sich demzufolge in diesem Beispiel ergibt, liegt bei x_2 . Im Bezug auf die Gleichungen 1-20 und 1-21 bedeutet dies, dass die Faktoren k_1 und k_2 , um den die Preise je kWh vom Durchschnittspreis verschieden sind, beim wohlfahrtsökonomisch optimalen Ergebnis genau bei $\beta/2$ liegen.

1.2.3 Erweiterung des Modells auf mehrere Perioden

Wird dieses Modell auf mehrere Perioden ausgeweitet, dann kommt man zum Ergebnis, dass die Lastspitze ihre Lage stetig ändert. In der Abbildung 5 sind z.B. drei Perioden dargestellt (D_1, D_2, D_3). Auch eine allgemeine Lösung für n Perioden stellt Steiner bereit¹⁴. Die Lösung für n Perioden ist zwar graphisch möglich, aber aufwendig.

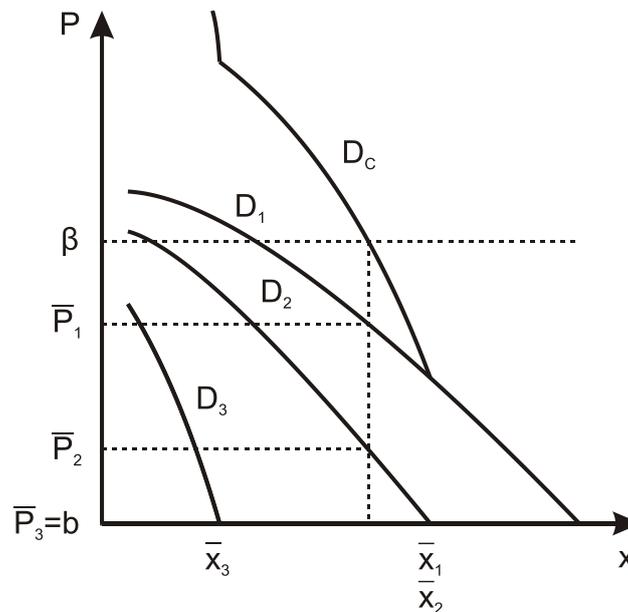


Abbildung 6: Drei-Perioden Nachfrageszenario

In der Abbildung 6 verursacht die Spitzennachfrage der Konsumenten D_1 bzw. D_2 die Kapazitätskosten (ähnlich dem in Kapitel 1.2.2 beschriebenen Fall). Für die Deckung der Nachfrage der Kunden in der Periode D_3 ist kein Kapazitätsausbau mehr nötig. Somit müssen in beiden Perioden D_1 und D_2 , neben den Betriebskosten b auch anteilige Kapazitätserweiterungskosten verrechnet werden (die Preise liegen bei \bar{P}_1, \bar{P}_2). \bar{x}_1 und \bar{x}_2 stellen die Kapazitätsnachfragemengen in den dazugehörigen Perioden dar die bereitgestellt werden.

In der Periode 3 werden solange Konsumenten bedient, bis der Preis bei den Betriebsgrenzkosten b liegt (in Abbildung 6 bei der Nachfragekurve D_3 und dem Preis \bar{P}_3).

Steiner ist der Meinung (Steiner, 1957), dass durch die Beschaffenheit der Nachfragekurve das Ansprechverhalten auf Preisänderungen wahrscheinlich zu langsam und verzögert stattfindet. Deshalb empfiehlt er, die Nachfragekurve jeder einzelnen Periode (in Abbildung 6

¹⁴ Im mathematischen Anhang (Steiner, 1957) wird von Steiner eine Berechnung für n -Perioden beschrieben.

sind dies D_1, D_2, D_3) durch Aneinanderreihung von kurzzeitigen Nachfragekurven in dieser Periode¹⁵ (wie in Abbildung 7 ersichtlich) zusammen zu setzen.

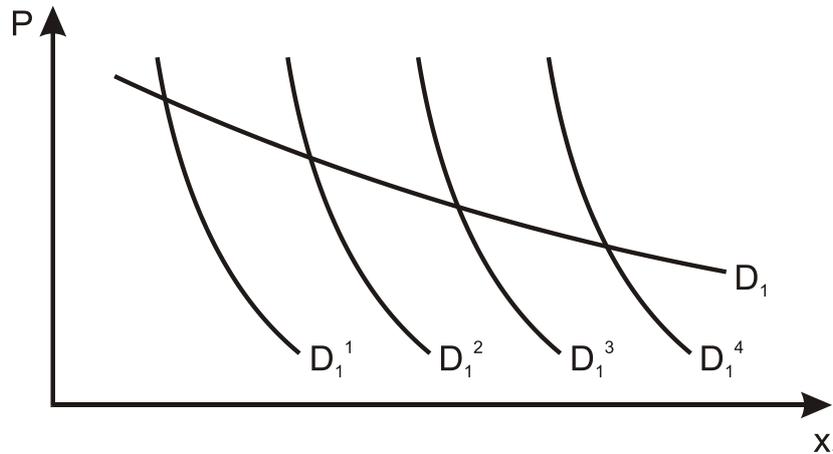


Abbildung 7: Aufbau der Nachfragekurve einer Periode

1.2.4 Ex-post-Verrechnung der Kapazitätsspitze

Es ist theoretisch möglich, bei Kenntnis von b und β ein optimales Bepreisungssystem einzuführen. Ein einfaches, kostenbasiertes Schema mit ex-ante-Preisen¹⁶ ($P_1 = b + \beta$; $P_2 = b$) schlug in der Praxis allerdings fehl, da sich die Konsumenten nicht exakt mit ihrem Verbrauch an die angenommenen Zeitvorgaben der Berechnung hielten (Steiner, 1957). Die Folge davon war, dass die Lastspitze in eine andere Periode abgewandert ist, und die Preise für die einzelnen Perioden nicht mehr passend waren. Hauptgrund für die Nachfrageverschiebung war, laut Steiner, der Preisvorteil der Kunden bei Verlagerung ihres Verbrauchs in eine andere Zeitperiode unter Kenntnis der Preise für jeden Zeitpunkt.

Als Abhilfemaßnahme schlug Steiner für Peak- Periode $P_1 = b + \beta/m$ und für die Off- Peak- Periode $P_2 = b$ anzusetzen. Die Variable m stellt dabei die Anzahl an Perioden dar, welche gemeinsam die Lastspitze (Kapazitätsnachfragespitze) verursachen¹⁷.

Deswegen hat Steiner einen Ansatz kreiert, bei dem die Kapazitätserweiterungskosten erst im Nachhinein, ex-post, an die Kunden weitergegeben werden.

Steiner erwartet sich durch die ex-post-Verrechnung¹⁸ der Kapazitätserweiterungskosten folgende Vorteile:

¹⁵ Nachfragekurven die kurzfristige Preisänderungen simulieren werden zu einer charakteristischen Nachfragekurve für eine Periode zusammengefasst.

¹⁶ Ex-ante-Preise werden vor eintreten des Konsums der Kunden veranschlagt und unterstellen ein prognostizierbares Verhalten, worauf basierend Preise festgelegt werden.

¹⁷ Im Kapitel 1.2.2 wären dies D_1 und D_2 . Die Bestimmung dieser Perioden soll aufgrund tatsächlicher Nachfrageverhältnisse erfolgen und nicht wie bei ex ante Bepreisung prognostiziert werden.

¹⁸ Durch die ex-post-Verrechnung kann jedem Kunden sein realer Verbrauch an Energie und Leistung nachträglich offengelegt und verrechnet werden.

- Es wäre keine Regulierung mehr notwendig, sondern nur eine Behörde (Marktaufsicht), welche die Verbrauchsdaten der Konsumenten mit den Kosten für die Energieerzeugung vergleicht¹⁹.
- Es würden immer die gesamten Kosten der eingesetzten Betriebsmittel gedeckt werden, da die Verrechnung auf die Kunden eine simple Division der tatsächlichen Kosten der Erzeugungsunternehmen durch den Verbrauch der Konsumenten in der jeweiligen Periode darstellt.
- Es würden nie mehr als zwei Preise pro Rechnungsperiode notwendig sein, auch wenn $m > 1$ ist, da ex post auf eine Kernzeit für Spitzenlast und Schwachlast zurückgerechnet werden kann, welche dann zu den Preisen $P_1 = b + \beta$; $P_2 = b$ an die Konsumenten verrechnet werden.

1.2.5 Verwendung verschiedener Technologien

Die in Kapitel 1.2.2 verwendeten Modelle beinhalten sehr viele Vereinfachungen bezüglich der Nachfrage und den Aufbringungsmöglichkeiten von Kapazitäten. In diesem Kapitel wird speziell auf die Erzeugung der Energie durch mehrere Technologien eingegangen. Ausgehend von den Ausführungen von Crew und Kleindorfer (Crew, et al., 1971) werden Überlegungen angestellt, wie Erzeugung und Nachfrage sich ständig decken können, unter der Annahme, dass verschiedene Technologien zur Erzeugung elektrischer Energie zur Verfügung stehen. Diese Problemstellung ist typisch für die Versorgung mit öffentlichen Gütern und kann nur durch Kompromisse gelöst werden.

Es kann z.B. in der Peak Zeit bei einem Problem mit fixer Lastspitze von großem Vorteil sein, neben einem Grundlastkraftwerk auch ein Spitzenlastkraftwerk zur Deckung der restlichen benötigten Leistung zu installieren. Dieses Spitzenlastkraftwerk wird sinnvollerweise niedrige Fixkosten haben, dafür aber bei den variablen Kosten weit höher als das Grundlastkraftwerk liegen. Es wäre unsinnig, ein teures Laufwasserkraftwerk zu bauen und dann die meiste Zeit im Jahr das Wasser über den Überlauf abfließen zu lassen. Es ist wirtschaftlicher ein günstiges Gaskraftwerk zu bauen, und dann das Gas nur zu Zeiten zu verbrennen, in denen die Leistung auch benötigt wird.

Im generellen T-Perioden-Modell von Crew und Kleindorfer (Crew, et al., 1975) werden die verschiedenen Zeitperioden mit $t=1, \dots, T$ bezeichnet. Die verschiedenen Technologien werden mit H bezeichnet und haben den Index $h=1, \dots, H$. Jede Technologie verschiedener Art hat andere variable Betriebskosten b_h und Kapazitätserweiterungskosten β_h . Diese

¹⁹ Diese Behörde hat Kenntnis davon, welche Kraftwerke vom Erzeuger eingesetzt wurden und wie hoch deren Gesamtkosten sind. Dadurch kann verglichen werden, ob der Preis der verlangt wird gerechtfertigt ist.

Kosten werden aber wie schon bei Steiner für die jeweilige Technologie linear angenommen. Durch diese Annahmen kann die Kostenfunktion definiert werden zu

$$C(X) = \min_{q_{ht}, Q_h} \sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^T b_h q_{ht} + \sum_{h=1}^H \beta_h Q_h \quad 1-22$$

in Abhängigkeit von

$$\sum_{h=1}^H q_{ht} = X_t, \quad \text{für alle } t \quad 1-23$$

$$Q_h - q_{ht} \geq 0, \quad \text{für alle } h, t \quad 1-24$$

$$q_{ht} \geq 0, Q_h \geq 0 \text{ für alle } h, t \quad 1-25$$

mit: X_t ...Nachfrage in der Periode t Q_h ...Kapazitäten des Typs h

q_{ht} ...Erzeugung durch Technologie h in der Periode t

b_h ...variable Betriebskosten der Technologie

β_h ...Kapazitätserweiterungskosten der Technologie h

Die Einschränkung aus Gleichung 1-23 stellt sicher, dass die Nachfrage in jeder Periode gedeckt wird, während Gleichung 1-24 die Technologie so einschränkt, dass nicht mehr Kapazität von einem Typ angefordert werden kann, als installiert wurde.

1.2.5.1 Optimaler TechnologiemiX der Erzeugung

Es werden hier grundlegende Eigenschaften der Kraftwerke festgelegt, welche für die Lösung der Gleichungen 1-22 bis 1-25 herangezogen werden müssen. Die verfügbaren Technologien H weisen dabei eine Kostenstruktur auf, die folgendermaßen aussieht:

$$\beta_1 > \dots > \beta_H > 0; 0 < b_1 < \dots < b_H \quad 1-26$$

Gleichung 1-26 besagt, dass je niedriger die variablen Betriebskosten eines Kraftwerkstyps sind (b_i), desto höher sind die dazugehörigen Kapazitätserweiterungskosten für diese Technologie (β_i) (siehe Abbildung 8). Daraus ergibt sich logischerweise die Reihenfolge des

Kraftwerkseinsatzes. Kraftwerke mit hohen Kapazitätserweiterungskosten, aber geringen variablen Betriebskosten müssen lange Zeit eingesetzt werden um gewinnbringend zu sein (Grundlastkraftwerke). Kraftwerke mit niedrigen Kapazitätserweiterungskosten, dafür aber hoher variablen Kosten (Brennstoffkosten), sollten nur für kurze Zeit eingesetzt werden um die Spitzenlast zu decken (Spitzenlastkraftwerke).

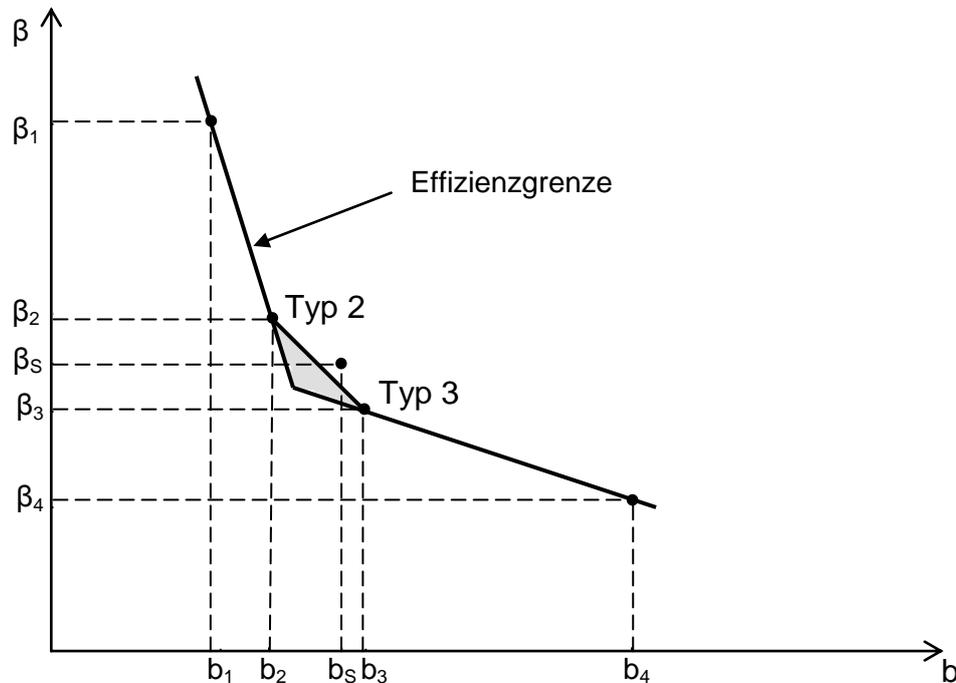


Abbildung 8: Effektive Einsatzreihenfolge von Kraftwerken

Wenn diese Beziehung aufgrund gewisser Umstände nicht möglich ist²⁰, dann gehen Crew und Kleindorfer (Crew, et al., 1979) davon aus, dass ein Kraftwerk des Typs h sowohl geringere Kapazitätserweiterungskosten als auch variable Kosten aufweist, als ein Kraftwerk des Typs k. Demnach ist h eine über k dominierende Technologie, was zu folgenden Ergebnissen führt:

- Ergebnis 1: Für alle Kraftwerkstypen h und k, für die $h < k$ gilt, muss Gleichung 1-27 erfüllt werden, wenn beide Technologien für die optimale Kraftwerkseinsatzlösung eingesetzt werden:

$$\frac{\beta_h - \beta_k}{T} < b_k - b_h < \beta_h - \beta_k$$

1-27

²⁰ Nicht jeder Kraftwerkstyp kann an jedem Ort gebaut werden, z.B. Speicherkraftwerke können auf ebenen Flächen nicht errichtet werden. Es ist aber nicht jeder Kraftwerkstyp zur Regelung geeignet bzw. die nötige Regelgeschwindigkeit kann nicht von jedem Kraftwerkstypen erreicht werden.

Wenn die linke Ungleichung in Gleichung 1-27 verletzt wird, dann ergibt sich die optimale Einsatzlösung der Kraftwerke durch alleinigen Einsatz der Technologie k. Wenn die rechte Ungleichung verletzt wird, dann sollten nur Kraftwerke des Typs h eingesetzt werden.

- Ergebnis 2: Wenn man von den Bedingungen in Gleichung 1-26 ausgeht, dann ergibt sich die Grenzkurve der effektiven Einsatzreihenfolge von Kraftwerken als eine stetig fallende, konvexe Kurve im b - β -Raum (siehe Abbildung 8).
- Ergebnis 3: Wenn die Gleichungen 1-26 und 1-27 gelten, dann werden Kapazitäten in der Reihenfolge ihrer steigenden variablen Betriebskosten installiert und betrieben. Der Kraftwerkstyp mit den Kosten b_1, β_1 wird dabei in jeder Periode eingesetzt und mit steigenden Indizes wird die Einsatzdauer über das Jahr gesehen geringer.

Das erste Ergebnis besagt, dass wenn h in der Merit Order vor k gereiht ist ($b_h < b_k$), dann ist bei Einsatz beider Technologien, der Kraftwerkstyp h billiger in der Erzeugung über T Perioden als k. Auf nur eine Periode gesehen (Spitzenlastperiode) kann es aber sein, dass Technologie k günstiger zum Einsatz kommen kann als h. Bei diesem Kraftwerk handelt es sich um ein Spitzenlastkraftwerk, welches den zusätzlichen Bedarf zur Deckung der Lastspitze günstiger bereitstellen kann, als dies der Bau eines neuen Grundlastkraftwerkes könnte.

Das zweite Ergebnis besagt, dass von zwei beliebigen Technologien (z.B. Typ 2 und 3 in Abbildung 8) der kombinierte Einsatz billiger ist, als die Kraftwerke strikt nacheinander einzusetzen. Dabei wird Typ 2 α und Typ 3 $(1 - \alpha)$ Anteile der Periode eingesetzt. Damit liegen die Kosten für die kombinierte Technologie bei $\alpha b_2 + (1 - \alpha)b_3$ und $\alpha\beta_2 + (1 - \alpha)\beta_3$ (grauer Bereich in der Abbildung 8). Bei genauer Betrachtung gibt es demnach Kombinationen von Technologien, die im Einsatz günstiger sind als die strikte Abarbeitung der Einsatzplanung anhand der Effizienzkurve.

Das dritte Ergebnis besagt, dass Kraftwerke grundsätzlich in der Dauer ihres Einsatzes in einer Periode von den niedrigsten (Grundlastkraftwerk; produziert in allen Perioden) zu den höchsten (Spitzenlastkraftwerk; wird nur kurze Zeit eingesetzt) variablen Betriebskosten gereiht werden sollten, was wiederum der Merit Order entspricht.

1.2.6 Optimale Preissetzung

Crew und Kleidorfer (1995) nehmen für ihren Ansatz zur optimalen Bepreisung an, dass es verschiedene Perioden in einem Gesamtzyklus (1 Tag) gibt, in denen verschiedene Energiepreise verrechnet werden. In diesen Perioden wird zu jedem Zeitpunkt gleich viel Leistung nachgefragt, sie dauern immer gleich lange und der verrechnete Preis ist innerhalb einer Periode auch immer derselbe.

Die Kapazitätserweiterungskosten für den gesamten Zyklus sind β , egal in wie viele Teilperioden der Zyklus aufgeteilt wird.

Das Spitzenlastproblem mit verschiedenen Technologien ergibt sich als Vereinigung der Gleichungen 1-22 bis 1-25 und der Gesamtkostenfunktion mit der Ramsey-Formulierung aus den Gleichungen 1-13 und 1-14 zu:

$$\begin{aligned} \max_{P \geq 0} W(P) &= \int_{\theta} \left[V(x(P, \theta), \theta) - \sum_{t=1}^T P_t x_t(P, \theta) \right] f(\theta) d\theta + \Pi(P) \\ &= \int_{\theta} V(x(P, \theta), \theta) f(\theta) d\theta - \left(\sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^T b_h q_{ht} + \sum_{h=1}^H \beta_h Q_h \right) \end{aligned} \quad 1-28$$

Aus Gleichung 1-28 können die wohlfahrtsoptimalen Preise für alle möglichen Kombinationen verschiedener zur Verfügung stehender Technologien, sowie verschiedene Anzahlen und Dauern von Perioden berechnet werden. $V(\dots)$ steht dafür für eine bestimmte Kundengruppe, und ihren Verbrauch zu einem bestimmten Preis.

1.2.6.1 Berechnung für 2 Technologien und 2 Perioden und fixer Lastspitze

Angenommen wird nun der Fall, dass die Nachfrage in Periode 1 immer unter der Nachfrage von Periode 2 liegt ($X_1(P) < X_2(P)$), was ein fixes Lastspitzenproblem darstellt. Periode 2 ist die Spitzenlastperiode der Nachfrage.

Für den Fall, dass für 2 Perioden nur eine Technologie ($H=1, T=2$) zur Verfügung steht um die Nachfrage zu decken, bilden sich dieselben Preise wie schon bei Steiner (1957). Die Preise ergeben sich zu $P_1 = b_1$ und $P_2 = b_1 + \beta_1$, wobei für die Nachfrage $Q_1 = q_{12} = X_2 > X_1 = q_{11}$ gilt.

Für den Fall, dass zwei Technologien ($H=T=2$) zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung stehen und die Gleichungen 1-26 und 1-27 gelten, verändert sich die Preisstruktur in den Perioden, wenn beide Technologien optimal eingesetzt werden. Die Lösung für das Problem der fixen Lastspitze, wenn wiederum $X_1(P) < X_2(P)$ gilt lautet:

$$P_1 = b_1 + (\beta_1 - \beta_2) - (b_2 - b_1); P_2 = b_2 + \beta_2 \quad 1-29$$

$$Q_1 = q_{11} = q_{12} = X_1 > 0; q_{21} = 0; Q_2 = q_{22} = X_2 - X_1 > 0 \quad 1-30$$

Auswertung der Ergebnisse für den Fall mit zwei Technologien und zwei Zeitperioden:

In den Gleichungen 1-29 und 1-30 gilt, dass $b_1 < b_2$, $\beta_1 > \beta_2$ ist. Würden diese Voraussetzungen nicht zutreffen, so wäre eine Technologie mit niedrigeren variablen Betriebskosten und niedrigeren Kapazitätserweiterungskosten behaftet, wodurch diese dominieren würde. In diesem Fall würde für jeden möglichen Lastfall nur eine Technologie eingesetzt werden.

Aus Gleichung 1-30 geht hervor, dass die Nachfrage der Niedriglastperiode 1 nur durch die Technologie 1 ($Q_1 = q_{11} = X_1$) gedeckt wird, die zwar teurer in der Errichtung ist (β_1), jedoch günstiger im Betrieb (b_1). Die Technologie

In der Spitzenlastperiode erzeugt Technologie 1 weiterhin Energie um die Nachfrage zu decken ($q_{12} = X_1$). Der Teil, der nicht gedeckt werden kann, nämlich $X_2 - X_1 = q_{22}$, wird von Technologie 2 erzeugt. Diese weist zwar höhere variable Betriebskosten (b_2) auf, ist aber günstiger in der Errichtung (β_2).

Weil Technologie 2 nur in der Spitzenlastperiode optimal eingesetzt werden kann, muss die Beziehung $b_2 + \beta_2 < b_1 + \beta_1$ gelten. Diese bedeutet, dass eine zusätzliche Einheit die nur in der Spitzenlastperiode gebraucht wird, günstiger durch Technologie 2 zu realisieren ist, als durch Technologie 1. Wird eine zusätzliche Einheit in der Niedriglastperiode zusätzlich benötigt, so muss die Beziehung $2b_1 + \beta_1 < 2b_2 + \beta_2$ gelten. Dies bedeutet, dass die Gesamtkosten, inklusive der zusätzlichen variablen Kosten die durch die erhöhte Erzeugung hinzukommen, von Technologie 1 geringer sind als von Technologie 2²¹.

Für den Off-Peak Preis bedeutet dies, dass Kapazitätserweiterungskosten von β_1 hinzukommen, wobei Kosten in der Höhe von β_2 abgezogen werden müssen, da die Kapazität auch in der Spitzenlastperiode verwendet werden kann. Aufgrund der Verfügbarkeit von Technologie 1 in der Spitzenlastperiode, belaufen sich die Einsparungen der variablen Betriebskosten auf $b_2 - b_1$, da sonst variable Kosten in der Höhe von b_2 in der Spitzenperiode zu Buche schlagen würden.

²¹ Technologie 1 wäre sonst überflüssig

Aus den wohlfahrtsoptimalen Preisen (Gleichung 1-29) kann folgende Beziehung abgeleitet werden:

$$b_1 < P_1 < b_2 < b_2 + \beta_2 = P_2 < b_1 + \beta_1 \quad 1-31$$

Wenn man den Fall 1, für den geplanten Einsatz von einer Technologie mit dem Fall 2 für mehrere Technologien vergleicht, so kann man die Schlussfolgerung ziehen, dass je mehr Technologien vorhanden sind, desto höher sind die Preise in der Off-Peak Periode, bzw. desto mehr sinken die Preise in der Peak Periode.

Auf diese Weise kann jede Kombination von Technologienanzahl und Periodenanzahl bestimmt werden. Es können sowohl Ergebnisse für die Maximierung der Wohlfahrt, als auch für die Maximierung des Profits für das Unternehmen erhalten werden.

1.2.6.2 Übersicht der Preissetzung unter verschiedenen Maximierungsbedingungen

Die Ergebnisse von Bailey und White (1974) für den Fall einer Technologie und zwei voneinander unabhängigen Zeitperioden werden in Tabelle 1 dargestellt. Diese wurden von Crew und Kleindorfer (1986) auf abhängige Zeitperioden erweitert.

Tabelle 1: Optimale Preissetzung beim deterministischen Fall und einer verfügbaren Technologie

Art der Optimierung	Peak Preis	Off-Peak Preis
Wohlfahrtsmaximierend	$b + \beta$	b
Profitmaximierend	$\frac{b + \beta}{1 + \frac{1}{\eta_2}}$	$\frac{b}{1 + \frac{1}{\eta_1}}$
Wohlfahrtsmaximierend mit Einschränkung des Profites $\Pi \geq \Pi_0$ für $0 \leq \kappa \leq 1$	$\frac{b + \beta}{1 + \frac{\kappa}{\eta_2}}$	$\frac{b}{1 + \frac{\kappa}{\eta_1}}$

mit: η_i ... Eigenpreiselastizität in der Periode i

Die Ergebnisse zur Wohlfahrtsmaximierung sind im Kontext bereits genügend beschrieben worden. Die Ergebnisse zur Profitmaximierung besagen (Bailey, et al., 1974), dass je elastischer die Nachfrage in Periode i ist, desto niedriger ist der Energiepreis in der Periode i. Dies kann sogar soweit führen, dass es profitmaximierend sein kann in der Spitzenlastperiode weniger zu verrechnen, als in der Schwachlastperiode. Auf die Realität umgelegt bedeutet dies, dass es gewinnbringend wäre großen Industriekunden, die eine höhere Elastizität aufweisen als Haushaltskunden, niedrigere Preise zu verrechnen.

Die profiteinschränkenden Ergebnisse werden prinzipiell gleich wie die profitmaximierenden ermittelt, um jedoch einen zu gravierenden Wohlfahrtsverlust zu vermeiden, wird der Gewinn, den die Unternehmen erzielen dürfen, beschränkt. Durch diese Gewinnbeschränkung wird der Einfluss der Elastizität auf die Preise gedämpft.

Beispiel: Wenn die Kosten für Industrieenergieerzeugungsanlagen unter den Preisen für elektrische Energie am Spot-Markt liegen, so bekommen die Industriekunden trotzdem geringere Preise verrechnet, als die Erzeugungskosten der Energieversorger sind. Wird dies so gehandhabt, dann würden Industrieenergieerzeugungsanlagen nicht weiter ausgebaut. Die Verluste, die dem Energieversorger dadurch entstehen würden, müssen an anderer Stelle wieder eingebracht werden. Dies würde zulasten einer Kundengruppe, die einen unelastischen Verbrauch aufweist, geschehen. Eine solche Lösung wäre betriebswirtschaftlich optimal, volkswirtschaftlich wären jedoch Verluste die Folge.

1.2.6.3 *Rate-of-Return-Regulierung*

Über die Zeit hat sich in den meisten Ländern die Rentabilitätsregulierung (Rate-of-Return Regulierung) ROR gegenüber der Ramsey-Preissetzung, wie sie in Kapitel 1.2.6 gezeigt wurde, durchgesetzt. Grundsätzlich sind die Berechnungen der beiden Ansätze dieselben, jedoch kommt bei der Rentabilitätsregulierung eine definierte Obergrenze für den Gewinn eines Unternehmens hinzu. Das Konzept der ROR ist die Festlegung einer maximalen Kapitalverzinsung, die ein Unternehmen erreichen darf. Solange diese bestimmte Kapitalverzinsung des betriebsnotwendigen Kapitalstockes nicht überschritten wird, kann ein Unternehmen seine Preise frei gestalten. In einem mehrstufigen Entscheidungsprozess beantragt als Erstes das Unternehmen jene Preise, welche aus Unternehmenssicht notwendig zur Kostendeckung sind bei der Regulierungsbehörde. Dann werden die Vertreter aller Parteien (Konsumenten, Produzenten, Regulierung) zusammengeführt, um schlussendlich über die ermittelten Kosten zu fairen Preisen und Kapitalrenditen zu kommen. Die Probleme die dabei entstehen können, sind der Mangel an Anreizen zur Kostenminimierung, Überkapitalisierung (Averch-Johnson-Effekt²²) sowie interne Subventionierungen, die nicht nachverfolgt werden können. Die Rentabilitätsrechnung ist bis jetzt insbesondere in den USA zur Regulierung von Sektoren wie Stromversorgung und Telekommunikation zum Einsatz gekommen (Crew, et al., 1995).

Bei der ROR versucht ein Unternehmen stets seinen Profit zu maximieren. Dies wird dann durch eine maximale Kapitalverzinsung s beschränkt. Wenn die Verhältnisse aus Gleichung

²² Der Averch-Johnson-Effekt (Wirtschaftslexikon) besagt, dass die gleiche Menge eines Produktes unter Einsatz von mehr Arbeitskraft und weniger Kapital zu geringeren Kosten produziert werden kann.

1-26 angenommen werden, ergibt sich der nicht regulierte, höchstmögliche Unternehmensgewinn zu:

$$\sum_{t=1}^T P_t X_t(P) - \sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^T b_h q_{ht} + \sum_{h=1}^H \beta_h Q_h = \Pi(P) \Rightarrow \text{Max} \quad 1-32$$

Wenn man den Fall annimmt, dass zwei Technologien zur Verfügung stehen und zwei voneinander unabhängige Zeitperioden mit Energie versorgt werden sollen (Periode 2 ist die Spitzenlastperiode), so ergeben sich die Verhältnisse aus Gleichung 1-29. Durch Einführung der maximalen Kapitalverzinsung s als Funktion der gesamten verfügbaren Kapazität multipliziert mit den Kapazitätserweiterungskosten erhält man folgende Grenzpreise:

$$MR_1 = 2b_1 + \sigma(s)\beta_1 - (b_2 + \sigma(s)\beta_2); P_2 = b_2 + \sigma(s)\beta_2 \quad 1-33$$

Dabei ist $\sigma(s) < 1$ und die Kapazitätserweiterungskosten sinken je kleiner $\sigma(s)$ ist. Durch diese Bedingung, und der Annahme das $\beta_1 > \beta_2$ ist, sinken bei ROR die Preise und die Produktion steigt im Vergleich zu einem rein profitmaximierenden Ansatz. Crew und Kleindorfer haben dieses Thema (Crew, et al., 1981) ausführlich behandelt.

1.3 Der stochastische Ansatz

Der Unterschied zwischen dem stochastischen und dem deterministischen Ansatz ist die Berücksichtigung möglicher Unsicherheiten bei Nachfrage und Versorgung. Diese Unsicherheiten sind auf der Erzeugerseite der mögliche Ausfall von Kraftwerken oder Störungen im Netz. Auf der Nachfrageseite sind es ständige Schwankungen im Bezug auf die momentan benötigte Leistung der Kunden, welche nicht genau vorhersehbar sind. Um diese Unsicherheiten abschätzen zu können, wird ein stochastischer Ansatz formuliert.

1.3.1 Das stochastische Modell von Crew und Kleindorfer

Stochastik bedeutet für Crew und Kleindorfer (1986), dass ein Modell entwickelt werden muss, bei dem die Ziele des Einsatzes der optimalen Kapazitätsfindung und Maximierung der Wohlfahrt, unter zusätzlicher Betrachtung von Unsicherheitsfaktoren bezüglich der Nachfrage der Konsumenten, geklärt werden muss.

Die Kosten für die Produktion elektrischer Energie ändern sich hierbei nicht, genauso wie die effektive Kapazität fast ident zum deterministischen Fall bestimmt werden kann. Die effektive Kapazität muss gleich sein wie beim deterministischen Modell, denn die Nachfrage, die Crew und Kleindorfer annehmen, bleibt gleich. Die Erweiterung um die Stochastik wird mit einem weiteren Term in der Nachfragefunktion, welcher die zufällige Abweichung von der Nachfragekurve im deterministischen Fall beschreibt, realisiert.

$$D_i(p_i, \tilde{u}) = X_i(p_i) + \tilde{u}_i \quad 1-34$$

Wobei $X_i(p_i)$ die Nachfrage der Konsumenten im deterministischen Fall beschreibt und \tilde{u}_i den Störterm darstellt, welcher einen Erwartungswert von

$$E(\tilde{u}_i) = 0 \quad 1-35$$

hat. Abbildung 9 soll den Fall der überlasteten Kapazität veranschaulichen. Der Unterschied des stochastischen Modells gegenüber dem deterministischen Modell ist in diesem Ansatz hauptsächlich durch die eingeführten Kosten für Rationierung gegeben. Rationierungskosten entstehen, wenn die Kapazitätsgrenze erreicht wurde, und in diesem Moment noch zusätzlich ein stochastischer Nachfrageanteil hinzukommt. In Abbildung 9 liegt die optimale Menge an Kapazität, welche bereitgestellt werden könnte, bei x'_1 (Crew, et al., 1986) und bei einem Preis von P_1 . Wenn sich durch Kraftwerksausfälle die maximale Kapazität auf z verringert, so muss der Preis für die Konsumenten auf P_1' angehoben werden. Dies stellt ein Rationierungsproblem dar, denn der Teil der Nachfrage der Konsumenten, welcher $x'_1 - z$ beträgt, kann nicht bedient werden.

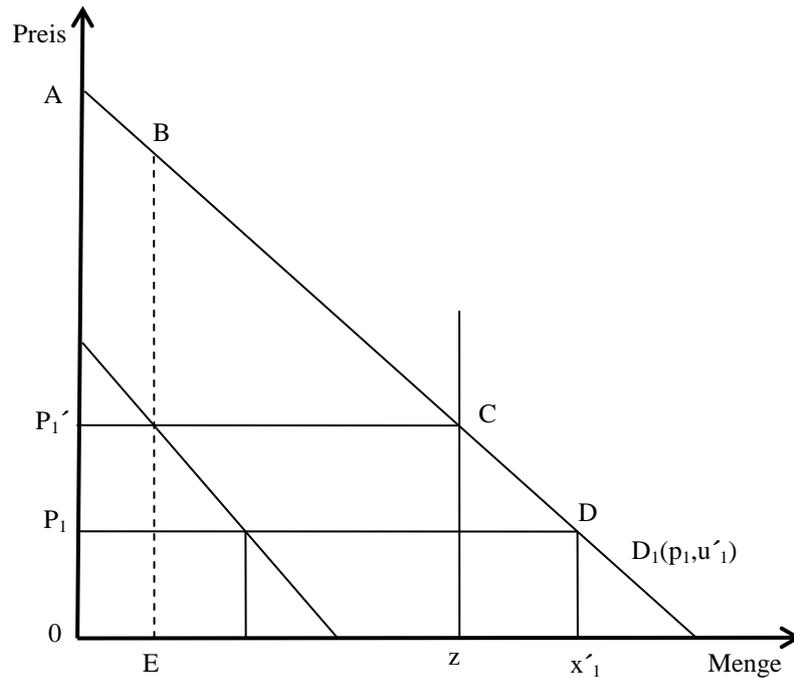


Abbildung 9: Überlastung der Kapazität aufgrund von stochastischer Nachfrage

Zur Rationierung der Kapazität, für den Fall, dass das System nicht mehr alle Konsumenten bedienen kann, gibt es laut Crew und Kleindorfer (1986) folgende Ansätze:

1. Rationierung nach der höchsten Bereitschaft der Konsumenten für Kapazität zu bezahlen:
Diese Methode wurde von Brown und Johnson definiert und besagt, dass jene Kunden, die bereit sind am meisten für die unterbrechungsfreie Versorgung zu bezahlen, auch bei Engpässen noch mit Energie versorgt werden. Sie sind bereit (wie in Abbildung 1 durch P'_1 veranschaulicht wird) bei Engpässen mehr für die Kapazität zu bezahlen. Jene Kunden, die diese Bereitschaft nicht zeigen, werden erst dann wieder versorgt, wenn das System genügend Kapazität zur Verfügung stellen kann (allerdings dann wieder zu einem geringeren Preis P_1)
2. Rationierung nach einem zufälligen Prinzip:
Solange Kapazitäten im System verfügbar sind, wird jeder Konsument bedient. Sobald die Kapazität erschöpft ist, wird kein zusätzlicher Konsument mehr bedient, egal wie viel er auch immer dafür bezahlen würde (Carlton, 1977) (Visscher, 1973).
3. Rationierung nach der geringsten Bereitschaft der Konsumenten für Kapazität zu bezahlen²³:
Dieser Ansatz wirkt bei oberflächlicher Betrachtung zwar als der Schlechteste von Allen, jedoch wird hier ein Maximum an Konsumentenrente erreicht. Die

²³ Dieser Ansatz wird nur der Vollständigkeit halber erwähnt, denn er hat keine praktische Relevanz.

Produzentenrente wird dabei jedoch minimal, weshalb kein Unternehmen ohne Zwang auf diese Rationierungsmethode zurückgreifen würde (Carlton, 1977) (Visscher, 1973). Solch ein Ansatz wäre in sozial sehr schwachen Ländern zu erwägen, jedoch müsste ein Zusatzmechanismus zur Deckung der gesamten Erzeugungskosten eingeführt werden.

1.3.2 Spitzenlastbepreisung mit Nachfrage- und Versorgungsunsicherheit

Im Unterschied zum Kapitel 1.3.1 wird hier auch die Unsicherheit auf der Erzeugerseite in die Betrachtung mit einbezogen. Das Problem, das an dieser Stelle hauptsächlich betrachtet wird, ist die Möglichkeit, dass zu Spitzenlastzeiten durch eine unerwartete Nachfrage die installierte Kapazität nicht mehr ausreicht um die Nachfrage decken zu können.

In der Realität besteht zusätzlich noch das Problem, dass bei schnellen Nachfrageänderungen oder Ausfällen von Kraftwerken Reserven vorhanden sein müssen, die diesen Unterschied innerhalb kürzester Zeit ausgleichen können.

Um bei solchen Verhältnissen optimale Preise berechnen zu können, muss man einerseits die Zahlungsbereitschaft der Kunden, bei genügend vorhandener Kapazität, und andererseits die Preise von Energiedienstleitungen und Rationierung zu Engpasszeiten berücksichtigen. Die Entscheidung, ob neue Kapazitäten installiert werden sollen, wird also getrieben von der Höhe der Grenzkosten der Kapazitäten und der Ersparnis, die durch die Vermeidung von Engpässen (Rationierungskosten) erreicht werden kann.

Um diese Ziele zu erreichen gibt es mehrere mögliche Preisstrukturen, z.B. Prioritätsbepreisung, unterbrechbare Versorgung von Kunden oder zeitlich und örtlich unterschiedliche Preise.

Die ersten Ansätze zur Spitzenlastbepreisung in Verbindung mit Stochastik machte Boiteux (1951), aber erst Brown und Johnson (1969) haben den Fokus der Allgemeinheit auf dieses Thema gelenkt. Sie entwickelten ein Modell, mit dem man Entscheidungen bezüglich des notwendigen Kapazitätsausbaus treffen kann, obwohl die Nachfrage nicht bekannt ist. Dabei nahmen sie an, dass ein Unternehmen bei übermäßiger Nachfrage ohne zusätzliche Kosten eine Rationierung allein durch Kenntnis der Bereitschaft der Kunden, für Kapazität zu bezahlen, durchführen kann.

Unsicherheiten auf der Erzeugerseite wurden erst ab Chao (1983) mit in die Betrachtung des Gesamtsystems eingebracht. Basierend auf diesen Werken definierten Kleindorfer und Fernando (1993) ein generelles Regelwerk zur Bewertung von Spitzenlastpreisen bei stochastischer Nachfrage und Erzeugung.

Für die erste Betrachtung wird angenommen, dass nur eine Technologie zur Energieerzeugung verfügbar ist und nur eine Preisperiode für den ganzen Tag gilt. Die Kapazitätserweiterungskosten sind β und die variablen Betriebskosten b . Die Nachfrage ist $X(P, \omega)$, für einen Kunden und für die Kundengesamtheit entspricht sie, unter dieser Annahme, der Gleichung 1-12. Dabei ist es erforderlich, dass die Nachfragekurve für steigende Preise fällt und eine Kontinuität im Nachfrageverhalten erfassbar ist. Die gesamte installierte Kapazität wird als Y bezeichnet und setzt sich aus vielen Kapazitätseinheiten zusammen, deren Einsatz und Verfügbarkeit voneinander und von der Nachfrage statistisch unabhängig²⁴ sind. $Z(Y, \omega)$ ist die verfügbare Kapazität zum Zeitpunkt ω und ergibt sich aus:

$$Z(Y, \omega) = \int_0^Y z(u, \omega) du \quad 1-36$$

mit: $z(u, \omega)$...Verfügbarkeitswert zwischen 0 und 1 (Verfügbarkeitsfaktor)

Die tatsächliche Erzeugung in Abhängigkeit vom Preis und der gesamten installierten Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt ist stochastisch und gegeben durch:

$$Q(P, Y, \omega) = \text{Min}[X(P, \omega), Z(Y, \omega)] \quad 1-37$$

Bei stochastischen Verhältnissen ist es entscheidend, dass die Möglichkeit von Ausfällen von Erzeugungseinheiten berücksichtigt wird. Kleindorfer und Fernando (1993) teilen die Kosten, die durch Kraftwerksausfälle und damit verbundenen Versorgungsproblemen bei Kunden anfallen, in drei Teile auf: Zum Ersten sind dies Rationierungskosten, die beim Energieversorger anfallen, wenn nicht genügend Kapazität vorhanden ist. Zweitens die Kosten, die durch die Störung verursacht werden, und drittens der Wohlfahrtsverlust. Die letzten beiden Kostenpunkte fallen direkt beim Kunden an.

Crew und Kleindorfer (1976) haben die Rationierungskosten und die Störungskosten durch eine lineare Funktion der Nachfrage, die nicht mehr gedeckt werden kann, ausgedrückt.

²⁴ Wenn ein Kraftwerk ausfällt, ist in der Realität seine gesamte Erzeugungskapazität ausgefallen. Hier wird allerdings jedes Kilowatt gesondert betrachtet und dies muss für die Rechnung nicht zwingend so eintreten.

1.3.3 Berechnung der sozialen Wohlfahrt unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

Grundsätzlich beschreiben Crew und Kleindorfer die Berechnung der sozialen Wohlfahrt beim deterministischen und stochastischen Modell als sehr ähnlich. Es kommt allerdings beim stochastischen Modell, durch die Unsicherheiten in den einzelnen Termen, nur zu einem „Erwarteten Wert der sozialen Wohlfahrt“.

Weiters werden Störungs- und Rationierungskosten, falls Engpässe im System auftreten, mit berücksichtigt. Die sich ergebende Funktion der zu erwartenden sozialen Wohlfahrt sieht wie folgt aus:

$$\bar{W}(P, Y) = E \left\{ \tilde{U}(\tilde{Q}(P, Y)) - \beta \cdot Y - b \cdot \tilde{Q}(P, Y) - (\delta + r)[\tilde{X}(P) - \tilde{Q}(P, Y)] \right\} \quad 1-38$$

mit: $\tilde{U}(\tilde{Q}(P, Y))$...Gesamte Zahlungsbereitschaft der Kunden

$\tilde{Q}(P, Y)$...Verfügbare Kapazität β ...Kapazitätskosten der letzten Einheit

Y ... Gesamte installierte Kapazität b ...variable Betriebskosten

δ ...Störungskosten r ...Rationierungskosten

$\tilde{X}(P)$...Nachgefragte Menge zu einem bestimmten Preis

Mit den Nebenbedingungen:

$$\bar{W}_P = [P - b] E\{\tilde{X}'(P)|\Omega_0(P, Y)\}Pr\{\Omega_0(P, Y)\} - [\delta + r]E\{\tilde{X}'(P)|\Omega_1(P, Y)\}Pr\{\Omega_1(P, Y)\} = 0 \quad 1-39$$

und

$$\bar{W}_Y = E \left\{ a \left(\tilde{P}(\tilde{Z}(Y)) + [\delta + r - b]|\Omega_1(P, Y) \right) \right\} Pr\{\Omega_1(P, Y)\} - \beta = 0 \quad 1-40$$

mit: $P = (P_1 \dots P_n)$...Preisfunktion b ...variable Betriebskosten

$\tilde{X}'(P)$...Ableitung der Nachfrage der Kunden zu einem bestimmten Preis

$\Omega_0(P, Y)$...Angebot zu einem bestimmten Zeitpunkt größer gleich der Nachfrage

$Pr\{\Omega_0(P, Y)\} = (1 - \rho)$...Die Zuverlässigkeit, dass das Angebot die Nachfrage deckt

$\Omega_1(P, Y)$...Angebot zu einem bestimmten Zeitpunkt kleiner als die Nachfrage

$Pr\{\Omega_1(P, Y)\} = \rho$...Die Unzuverlässigkeit, dass das Angebot die Nachfrage deckt

a ...Verfügbarkeitsfaktor der Technologie \tilde{p} ...Inverse Nachfragefunktion
 $\tilde{Z}(Y)$...Verfügbare Kapazität β ...Kapazitätskosten der letzten Einheit

1.3.4 Optimale Preissetzung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

Nach einigen mathematischen Zwischenschritten, die bei Bedarf nachzulesen sind (Crew, et al., 1995), wird eine Auflistung der optimalen Preise und der Zuverlässigkeit im Spitzenlastmodell, bei stochastischer Nachfrage und Erzeugung in Tabelle 2 angegeben. Aufgeteilt wird die Tabelle in additive und multiplikative Unsicherheit, welche die gängigsten statistischen Methoden zur Bewertung darstellen.

Tabelle 2: Optimale Preise und Zuverlässigkeit des Spitzenlastmodells bei stochastischer Erzeugung und Nachfrage (Eine Technologie und eine Periode)

	Multiplikative Unsicherheit	Additive Unsicherheit
$X(P,\omega)$	$X(P,\omega)=\zeta(\omega) D(P);$ $\zeta(\omega)\geq 0, E\{\zeta\}=1$	$X(P,\omega)=D(P) + \zeta(\omega);$ $E\{\zeta\}=0$
$P^*(\rho)$	$P^*(\rho) = \frac{b(1 - \gamma\rho) + (\delta + r)\gamma\rho}{(1 - \gamma\rho)}$ $\gamma = E\{\zeta \Omega_1(P, Y)\} \geq 1$	$P^*(\rho) = \frac{b(1 - \rho) + (\delta + r)\rho}{(1 - \rho)}$
ρ^*	$\rho^* = \frac{\frac{\beta}{a} - \Lambda}{\gamma\left(\frac{\beta}{a} - \Lambda\right) + (\delta + r)}$	$\rho^* = \frac{\frac{\beta}{a} - \Lambda}{\frac{\beta}{a} - \Lambda + \delta + r}$
P^{**}	$P^{**} = b + \gamma\left(\frac{\beta}{a} - \Lambda\right)$	$P^{**} = b + \frac{\beta}{a} - \Lambda$

mit: $X(P,\omega)$... Gesamte Kundennachfrage

$\zeta(\omega)$... Verbrauchsunsicherheit

$D(P)$... Nachfrage abhängig vom Preis

$P^*(\rho)$... optimale Preisfunktion bei unzuverlässiger Versorgung

δ ... Störungskosten bei Engpässen

r ... Rationierungskosten bei Engpässen

γ ... Erwartungswert der Verbrauchsunsicherheit zu Engpasszeiten

$E\{\zeta|\Omega_1(P, Y)\}$... Erwartungswert der verfügbaren Kapazität

$\Omega_1(P, Y)$... Zeitbereich in dem die Nachfrage das Angebot übersteigt

ρ^* ... Maß der Unzuverlässigkeit

a ... Verfügbarkeitsfaktor einer Technologie

Λ ... Differenz der Zahlungsbereitschaft der Kunden zum tatsächlichen Preis

P^{**} ... optimaler Preis

Grundsätzlich ist die Berechnung der multiplikativen den additiven Unsicherheiten vorzuziehen (Alghalith, et al., 2002). Dies liegt darin begründet, dass bei additiven Unsicherheiten der Produktionswert von Kraftwerken nie unter eine Mindestgrenze²⁵ fallen kann. Bei multiplikativen Unsicherheiten kann der Wert der Erzeugung auch auf null fallen, was in der Realität möglich ist. Wenn jedoch, wie in betrachteten Fall, auch die Unsicherheiten auf der Nachfrageseite mit berücksichtigt werden, so liefern beide Methoden ähnliche Ergebnisse und es gibt keinen deutlichen Vorteil bei einem Verfahren. Beide Methoden bestätigen insgesamt die Aussage, dass nie 100 % der Erzeugung verfügbar ist²⁶, und beziehen auch die Unsicherheiten bei den Verbrauchern mit ein.

1.3.5 Erweiterung des stochastischen Ansatzes auf mehrere Technologien und Perioden

Auch für ein Modell mit mehreren Perioden und Technologien gibt es in Crew & Kleindorfer (1995) Lösungen. Aufgrund des komplexen Rechnungsweges, wird diese Lösung hier nicht ausgeführt. Sie kann in Crew & Kleindorfer (1995) im Appendix (Seite 241-245) nachgelesen werden. Grundsätzlich sind die Ergebnisse denen des deterministischen Falls sehr ähnlich, mit dem Zusatz der erwarteten Rationierungskosten und der Unzuverlässigkeit bei der Verfügbarkeit von Kapazitäten.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Kosten in jeder Periode den zu erwarteten variablen Betriebskosten plus den zu erwarteten Kosten für Störungen²⁷ und Rationierung²⁸ entsprechen sollten. Dies wäre die optimale Lösung aus Sicht der sozialen Wohlfahrt. Die Kapazität die im System installiert wird, sollte so gewählt werden, dass die Kosten einer Kapazitätseinheit der letzten eingesetzten Technologie (gebrochen durch die Verfügbarkeit

²⁵ Diese Mindestgrenz ist laut Alghalith & Dalal (2002) durch die Rechnung mit additiven Unsicherheiten bedingt (z.B. 50 % der Erzeugung), gilt aber nicht in der Realität.

²⁶ Diese Feststellung gilt, wenn die insgesamt installierte Kapazität genau der Verbrauchsspitze entsprechen würde und keine Reservehaltung vorgesehen ist.

²⁷ Die Störungskosten beschreiben Probleme die beim Kunden aufgrund des Stromausfalls aufgetreten sind. Beispiele dafür sind Schäden an laufenden Prozessen oder der Verderb von Lebensmitteln aufgrund vom Ausfall der Kühlgeräte.

²⁸ Die Rationierungskosten entstehen bei den Versorgungsunternehmen aufgrund der entgangenen Einnahmen bei der Kundenversorgung, aufgrund von zu wenig vorhandener Erzeugungskapazität.

der Technologie) genau den erwarteten Grenzkosten entsprechen, die durch Zubau einer weiteren Kapazitätseinheit im Engpassfall (Störungs- und Rationierungskosten) vermieden hätten werden können.

1.4 Rationierungsregeln und Ausfallkosten

Das große Problem in Kapitel 1.3.2 ist, dass bei Versorgungs- und Nachfrageunsicherheiten sowie ex-ante-Preisen das Versorgungsunternehmen zur optimalen Kapazitätsauslastung sowohl eine Rationierung bei den Preisen, als auch bei der Kapazität machen muss. Die Preise alleine können die Nachfrage nicht so regulieren, dass sich diese an die Erzeugung zu jeder Zeit anpassen kann. Es wäre aber auch unerschwinglich teuer, so viel Kapazität im System zu installieren, dass jedes mögliche Nachfrageszenario abgedeckt werden kann. Dies führt zu mehreren Ansätzen wie die Kapazität im Engpassfall auf die Konsumenten aufgeteilt werden könnte.

1.4.1 Arten der Rationierung

Bisher wurde davon ausgegangen, dass bei einem Engpass die Rationierung in Reihenfolge steigender Ausfallkosten²⁹ bei den Konsumenten durchgeführt wird. Da bei den Störungskosten eine Homogenität aller Kunden angenommen wurde, ist die Reihenfolge der Trennung der Kunden von Netz, nur vom Maß ihres Wohlfahrtsverlustes abhängig. Nun werden die Kunden auch bei den Störungskosten unterschieden, was das Modell um einiges komplizierter macht.

In der vergangenen Literatur finden sich viele Ansätze zum Thema der Rationierung. Wichtige Beiträge dazu lieferten Visscher (1973), Carlton (1977) und Finsinger (1980). Unter der Annahme von additiven Unsicherheiten (siehe Tabelle 2) hat Visscher (1973) zwei Schemen zur Rationierung vorgeschlagen, die nach seiner Meinung sehr gut geeignet wären:

1. Die Rationierung bei Engpässen erfolgt zufällig, ohne jede Rücksicht auf die dabei entstehenden Ausfallkosten bei den Kunden.

²⁹ Die Ausfallkosten der Konsumenten setzen sich aus den Störungskosten (z.B. Produktionsausfall, beschädigte Ware...) und dem Wohlfahrtsverlust zusammen. Jene Kunden, deren Summe dieser beiden Werte am geringsten ist, werden als Erstes von der Versorgung im Engpassfall ausgeschlossen.

2. Die Rationierung bei Engpässen erfolgt in der Reihenfolge in der die Kunden bereit sind dafür zu bezahlen. Je mehr jemand dabei für die Versorgung mit elektrischer Energie bezahlen will, desto länger bleibt er am Netz.

Carlton (1977) hat diese Ansätze ebenso verfolgt, jedoch für multiplikative Unsicherheiten. Dabei ist anzumerken, dass der 2. Ansatz einen wirtschaftlich optimalen Ansatz für die Unternehmen darstellt, denn vom Wohlfahrtsstandpunkt aus gesehen wäre die optimale Lösung genau umgekehrt. Rationierung müsste dabei so erfolgen, dass die Kunden die am wenigsten bereit sind zu zahlen, am längsten am Netz bleiben. Dies ist aber aus Sicht der Unternehmen untragbar und wird sich deswegen nicht durchsetzen können.

Visscher und Carlton zeigten, dass vom optimalen Wohlfahrtsansatz, über Fall 1 bis hin zu Fall 2, die Preise ständig steigen. Es steigt aber neben den Preisen auch die installierte Kapazität und die Versorgungszuverlässigkeit. Es ist daraus ersichtlich, dass man wählen muss, welcher Kompromiss für ein(en) Unternehmen/Staat der Beste ist. Beahlt die Allgemeinheit mehr, so steigt auch die Versorgungssicherheit. Ist die Zahlungsbereitschaft der Kunden gering, so wird man sich mit einigen Ausfällen abfinden müssen.

Diese Ansätze haben einen entscheidenden Schwachpunkt, denn es wird nie erörtert, wie sich diese Rationierungsmethoden vom technischen und wirtschaftlichen Standpunkt aus implementieren lassen.

Für die technische Einführung bieten Smart Meter eine gute Möglichkeit, wenn bei den Endgeräten zusätzlich eine Leistungsmessung erfolgt. In Kombination mit preissensitiven Schaltgeräten, ist hier ein großes Potential zu sehen.

Für die wirtschaftliche Implementierung ist es notwendig, so gut als möglich über die Ausfallkosten bei Rationierung Bescheid zu wissen. Meist wird ein Unternehmen versuchen wollen, jenen Kunden mit den höchsten Ausfallkosten so lange als möglich zu versorgen, da diese Kunden am meisten bezahlen. Daher ist eine genaue Aufschlüsselung der Ausfallkosten von Kundengruppen unumgänglich. Aus diesem Grund haben sich einige Wissenschaftler mit der Bewertung dieser Kosten beschäftigt. Eines der besten Ergebnisse erzielten dabei Munasinghe und Sanghvi (1988), die sich mit optimalen Preisen und Zuverlässigkeiten für das Erreichen einer angemessenen Ausfallrate bei Kunden beschäftigten.

Empirische Erfahrungen zu dem Thema der Ausfallkosten haben dazu geführt, dass die Gesamtheit aller Kunden in Gruppen³⁰ unterteilt wird. Munasinghe (1980) hat in seinen Ausführungen die Ausfallkosten anhand des entstehenden Freizeitverlustes bei den Kunden errechnet. Sanghvi (1983) hat den Wohlfahrtsverlust, der in einem Haushalt durch Ausfall in einer definierten Zeitperiode entsteht, als Maßstab angenommen. Jeder Autor, der

³⁰ Die größte Unterteilung erfolgt in Haushalt, Gewerbe und Industrie. Weiter kann z.B. der Industriesektor unter Anwendung von Lastprofilen in Papierindustrie, Stahlindustrie,... unterteilt werden. Dies erfolgt bei allen drei großen Sektoren in ähnlicher Weise.

sich mit diesem Thema beschäftigte, hat in dieser Art seinen eigenen Ansatz für die Ermittlung der Ausfallkosten definiert.

Im Fall von Industriekunden haben Munasinghe und Gellerson (1979) die Ausfallskosten an die Kosten für Ausfälle in der Produktion geknüpft. Bental und Ravid (1986) setzen die Ausfallkosten bei Industriekunden wertmäßig so hoch an, wie die Errichtung einer Back-up Stromversorgung für die Unternehmen kosten würde.

Wenn man die Kunden selbst ihre Ausfallkosten bewerten lässt, so haben Studien gezeigt, dass sie diese tendenziell überbewerten. Dies wird dadurch erklärt, dass Kunden unwilliger sind, sich mit möglichen Ausfällen abzufinden, als sie bereit sind zu bezahlen um sich Versorgungszuverlässigkeit zu erkaufen. Dieses Verhältnis von willingness to accept (WTA – einen Ausfall für sich selbst in Kauf nehmen) zu willingness to pay (WTP – die Bereitschaft für zuverlässige Versorgung mehr zu bezahlen), wird in der Literatur für industrialisierte Länder mit 4:1 angegeben. Diese geringe Zahlungsbereitschaft ist wahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass die Kunden in Industrieländern keine Erfahrungen mit Ausfällen haben, da hier nach wie vor eine sehr hohe Sicherheit bei der Stromversorgung gegeben ist. Ein anderer Punkt bei der Selbsteinschätzung von Kunden ist (Finsinger, 1980): Wenn Kunden wissen, dass aufgrund ihrer Angaben Pläne für Rationierung erstellt werden, geben sie absichtlich hohe Kosten an, um trotzdem zu Engpasszeiten versorgt zu werden. Finsinger (1980) hat zwar dazu auch Methoden entwickelt um ein solches Verhalten bei den Kunden zu minimieren, dieses wurde aber nie erprobt und dürfte im Falle eines strategischen Zusammenschlusses von Kunden wahrscheinlich nicht funktionieren.

1.5 Mögliche Rationierungsverfahren zur Anwendung

Die in Kapitel 1.4 beschriebenen Probleme bei der Bewertung der Ausfallkosten führten dazu, dass sich mehrere Autoren damit beschäftigt haben, Schemen zur Kunden-Selbsteinschätzung zu entwickeln. Die Kunden sollen selbst ihr benötigtes Level an gesicherter Versorgung herausfinden. Dabei gibt es drei grobe Ansätze: Zum Ersten einen Weg über Spot oder Real-Time- Pricing, als Zweites eine Selbstrationierung und als Drittes eine Prioritätenliste der Kunden.

1.5.1 Rationierung durch Spot oder Real-Time-Pricing

Im Gegensatz zu den meisten Branchen verkaufen die Versorger von öffentlichen Gütern ihren Kunden die Produkte nicht zu den tatsächlichen momentanen Preisen. Durch die Nicht-Speicherbarkeit und den ständigen Fluktuationen bei Versorgung und Verbrauch benötigt die Elektrizitätswirtschaft besondere Aufmerksamkeit bei der Preisbildung. In den meisten Fällen werden Stromhandelsgeschäfte mit Verträgen für die nahe Zukunft (ca. 1-3 Jahre) abgeschlossen. Diese werden auf Durchschnittskosten aufgeteilt und an die Kunden weiterverrechnet.

Das erste Konzept für Real-Time-Pricing entwarf Vickrey (1971). Das Grundkonzept war es, die Preise an die letzten Signale bezüglich der Unsicherheit von Erzeugung und Verbrauch zu binden. Damit sollten im Idealfall keine Rationierungen bei Kapazitäten durchgeführt werden müssen, da Kunden durch sehr hohe Preise ihren Verbrauch vermindern. Nach Vickrey (1971) ist dies die optimale Lösung für die Rationierung, wenn keine Transaktionskosten im System bezahlt werden müssen und die Kunden sich optimal an die Preissignale anpassen können.

Neben dem Grundkonzept von Vickrey (1971) haben sich noch einige andere Autoren mit diesem Thema beschäftigt. Zu erwähnen sind hier Bohn et al. (1984) und Schweppe et al. (1988). Diese Werke enthalten mögliche Preisvariationen sowohl bei Verbrauchszeitpunktänderungen, als auch bei Mengenänderungen. Auch die Verluste, die beim Transport entstehen, werden hier mit berücksichtigt. Hogan (1992) schlug vor, über die börsenmäßigen Echtzeitpreise eine Vertragsstruktur zu überlagern, die Sicherheit und Stabilität für die Erzeuger ins System mit einbringt. Durch diese vertraglich festgelegten Mindestumsätze soll ein Anreiz für die notwendigen langfristigen Investitionen für die Unternehmen geschaffen werden, die bei Stromversorgung aufgrund der besonderen Umstände notwendig sind.

Abgesehen von den Problemen, die durch Vernachlässigung der Transaktionskosten, den falschen Angaben von Kunden und dem nicht abschätzbaren Risiko entstehen, gibt es bei RTP keinen annehmbaren Ansatz zur Kapazitätsrationierung. Es wird in der Literatur immer davon ausgegangen, dass sich der Markt so einstellt, dass es nie zu Problemen bei der Preisfindung oder zu Engpässen bei der Versorgung kommt. Der große Vorteil dieser Rationierungsmethode ist, dass die Preise und die Mengen 24 Stunden vor der Lieferung relativ genau bekannt sind.

Durch die Einführung von Smart Metern ist auch der Messaufwand für die Verrechnung bei RTP bewältigbar. Außerdem erhalten Kunden die Preissignale nicht mehr nur über Plattformen im Internet oder via Mobiltelefon, sondern auch auf ein, mit der Zählerinheit gekoppeltes, Display im Haus. Ein Problem das sich noch ergeben könnte, ist die sehr hohe Anzahl an verschiedenen Preisen. Smart Meter müssen diese hohe Anzahl an

verschiedenen Preisen, die im Stundentakt an der Börse auktioniert werden, unterscheiden können.

1.5.2 Rationierung durch Selbsteinschätzung der Kunden

Der zweite Ansatz zur Rationierung ist die Selbsteinschätzung der Kunden. Dieser Ansatz beschäftigt sich mit der Kapazitätsrationierung bei Engpässen. Panzar und Sibley (1978) meinten, dass dies eine unelegante Art des Lastenmanagements (Demand Side Managements DSM³¹) darstellt. Jeder Kunde meldet sich dabei für ein bestimmtes Maß an Leistung an, für das er dann auch einen Fixkostenbeitrag bezahlen muss. Dies ist seine sogenannte „fuse size“ (Im Weiteren als elektronische Sicherung (ES) bezeichnet). Ob die Größe der ES passt, zeigt erst der tatsächliche Verbrauch des Kunden. Für die konsumierte Energie wird weiterhin ein Arbeitspreis verlangt, der pro kWh beim Kunden verrechnet wird. Die ES, für die sich der Kunde anmeldet, soll seine Zahlungsbereitschaft für Kapazität widerspiegeln. Kunden die für sich ein hohes Maß an Versorgungssicherheit wünschen, werden eine ES Größe wählen, die ihrem aktuellen Spitzenverbrauch oder ein wenig darüber entspricht. Diese Kunden weisen eine hohe Zahlungsbereitschaft für unterbrechungsfreie Stromversorgung auf. Im Gegensatz dazu wird es Kunden geben, die entweder aufgrund ihrer lediglich unkritischen Anwendungen, für die sie elektrische Energie benötigen, oder aufgrund von Unwissen oder finanziellen Problemen eine kleine ES bevorzugen.

Der gravierendste Missstand bei diesem Modell ist, dass Kunden ihre ES Größe auch dann erreichen können, wenn im System noch genügend Kapazität vorhanden ist. Somit wird der Kunde in seinem Verbrauch eingeschränkt, obwohl von Seiten des Systems eigentlich keine Notwendigkeit dazu besteht. Es gibt Ansätze zu diesem Thema (Schwarz, et al., 1987), die versuchen, für jede Periode im Zyklus eine andere ES Höhe bei den Kunden festzulegen. Die ES Höhe für die bezahlt wird, bekommt der Kunde in der Spitzenlastperiode zur Verfügung gestellt. In jeder anderen Periode ist die Leistung, die der Kunde beziehen kann, höher. Aber auch dieser Ansatz garantiert nicht, dass Kunden in der Schwachlastzeiten nicht eingeschränkt werden.

Weiteres wird bei diesem Ansatz angenommen, dass die installierte Kapazität im System der Summe der ES entspricht. Dies ist suboptimal, da niemals alle Kunden zur selben Zeit ihre maximale, bezahlte Kapazität in Anspruch nehmen werden. Deshalb muss wiederum ein

³¹ Zeitunkritische oder unterbrechbare Prozesse werden bei überhöhter Belastung im System gestoppt. Dadurch entsteht, durch die Bereitschaft zur Abschaltung seitens des Kunden, der Vorteil der Steuerbarkeit beim Energieversorger und zugleich ein Kostenvorteil beim Kunden.

Gleichzeitigkeitsfaktor gefunden werden, nach dem das Maß der zu installierenden Kapazität bewertet wird (Lee, 1993).

Lee hat das obige Modell dahingehend erweitert, dass er für Kunden die Möglichkeit einräumt, im Falle der Beschränkung durch ihre ES kurzzeitig „Kapazität“ von einem Händler zu einem hohen Preis zu kaufen. Da Lee ein n-Perioden Modell angenommen hat, kann er durchaus die Beschränkungen der Kunden zu Niedriglastzeiten eliminieren, was einen großen Vorteil gegenüber dem Panzar-Sibley Modell darstellt. Für ihn gilt nämlich keine ES im Sinne von Panzar-Sibley, sondern ein Kapazitätsreservierungsentgelt, welches nur dann von Bedeutung ist, wenn im System ein Engpass droht. Zusätzlich sollte an dieser Stelle erwähnt werden, dass Unsicherheiten auf der Erzeugerseite hier vernachlässigt wurden. Dies begründet Lee damit, dass das Modell ohnehin schon an der Grenze seiner analytischen Lösbarkeit steht und keine zusätzlichen Variablen mehr verarbeitet werden können (Stand 1993).

1.5.3 Versorgung nach Priorität der Kunden

Der Ansatz der Prioritätsversorgung oder unterbrechbaren Versorgung von Kunden geht zurück auf Marchand (1974). Marchand entwickelte ein optimales Bepreisungs- und Investitionsmodell für die Versorgung mit elektrischer Energie, für den Fall das sich die Kunden dazu bereit erklären, dass sie zur Spitzenlastzeit möglicherweise vom Netz genommen werden.

Dabei erhebt Marchand zur Preisfindung bei jedem Kunden sowohl das Maximum, als auch den Mittelwert seiner Kapazitätsnachfrage. Chao und Wilson (1987) haben die Preisstruktur der Prioritätsbepreisung und dem Real-Time-Pricing RTP³² verglichen, und kamen zum Schluss, dass sie dem RTP in der Durchführbarkeit weit überlegen ist. In ihrem Modell kann ein Kunde eine Art „Versicherung“ abschließen, um sich vor Verbrauchseinschränkungen zur Spitzenlastzeit zu schützen. Dadurch wird das notwendige Kapital zur Deckung der Fixkosten erwirtschaftet.

Spulber (1992a) (1992b) betrachtete sowohl die Selbsteinschätzung der Kunden als auch die Versorgung nach Priorität bei öffentlichen Gütern. Bei seinem Schema wird einerseits der Arbeitspreis verlangt, und andererseits über die Base-Load des Kunden eine Kapazität festgelegt, für die er einen Fixpreis bezahlen muss. Außerdem werden in diesem Modell die Ausfallskosten und der Wohlfahrtsverlust beim Kunden zu einem Parameter zusammen-

³² Beim Real-Time-Pricing wird der Preis, für die bezogene Energie beim Kunden, durch den tatsächlichen Preis an der Börse bestimmt. Dieser Preis wird bei den meisten RTP Strukturen 24 Stunden im Vorhinein festgelegt.

gefasst, welcher abwägt, ob es mehr kostet die Kapazität auszubauen oder die Kunden zu unterbrechen. Bei Chao-Wilson fehlen die Störungskosten im Ansatz komplett, was dieses Modell zu einer groben Vereinfachung macht und dazu führt, dass zu wenig in den Bau neuer Kapazitäten investiert wird.

Das Grundprinzip auf das diese Rationierungsmethode aufbaut, ist das nicht jeder Kunde ständig 100 % seiner installierten Leistung benötigt. Es soll hier selektiert werden können, für welche Kunden es in der Engpasszeit wichtiger ist mit elektrischer Energie versorgt zu werden. Dies soll über die Daten des ständigen Verbrauchs ermittelt werden, und nicht durch Angabe der Kunden, die es entweder nicht genau wissen, oder mit Absicht die Unwahrheit sagen.

1.6 Kapazitätsmechanismen

Um in Zukunft die Energieversorgung weiterhin sichern zu können und Erzeugungsunternehmen Anreize für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten zu bieten, werden von mehreren Autoren Vorschläge gemacht, wie die Fixkosten (Kapazitätserweiterungskosten) abgerechnet werden sollen (De Vries, 2006); (Doorman, 2000); (Chao, et al., 2004).

Die Kapazitätsmechanismen teilen sich grundsätzlich in zwei große Teilgebiete auf. Die preisbasierenden Kapazitätsmechanismen (Kapazitätzahlungen, strategische Reservehaltung und operative Reservehaltung), und die mengenbasierenden Kapazitätsmechanismen (Kapazitätsbedarfsmechanismus, Zuverlässigkeitsverträge und Kapazitätskauf).

Ein Grundbegriff, der in diesem Zusammenhang genannt werden muss, ist der Value-of-lost-load (VOLL). Der VOLL beschreibt die Kosten, die bei verschiedenen Kundengruppen, zu verschiedenen Jahreszeiten, Wochentagen und Tageszeiten durch Ausfall der Versorgung entstehen (Roques, 2007). Für kurzzeitige Abschaltungen weisen dabei Kleingewerbe- und Industriekunden die höchsten Ausfallkosten auf, gefolgt von Großindustriekunden und Haushaltskunden. Die verschiedenen Kapazitätsmechanismen versuchen, diesen VOLL gesamtwirtschaftlich so klein als möglich zu halten.

1.6.1 Kapazitätzahlungen

Kapazitätzahlungen (capacity payments) werden schon sehr lange in Ländern wie Kolumbien, Spanien und Argentinien angewendet (Vásquez, et al., 2002).

Die Idee, die dahinter steckt, sind anteilige Zahlungen der Kunden an die Erzeugungsunternehmen für die verfügbare Kapazität. Dadurch soll langfristig, durch die teilweise Vorabzahlung der Kapazität, ein Marktgleichgewicht zustande kommen, bei dem immer genug Kapazität im System vorhanden ist. Es sollen zusätzlich Preisspitzen, die durch unzureichende Kapazität an der Börse entstehen, vermieden werden und in weiterer Folge Unternehmen Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke gegeben werden.

Dabei werden alle Erzeugungseinheiten gleich beurteilt, damit nicht z.B. alte, abgeschriebene Wasserkraftwerke, die sehr günstig produzieren können, aus dem Netz genommen werden.

Die Effektivität von Kapazitätzahlungen ist für De Vries (2006) aufgrund von zwei Schwachstellen zweifelhaft: Erstens gibt es seitens der Erzeuger keine Verpflichtungen zur Erzeugung im Austausch für die Kapazitätzahlungen und zweitens der geringe Anreiz für Neuinvestitionen.

Für Erzeugungsunternehmen wird das Investitionsrisiko zwar gesenkt, jedoch gibt es dabei kein Anzeichen für den Zeitpunkt, oder die Menge die zugebaut werden soll (nicht mehr als beim Energy-only-market³³). Außerdem ist ein angemessener Wert für diese Kapazitätzahlungen praktisch nicht bestimmbar. Andere mögliche Vorteile sind die leichte Implementierbarkeit und die langfristige Stabilisierung der Preise am Großhandelsmarkt (in Kombination mit einer Preisobergrenze).

1.6.2 Strategische Reserve

Die strategische Reserve (strategic reserve) stellt eine weitere einfache Form eines Kapazitätsmechanismus dar, der dem Energy-only-market ähnlich ist. Für Engpasszeiten wurde solch ein Plan für die Niederlande entwickelt (Tenne, 2005).

Die Idee ist, dass gewisse Mengen an Kapazitäten zusätzlich zu den operativen Reserven des Systembetreibers (SB) am Markt gehandelt werden, die den Markt stabilisieren sollen und in weiterer Folge neue Investitionen vorantreiben. Diese zusätzlichen Reserven sollen mit der Zeit die operativen Reserven ersetzen, sodass diese unangetastet bleiben. Die

³³ Beim Energy-only-market wird keine Rücksicht auf die Kapazitätserweiterungskosten genommen, sondern nur ein adäquater Energiepreis an der Energiebörse ermittelt.

physikalisch jedoch ständig vorhandenen operativen Reserven können im Engpassfall vom SB abgerufen werden und jeder Kunde wird garantiert versorgt. Weil die neuen Investitionen in Kraftwerksprojekte durch den Preis für Energie bei Knappheit, der durch Entfernen der operativen Reserve durch den Systembetreiber entsteht, angetrieben werden, stellt die strategische Reservehaltung einen preisbasierenden Kapazitätsmechanismus dar.

Für Erzeugungsunternehmen bietet dieser Mechanismus Investitionsanreize, weil sie alte Kraftwerke an den SB „verkaufen“ können und dadurch auf jeden Fall Gewinne durch diese Kraftwerke erzielen können, die sonst kaum zum Einsatz kommen. Die Erlöse des Energieverkaufs aus diesen Kraftwerken erhält allerdings der SB. Außerdem wird ein Anreiz zum Ersetzen dieser vom Markt genommenen Kraftwerke gegeben, da scheinbar zu wenig Kapazität am Markt vorhanden ist. Eine Preisobergrenze wird dadurch erzielt, dass im Spitzenlastfall die Reservekraftwerke, deren Einsatz der SB bestimmt, den Preis bilden.

Für den Kunden bedeutet dies wiederum stabile Preise für die Versorgung mit elektrischer Energie und Versorgungszuverlässigkeit durch ständig vorhandene und im Ausbau begriffene Reservehaltung.

Die Probleme die sich dabei ergeben, sind die Unsicherheiten bei der Festlegung der Nachfrage, und in weiterer Folge die Menge an Reservekapazität, die zurückgehalten wird. Außerdem ist der Preis, den sie an die Kraftwerksbetreiber für das „Abkaufen ihrer Kraftwerke“ bezahlen, auch noch zu bestimmen.

1.6.3 Operative Reservehaltung

Ähnliche Verhältnisse wie für die strategische Reservehaltung, gelten auch für die operative Reservehaltung (operating reserves) (Stoft, 2002).

In diesem Mechanismus macht der SB täglich über Auktionen Verträge mit Erzeugern über eine bestimmte Menge an Reservehaltung, welche zusätzlich zur operativen Reserve täglich ausgehandelt wird. Der SB gibt dabei seine maximale Zahlungsbereitschaft für Kapazität bekannt und begrenzt damit Preisspitzen. Wenn der Preis, der von den Unternehmen verlangt wird, über der Zahlungsbereitschaft des SB liegt, muss das Unternehmen versuchen, die Kapazität am Spot Markt anzubieten.

Der Effekt, der sich einstellen soll, ist, dass der Preis für Energie am Spot-Markt schneller steigt als beim Energy-only-market und dadurch die Unternehmen früher einen Anreiz zum Errichten neuer Kraftwerke erhalten. Die Preisobergrenze, über die der Spot-Markt Preis nicht steigen kann, wird jedoch vom SB bestimmt. Der langfristige Preis für den Endkunden soll durch den ständigen Ausbau konstant gehalten werden, während sich die Preise am

Großhandelsmarkt von relativ wenigen, aber sehr hohen Spitzen, hin zu oftmaligen, begrenzten Preisspitzen entwickeln.

Der Unterschied zur strategischen Reserve ist der, dass der SB nicht mehr alle Kapazitäten an sich nimmt um den Einsatz zu planen, sondern den Erzeugern über seine Bereitschaft zu zahlen zeigt, wann ihre Erzeugung zu teuer ist und sie Kraftwerke bauen sollten. Die Erzeuger können dann nur noch versuchen, ihre Kapazitäten am Spot-Markt zu verkaufen.

Vorteile, die sich durch den Mechanismus der operativen Reserve ergeben, sind, dass die Merit-Order bei der Preisbildung nicht durch das Herausnehmen von Erzeugungsanlagen gestört wird, und der SB nicht eine Art Monopolstellung als Verkäufer einnehmen kann.

Auch wenn die operative Reservehaltung laut De Vries (2006) ein besserer Kapazitätsmechanismus als die strategische ist, so bleiben trotzdem die Probleme der richtigen Mengen- und Preisfindung bestehen, nicht zuletzt deshalb, da die Preisobergrenze den Anreiz für den Systemausbau bieten soll. Auch wenn hier die Investitionszyklen verkürzt werden sollten, so hängt dies in letzter Konsequenz immer von den Handlungen der Erzeugungsunternehmen ab.

1.6.4 Kapazitätsbedarfsmechanismus

Der Kapazitätsbedarfsmechanismus (capacity requirements) reguliert direkt die Menge an Kapazität, die im System vorhanden ist, und nicht mehr den Preis für Kapazität (und darüber indirekt die Menge). Im Pennsylvania Jersey Maryland Interconnection LLC Markt (PJM Markt) in den USA wird solch einen Mechanismus verwendet, um die adäquate Menge an Kapazität die im System benötigt wird, zu ermitteln.

Der SB weist die Vertreter der Nachfrageseite³⁴ (Großhandel) dabei an, genügend Kapazitäten von den Erzeugern zu kaufen, um ihre Spitzenlastnachfrage decken zu können, sodass im System das Vorhandensein von ausreichend Kapazitäten sichergestellt ist (zuzüglich einer Reservehaltung). Die Menge der Reservehaltung wird dabei administrativ bestimmt. Der SB schreibt jedem Vertreter der Nachfrageseite vor, wie viel Kapazität er kaufen muss, um einen gesicherten Betrieb zu gewährleisten. Da die Erzeugungsunternehmen ihre Fixkosten nun großteils aus den Kapazitätsverkäufen erzielen können, sind sie nicht mehr auf die Preisspitzen am Energiemarkt angewiesen. Durch diesen Umstand ist eine Preisobergrenze bei diesem Mechanismus generell beinhaltet. Die Reservekapazität kann in Form von physikalischen Kapazitäten, die nicht genutzt werden, vorhanden sein, oder in Form von unterbrechbaren Lieferverträgen.

³⁴ Dies sind beim PJM Markt entweder Großkunden oder Unternehmen, die elektrische Energie an die Endkunden verkaufen.

In diesem Mechanismus ist eine Preisobergrenze an der Strombörse von \$ 1000 je MWh inkludiert. Die Bedingung, dass die Vertreter der Nachfrageseite mindestens so viel Kapazität kaufen müssen, wie die vorhergesagte Spitze ihrer Kunden ist, impliziert, dass der Energiemarkt nie vor dem Kapazitätsmarkt die Nachfrage einschränken kann. Es wird also immer genug Anreiz geben, neue Erzeugungseinheiten zu errichten, bevor es zu Ausfällen bei der Versorgung der Kunden kommt.

Dieses System kommt dem der Kapazitätzahlungen sehr ähnlich, jedoch mit zwei großen Unterschieden: Erstens ist der Preis für Kapazität das Ergebnis eines Marktprozesses, und wenn die Kapazitätsobergrenze groß genug ist, sollten auch die langen Vorlaufzeiten in der Elektrizitätswirtschaft kein Problem sein. Zweitens ist die gesamte installierte Mindestkapazität administrativ vorgegeben und es stellt sich der Preis am Markt für diese Menge automatisch ein³⁵.

Die Erzeugungsunternehmen haben dadurch kein Risiko seitens der installierten Menge, sondern nur, dass durch geringe Überkapazitäten im Gesamtsystem der Preis an der Strombörse relativ niedrig ist (MCP).

Der große Vorteil ist, dass mit Sicherheit eine gewisse Menge an Reservekapazität im System vorhanden sein wird, da der Regulator vorschreibt, wie viel installiert werden muss. Die Erzeugungsunternehmen müssen dann nicht mehr nach Vorausberechnungen des Strompreises agieren, sondern können solange bedenkenlos zubauen, bis die vom Regulator vorgegebene Grenze erreicht wird.

Nachteile ergeben sich vor allem in der äußerst schwierigen Umsetzung einer solchen Struktur, vor allem wenn angrenzende Märkte einen anderen Kapazitätsmechanismus verwenden. So haben im PJM Markt Erzeuger zwar ihre Kapazitäten vertraglich bereitgestellt, allerdings haben sie, wenn der Energiepreis im angrenzenden Markt höher war, ihre Erzeugung exportiert. Solche Probleme kann man bislang nur durch Strafzahlungen in den Griff bekommen. Hier wäre weiterer Verbesserungsbedarf seitens des PJM Marktes gegeben.

1.6.5 Zuverlässigkeitsverträge

Der Kapazitätsmechanismus der Zuverlässigkeitsverträge (reliability contracts) ist eine Erweiterung des Kapazitätsbedarfsmechanismus, mit zusätzlichen Anreizen für Erzeuger, ihre Kapazität zu Zeiten der Knappheit im System bereitzustellen (Vásquez, et al., 2002). Ein

³⁵ Beim Mechanismus der Kapazitätzahlungen ist der Preis vorgegeben, und die gehandelte Menge bleibt unreguliert.

unabhängiger Händler kauft dabei Optionen (call options³⁶) von den Erzeugungsunternehmen im Namen der Endkunden. Durch die Kaufoptionen erhält der unabhängige Händler das Recht auf die Differenz zwischen Spot Markt Preis P_m und dem Ausübungspreis (strike price) P_s . Durch den Ausübungspreis wird somit eine Preisobergrenze für elektrische Energie definiert.

Die Menge und der Ausübungspreis im System, werden durch den Systembetreiber und/oder den Regulator festgesetzt. Die Menge wird durch eine detaillierte Vorausberechnung des Verbrauchs, plus einer festgelegten Reservemenge festgelegt. Um keine Erzeuger zu benachteiligen, sollte der Ausübungspreis über den höchstmöglichen Grenzkosten im System liegen³⁷.

Der SB nimmt die Kaufoptionen immer dann in Anspruch, wenn der Marktpreis den Ausübungspreis übersteigt. Ist dies der Fall, dann müssen die Erzeuger, die dem SB Optionen verkauft haben, ihm die Preisdifferenz zwischen P_m und P_s ausbezahlen (multipliziert mit der Menge an Leistung, die sie verkauft haben). Solange die Produktionseinheiten der Erzeuger funktionieren, sind sie somit preislich immer abgesichert. Fällt allerdings das Kraftwerk aus, für das eine Option verkauft wurde, so muss der Erzeuger noch immer die Preisdifferenz zwischen P_m und P_s an den SB zahlen, jedoch ohne Einnahmen durch den Stromverkauf zu erhalten. Dadurch werden Verluste beim Erzeuger generiert, die ihm einen Anreiz liefern, speziell zu Zeiten der Spitzenlast im System sein Produkt gewährleisten zu können. Diese erhöhte Versorgungssicherheit ist ein großer Vorteil von Zuverlässigkeitsverträgen. Ein weiterer Vorteil ist, dass Erzeuger genau ihre erwartete gesicherte Erzeugung als Option anbieten werden, denn weniger anzubieten würde weniger Einnahmen bedeuten, und mehr zu verkaufen würde ein erhöhtes Risiko implizieren. Dadurch geben alle Erzeuger, möglichst genau, ihre gesicherte Erzeugung wieder.

Wenn das System funktioniert wie es soll, so ergeben sich minimale Kosten für die Kunden, sowie langfristig stabile Energiepreise durch die Preisobergrenze an der Strombörse.

Zuverlässigkeitsverträge stellen eine bessere Möglichkeit dar, ein funktionierendes Gesamtsystem aufrecht zu erhalten, als der Kapazitätsbedarfsmechanismus (De Vries, 2006).

Damit der Kapazitätsmechanismus der Zuverlässigkeitsverträge funktioniert, müssen laut Vázquez et al. (2004) drei Umstände genau betrachtet werden. Erstens müssen die Auktionen für den Erwerb der Zuverlässigkeitsverträge genau durchdacht werden, um die Marktmacht der Erzeuger einzuschränken. Dazu ist es unerlässlich, die Barrieren für den Eintritt neuer Marktteilnehmer zu minimieren. Um dies zu ermöglichen, sollten die Auktionen

³⁶ Durch „call options“ bekommt ein Kunde die Möglichkeit, eine bestimmte Menge an Leistung zu einer bestimmten Zeit und zu einem bestimmten Preis einzufordern.

³⁷ Das teuerste Kraftwerk im System soll durch seine variablen Betriebskosten die Preisobergrenze bilden, sodass sich nicht durch Spekulationen extreme Preisspitzen ergeben können.

einige Jahre im Voraus stattfinden. Dadurch können auch Erzeuger, die ihre Kraftwerke erst errichten müssen, von Anfang an sicher sein, ihre Leistung auch verkaufen zu können³⁸.

Zweitens ist die Kompatibilität mit dezentralisierten Märkten zu prüfen. So kann z.B. ein Erzeuger, welcher zusätzlich bilaterale Verträge zu seinen Optionen verkauft, bei Inanspruchnahme der Optionen durch den SB nur den Preis aus dem bilateralen Vertrag erhalten, und nicht den Ausübungspreis.

Der dritte Punkt, der zu beachten ist, ist der Handel mit Nachbarmärkten. Die Zuverlässigkeitsverträge sollten hier nicht durch Preisschwankungen in Nachbarmärkten beeinflussbar sein, da die Konsumenten gegenüber Preisspitzen abgesichert sind, und grundsätzlich jeden Preis an der Börse bieten können, da die Differenz zum Ausübungspreis von den Erzeugern rückerstattet werden muss.

Der Mechanismus der Zuverlässigkeitsverträge ist, vor allem in Kombination mit bilateralen Verträgen, relativ kompliziert in der Umsetzung, er bietet jedoch auch eine sehr gute Möglichkeit, fairen Wettbewerb und Marktpreise zu garantieren.

1.6.6 Kapazitätskauf

Kapazitätskauf (capacity subscription) stellt eine weitere Möglichkeit der Rationierung dar, die vor allem in der neueren Literatur häufig erwähnt wird (De Vries, 2004); (Doorman, 2000) und ist der letzte hier erwähnte Kapazitätsmechanismus. Panzar und Sibley (1978) haben den Grundstein für alle Arbeiten zu diesem Thema gelegt. Das Schema, das sie vorschlagen, funktioniert wie folgt: Jeder Kunde meldet sich für eine bestimmte Menge an Kapazität an, die er nicht überschreiten darf. Diese Menge muss angegeben werden, bevor er tatsächlich Kapazität von seinem Energieanbieter bezieht. Der tatsächliche Verbrauch ist jedoch von äußeren Einflüssen wie z.B. von der Temperatur abhängig, und deswegen nicht so lange im Voraus abschätzbar. Der Kunde muss sich entscheiden, ob er viel bezahlt, um möglichst sicher versorgt zu werden, oder ob er weniger bereit ist zu zahlen und dafür in seinem Konsumverhalten eingeschränkt wird. Dies sollte laut Panzar und Sibley zur optimalen Installation von Kapazitäten und in Folge zu optimalen Preisen führen. Eine Art elektronische Sicherung überwacht den Verbrauch des Kunden, und beschränkt die Kapazitätsnachfrage bei Überschreiten der Sicherungsgröße. Dieses Konzept wird aktuell durch die Einführung von Smart Metern sehr interessant. Das Smart Meter, sofern es mit der Option zur Leistungsmessung ausgestattet ist, kann auf einen Leistungswert eingestellt werden, um dem Kunden bei kritischem Verbrauch optische und akustische Warnsignale vor

³⁸ Je länger im Voraus die Verträge ausgehandelt werden, desto geringer ist das Risiko für neue Marktteilnehmer und desto besser funktioniert der faire Wettbewerb.

Erreichen der Sicherungsgröße zu geben. Die installierte Kapazität im System entspricht dann der Summe der Sicherungen aller Kunden, denn dies stellt das Maximum der möglichen Nachfrage dar.

1.6.6.1 Probleme beim Kapazitätskauf

Eines der größten Probleme bei diesem Ansatz ist die Zeit. Für die Sicherung wird immer gleich viel bezahlt, obwohl das System nicht ständig Spitzenlastzustände aufweist. Somit kann es passieren, dass Kunden auch zu Schwachlastzeiten in ihrem Konsum eingeschränkt werden, obwohl kein Grund dazu besteht. Dadurch fallen beim Kunden unnötige Kosten z.B. durch Produktionsausfall an, und dem Erzeuger entgeht der Gewinn, den er durch die nicht verkaufte Kapazität die ohnehin vorhanden gewesen wäre, zusätzlich lukrieren hätte können. Dieses Problem wird in Abbildung 10 veranschaulicht.

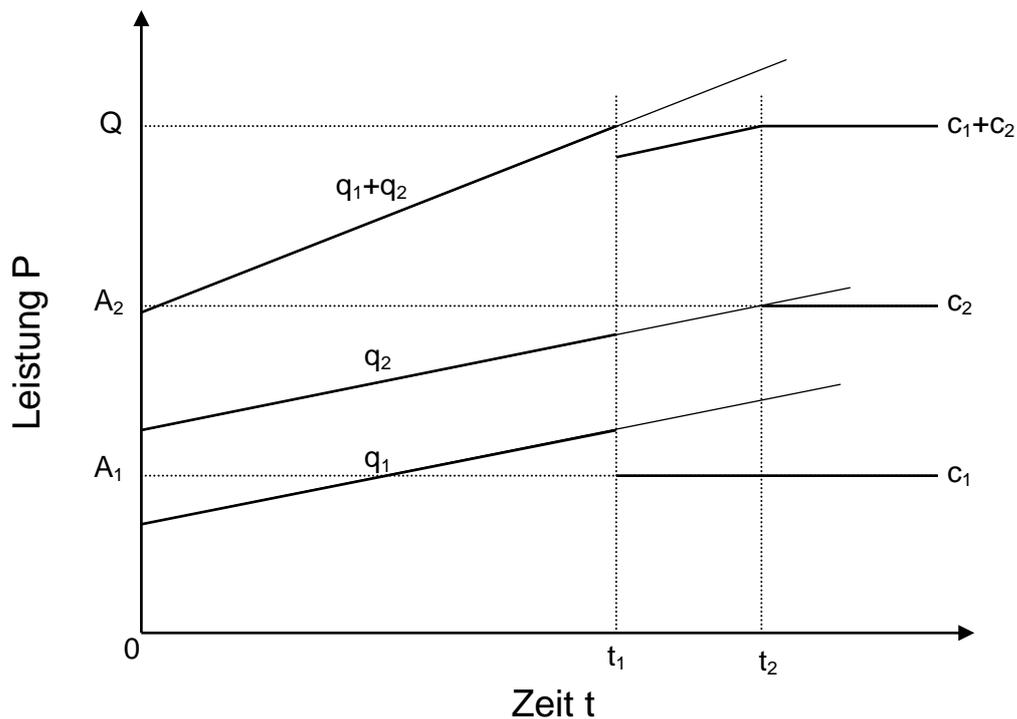


Abbildung 10: Selbststratierungsbeispiel für 2 Kunden

Bis zum Zeitpunkt t_1 gibt es in Abbildung 10 keine Probleme bei der Versorgung der Kunden. Dort erreicht die gemeinsame Nachfrage (q_1+q_2) die Ausbaumenge Q . Damit liegt ein Engpass im System vor. Kunde 2 würde in seiner Nachfrage eingeschränkt, obwohl sein Sicherungslimit (A_2) noch nicht erreicht ist, aber in Kombination mit der Nachfrage des

Kunde 1 ist die gesamte Ausbaumenge erreicht. Ab t_1 wird der Kunde 1 aufgrund des Engpasses auf sein Sicherungslimit (A_1) zurückgesetzt, und Kunde 2 kann seinen Verbrauch weiter erhöhen. Ab t_2 ist wiederum die gesamte installierte Kapazität in Verwendung, und beide Kunden werden durch ihre Sicherungen begrenzt. In der Zeit von t_1 bis t_2 hat der Kunde 1 weniger Leistung zugesprochen bekommen, als er benötigt hätte, obwohl kein Engpass vorlag. Dies führt sowohl zu Verlusten beim Versorger durch entgangene Einnahmen, als auch beim Kunden z.B. durch möglichen Produktionsausfall. Wenn in der Realität solch ein Fall eintritt, so ist es sehr wahrscheinlich, dass der Kunde 1 bei der nächsten Gelegenheit seine verfügbare Kapazität aufstocken wird.

Eine andere Möglichkeit wäre, dass der Kunde 1 kurzfristig seine Kapazität aufstocken kann, wenn genügend Kapazität im System vorhanden ist. Dies würde aber eine komplexere Struktur im Gesamtsystem bedingen.

Schwarz und Taylor (1987) haben einige Schwachstellen des Panzar-Sibley-Modells ausgemerzt, indem sie das Modell für mehrere Perioden definierten und den Faktor der Gleichzeitigkeit berücksichtigten. Schwarz und Taylor meinen, dass die Energie zu den Grenzkosten verrechnet werden soll, die Verrechnung der Kapazität sollte jedoch, gewichtet nach der Höhe der Sicherungen, unter den Grenzkosten erfolgen. Die Kapazität, die installiert werden muss, liegt unter der Summe der Sicherungsleistungen, da aufgrund der Gleichzeitigkeit nie alle Kunden zur selben Zeit ihr Maximum an Kapazität nachfragen werden. Dies ist auch eine Begründung dafür, dass eine reine Arbeitspreisverrechnung nicht zielführend ist, sondern eine verursachergerechte Aufteilung der Kosten erfolgen muss. Das Problem der Einschränkung bei Erzeugungsüberschuss im System löst Woo (1990), indem der Energieanbieter diese Sicherungen nur zu Engpasszeiten im System aktiviert. Mit Smart Metering könnte solch eine Anwendung ohne großen Aufwand implementiert werden, was wiederum für die Einführung intelligenter Zähler spricht.

Der große Unterschied zwischen Woos und Schwarz-Taylors Ansätzen ist, dass Woo die installierte Kapazität gleich der Summe der Sicherungen setzt und dass der Energieanbieter entscheidet, wann die Sicherungen aktiviert werden. Da dies nur in der kritischen Zeit passieren wird, meint Woo, dass sich die Kunden aufgrund der kurzen Dauer der Spitzenlastzeit realistischer einschätzen werden. Damit schlägt er eine Bepreisung ex-post vor, und nicht wie Panzar-Sibley ex-ante durch den Kauf der Sicherungsgröße.

Die drei größten Vorteile, die sich bei Kapazitätskauf ergeben, sind die klare Definition des Spitzenverbrauchs, der Anreiz für Kunden in der Spitzenlastzeit die Nachfrage zu reduzieren und die ständigen Einnahmen für die Erzeuger, die damit neue Projekte mit weniger Risiko durchführen können.

1.6.6.2 Optionen beim Kapazitätskauf

Da der Mechanismus des Kapazitätskaufs nicht garantieren kann, dass Erzeuger ihre Kapazitäten nicht zusätzlich noch an Nachfrager aus anderen Systemen verkaufen, kann das System durch Optionsverträge abgesichert werden.

Dabei gibt es die Möglichkeiten, dass SB oder Vertreter der Nachfrage die Optionen von den Erzeugern kaufen, oder die Endkunden selbst. Damit die Endkunden direkt diese Optionen abschließen können und die Verrechnung dieser funktioniert, müssen Real-Time-Meter (Smart Meter, die sich stündlich auf die Bedingungen im System einstellen können), bei allen Kunden installiert werden. Dies ist mit enormem Aufwand verbunden, könnte aber bei der Umstellung der Messeinrichtungen bei Haushaltskunden in die Realität umgesetzt werden.

Eine Option bringt dem Käufer eine variable Menge an Leistung (meist null oder die Vertragsmenge), zu einem fixen Preis. Dazu werden im weiteren Verlauf nur die Optionen am Spot Markt beobachtet, denn sie stellen hier den Basis-Mechanismus des Optionsverkaufes dar (Chao, et al., 2004).

Dazu wird eine schematische Übersicht in Abbildung 11 gegeben, wie sich die Preise und Mengen am Spot-Markt ändern, wenn die Vertreter der Nachfrage vorher Optionen auf Kapazitäten am Forward-Markt³⁹ erworben haben.

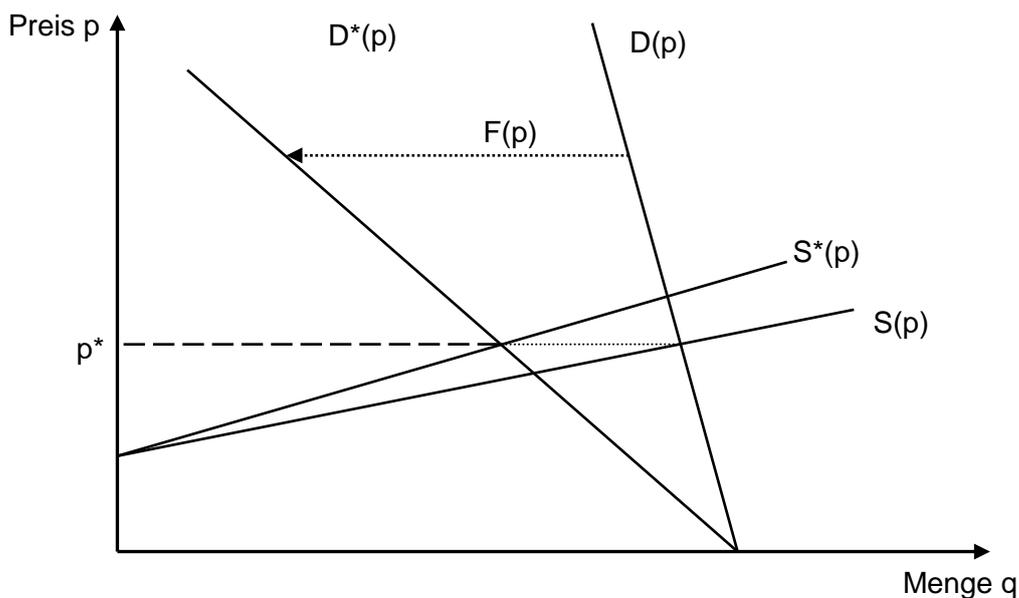


Abbildung 11: Einfluss von Optionsverkäufen am Spot-Markt

³⁹ Am Forward-Markt werden, für eine bestimmte Zeit in der Zukunft, Kapazitäten lange im Voraus gehandelt. Diese Handelsgeschäfte dienen meist nur zur Absicherung gegenüber Preisspitzen.

Es wird für die beispielhafte Darstellung nun angenommen, dass perfekter Wettbewerb vorliegt, bei dem viele kleine Erzeuger ihre Kapazitäten genau zu den Grenzkosten anbieten. $D(p)$ ist die Nachfragekurve aller Konsumenten für einen bestimmten Preis p . Als Vereinfachung, werden alle Angebots- und Nachfragekurven als Linearfunktionen angenommen. Nun geht man davon aus, dass Vertreter der Nachfrager Optionen in Anspruch nehmen können, durch die sie Kapazitäten der Menge $F(p)$, unter dem Ausübungspreis p erhalten. Dadurch verringert sich die Menge, die die Haushaltskunden am Spot-Markt benötigen, auf $D^*(p) = D(p) - F(p)$. Die Angebotsfunktion $S(p)$ in Abbildung 11 repräsentiert alle Kapazitäten, die zu Grenzkosten unter p produziert werden können.

Alle Optionen, die zu Preisen unter p in Anspruch genommen werden, werden von Kraftwerken erfüllt, deren Erzeugungsgrenzkosten unter p liegen. Dadurch ergibt sich nach Aufruf der Optionen eine neue Angebotsfunktion $S^*(p)$. Nachdem alle Optionen ausgeschöpft wurden, ergibt sich am Spot-Markt ein neuer Preis p^* , bei dem eine Markträumung für die verbleibende Nachfrage $D^*(p)$ und dem verbleibenden Angebot $S^*(p)$ eintritt.

In Abbildung 11 macht es dabei keinen Unterschied im Market-Clearing-Price, ob Optionen aufgerufen werden oder nicht. Demzufolge müssen Optionen nicht zwangsläufig Auswirkungen auf den Spot-Markt Preis haben. Die Preisübereinstimmung kommt aufgrund der vorher getroffenen Annahmen zustande, deren Auswirkungen in zwei Punkten zusammengefasst werden können (Chao, et al., 2004):

1. Es wurde perfekter Wettbewerb vorausgesetzt, darum repräsentiert die Angebotskurve genau die Grenzkosten der Erzeugung, und nicht mehr.
2. Es wurde angenommen, dass die aufgerufenen Optionen von jenen Erzeugern erfüllt werden, deren Kosten unter dem Ausrufepreis lagen. Dies wird naturgemäß auch so eintreten, da jedem anderen Erzeuger Verluste aus dem Stromverkauf entstehen würden. Für Erzeuger mit einer Kraftwerksstruktur, die hohe variable Betriebskosten beinhaltet, wird dies einen Anreiz liefern, günstigere Erzeugungsstrukturen anzustreben.

Diese beiden Annahmen gelten aber vorwiegend für den Spot-Markt und haben auf den Forward-Markt weniger Einfluss.

In der Realität kann die erste Bedingung leichter erfüllt werden als die Zweite. Das ist dadurch bedingt, dass die Nachfragefunktion praktisch unelastisch ist, wohingegen die Angebotsfunktion sehr elastisch ist. In der Abbildung 11 ist dieser Umstand durch die deutliche Verlagerung der Nachfragekurve im Vergleich zur geringen Verlagerung der Angebotskurve erkennbar.

Trotzdem ist die Marktmacht einzelner Anbieter in der Realität nicht zu unterschätzen. Diese nimmt allerdings ab, je elastischer die Nachfrage der Kunden wird. Durch den Einsatz von Smart Metern treten signifikante Elastizitäten bei den Kunden auf, wenn die Preisstruktur Anreiz dazu gibt (siehe Tabelle 24 auf Seite 101).

1.7 Möglichkeiten der Spitzenlastbepreisung

Es gibt noch viele Fragen, die bei der Spitzenlastbepreisung geklärt werden müssen. Eine davon ist die Frage nach den Transaktionskosten, insbesondere sind hier die Messkosten (Gerätekosten, die Kosten für das Ablesen) gemeint. Momentan widmen sich Ökonomen genau diesem Thema im Bezug auf die Anschaffung von Smart Metern. Ein Kompromiss zwischen Energieanbieter und Kunde scheint bei diesem Problem unvermeidlich.

Vor allem für Haushaltskunden stellt sich die Frage, ob die Anschaffung von neuen Zählleinrichtungen wirtschaftlich ist. Was auf jeden Fall mit in diese Betrachtung mit einbezogen werden muss, sind die Möglichkeiten, die sich durch die Technologie der Smart Meter ergeben. Smart Meter sind nicht mehr nur einfache Zähler, sondern Kommunikationseinheiten die zur strategischen Aufrechterhaltung der Stromversorgung in Zukunft maßgeblich beitragen können.

Der Einsatz von Echtzeitbepreisung (Real-Time-Pricing RTP), bei der die Preise 24 Stunden im Voraus festgesetzt werden, kann sicher zur Vergleichmäßigung des Lastganges führen, jedoch trotzdem nicht für ein konstantes Niveau über den ganzen Tag sorgen. Hierbei ergibt sich das Problem der Information der Kunden bzw. des Zeitaufwands, den Kunden haben werden, um sich an die Preise anzupassen. In diesem Fall sind preissensitive Schaltgeräte gefragt, welche bei extremen Preisen, die vom Kunden vorher eingestellt wurden, Handlungen setzen.

Ein Ansatz in der heutigen Zeit, ist Demand Side Management DSM. Prinzipiell wird DSM von Ökonomen als Rückschritt für die Entwicklung von Modellen zur Spitzenlastbepreisung gesehen. Die Grenzkosten bei der Spitzenlastbepreisung sollen die realen Verhältnisse im System widerspiegeln. Wenn jedoch die Effizienz im System künstlich durch Abschaltungen manipuliert wird, so können die wahren Grenzkosten im System nicht bestimmt werden. Natürlich ist DSM eine legitime Möglichkeit zur Senkung der Spitzenlast zu kritischen Zeitpunkten, jedoch werden auch Schwachlastzeiten durch DSM-Einrichtungen beschränkt. In diesem Fall ist Real-Time-Pricing dem DSM sicherlich überlegen.

Interessant wird DSM dann, wenn der Erzeuger kurzfristig beim Kunden Einrichtungen zur Nachfragebegrenzung aktivieren kann. Dies benötigt eine spezielle Vertragsstruktur, bei der sich der Kunde prinzipiell jederzeit zu einer Abschaltung seitens seines Energieversorgers bereit erklärt, und im Gegenzug für den Verzicht auf Versorgungssicherheit einen günstigeren Arbeitspreis verrechnet bekommt. Im Bereich des Netzes gibt es solche Vertragsstrukturen mit Großkunden bereits seit Längerem (abschaltbare Versorgung), für Haushaltskunden bedeutet dies eine Neueinführung.

Für genauere Informationen zum Thema Smart Metering in Verbindung mit DSM sollten die Werke von Stern (1986) und Berry (1993) studiert werden.

Ein Aspekt der in Zukunft verstärkt beachtet werden muss, sind die Umweltauflagen in Verbindung mit den verschiedenen Technologien, denn es wird immer schwieriger passende Standorte für Kraftwerke zu finden (typenunabhängig).

Ein weiterer Faktor für die Kosten der Erzeugung im Zusammenhang mit Umweltschutz sind CO₂-Zerifikate (Patrick, 1992), da sich durch den Erwerb von CO₂-Zerifikaten in Zukunft die variablen Kosten der Erzeugung erhöhen werden. Schon in der Planungsphase muss mit einkalkuliert werden, dass ein Kraftwerk bei zu hohen CO₂-Emissionen unter Umständen am Markt nicht konkurrenzfähig ist. Die Preise der CO₂-Zerifikate werden darüber entscheiden, wie stark sich die Zusammensetzung des optimalen Technologiemixes verändert bzw. wie viel Kapazität im System installiert wird. Langfristig kann dies zu einer Erhöhung des Strompreises führen, wenn die günstige Wasserkrafterzeugung nicht mehr in geeignetem Maße ausgebaut werden kann und andere, teurere Kraftwerkstypen zur Grundlastdeckung eingesetzt werden müssen.

Nicht nur in der Elektrizitätswirtschaft werden solche Preisstrukturen verwendet. Auch bei der Post oder im Flugverkehr werden die Preise in ähnlicher Weise gesetzt. Ist zum Beispiel ein Flug nicht ausgebucht, so bekommt man noch so genannte „last minute“- oder „jumper“-Tickets. Dies sind Tickets, die zu den variablen Betriebskosten angeboten werden. Der Verkauf dieser bringt zwar keinen Gewinn mit sich, jedoch werden die variablen Betriebskosten, die im Vorhinein auf alle Plätze aufgeteilt werden, gedeckt.

1.8 Zusammenfassung

Die Grundaussage aller Autoren ist, dass die Kosten für die Kapazitätserweiterung im System verursachergerecht aufgeteilt werden sollen, wobei sich alle Autoren unterschiedlicher Ansätze bedienen.

Ein Problem aus der Zeit von z.B. Boiteux war, dass die verursachungsgerechte Aufteilung eine aufwendige Messstruktur vorausgesetzt hätte, die zum damaligen Zeitpunkt mit hohen Kosten verbunden war.

In der heutigen Zeit kann man mit Smart Metern ein einfaches und effektives Messsystem für alle Kunden⁴⁰ zur Energieverrechnung bereitstellen. Die stündliche Abrechnung kann Aufschluss geben, wer die Verursacher für die nötige Kapazitätserweiterung sind. Durch diese Aufschlüsselung in Stundenwerte können dann die Kosten verursachungsgerecht aufgeteilt werden und jene Konsumenten, die im Vergleich zur Schwachlastperiode, überdimensional hohe Preise zahlen müssen, werden unter Umständen ihren Verbrauch

⁴⁰ Für Großkunden werden zum heutigen Zeitpunkt schon großflächig Stundenmesswerte zur Verrechnung herangezogen, bei Haushalten nicht.

einschränken oder umverteilen. Über Smart Meter können die Kapazitätserweiterungskosten direkt, über einen eigenen Preis in einem beschränkten Zeitband⁴¹, an die Konsumenten verrechnet werden.

Crew und Kleindorfer beschreiben andere Möglichkeiten solch der Kapazitätsverrechnung, wie in Kapitel 1.4 als Rationierungskosten ausgeführt wurde. Wenn man, wie bei Crew Kleindorfer erwähnt, die Überkapazität nahezu vermeidet (keine Reservekapazität installiert), jedoch jene Konsumenten, die Wert auf unterbrechungsfreie Stromversorgung legen, diese dafür bezahlen lässt, so sind andere Überlegungen zu einer angemessenen Preisstruktur gefragt. Durch die geringe Reservehaltung im System, werden jedoch langfristig auf jeden Fall Probleme auftauchen. Außerdem ist dies vom sozialen Standpunkt aus sehr fragwürdig, da dies einer Art Diskriminierung der ärmeren Gesellschaftsschichten gleicht.

Ein Modell, welches von großem Interesse sein könnte, ist die ex-post-Verrechnung von Kapazitätskosten. Über die Aufzeichnung des Verbrauches, kann auch hier wiederum jener Konsument zu Zahlungen herangezogen werden, der die Kosten verursacht hat (durch zusätzliche Leistungsmessung bei den Kunden).

Eine weitere Möglichkeit ist die Einführung von Kapazitätsbörsen, an denen Erzeugungskapazität gehandelt wird, ähnlich der Energiebörse. Das Ziel der Kapazitätsbörse sollte sein, dass Unternehmen, die an der Energiebörse nicht die gesamten Fixkosten durch ihren Gewinn decken können, an der Kapazitätsbörse den Rest abgegolten bekommen. Die Staffelung könnte ähnlich der Merit Order erfolgen, jedoch wird die Reihenfolge der Kraftwerke umgekehrt sein. Jene Kraftwerke, die in der Merit Order an erster Stelle stehen und sehr niedrige variable Erzeugungskosten aufweisen, würden an der Kapazitätsbörse als letztes angeschrieben werden, da ihre Kapazitätserweiterungskosten sehr hoch sind. Die Deckungsbeiträge, die an der Energiebörse erzielt werden, müssen dann von den veranschlagten Erlösen an der Kapazitätsbörse, die den Fixkosten entsprechen, abgezogen werden, sodass für jedes Unternehmen die Eigenwirtschaftlichkeit als Mindestziel gewährleistet wird.

In einem Punkt sind sich aber alle Autoren einig: Eine rein grenzkosten-basierende Preisstruktur in einem System wird nie zur Eigenwirtschaftlichkeit der beteiligten Unternehmen führen können. Deshalb wird man immer von der wohlfahrtsoptimalen Grenzkostenbepreisung abweichen müssen, um das System überlebensfähig für Unternehmen zu gestalten. Dies kann z.B. über Kapazitätsbörsen oder auch über staatliche Zuschüsse für den Restbetrag der Fixkosten an die Unternehmen geschehen. Dabei zu bedenken ist, dass staatliche Zahlungen aus Steuergeldern stammen würden, die jeder Bürger gleich bezahlen muss, egal ob er Verursacher der Kapazitätserweiterung ist oder nicht.

⁴¹ In jedem Land tritt die kritische Spitzenlast zu einem anderen Zeitpunkt im Jahr auf. In Österreich sind die Monate November bis Februar besonders kritisch, in Griechenland die Monate Juni bis August.

Ein entscheidendes Kriterium für den weiteren Ausbau von Kapazitäten wird die im Vorhinein nur schwer bestimmbare Elastizität der Kunden sein. Zum jetzigen Zeitpunkt ist es in Österreich (praktisch im ganzen ENTSO-E Netz) so, dass Kunden einen Tarif für Energie bezahlen, unabhängig von den Gegebenheiten im Netz und auf der Erzeugungsseite. Somit gibt es auch keine Elastizitäten, denn niemand hat einen Anreiz, seinen Verbrauch einzuschränken oder auf andere Zeiten umzulegen.

Insgesamt nimmt das Spitzenlastproblem immer mehr an Bedeutung zu, denn unsere heutige Gesellschaft hat bis jetzt von den Kraftwerks- und Leitungsbauten der vergangenen Generationen profitiert. Wenn in naher Zukunft wenige Kraftwerke errichtet werden, und der Verbrauch weiterhin mit derselben Wachstumsrate ansteigt, so liegen Rationierungsmaßnahmen oder dergleichen nicht mehr allzu weit entfernt.

Speziell durch die Einführung von Smart Metern ist eine Neustrukturierung in der Mess- und Preisstruktur auf dem Gebiet der Energieversorgung möglich, mit der man sich an die heutigen Bedingungen anpassen kann. Wie viele und welche Potentiale dieser Geräte tatsächlich genutzt werden, hängt von einigen gesetzlichen Entscheidungen ab, die innerhalb der EU-Länder zwischen 2010 bis 2012 getroffen werden sollen.

2 Smart Metering

Smart Metering bietet Energieversorgungsunternehmen die Möglichkeit, durch zeitlich veränderliche Preise das Verhalten ihrer Kunden zu beeinflussen. Damit soll gewährleistet werden, dass die Konsumenten elektrischer Energie ihren Konsum der vorhandenen Erzeugungsstruktur anpassen. Ein weiteres Ziel ist es, durch preisliche Anreize Spitzenlast im System zu verringern.

Wie bereits in Kapitel 1.1.1 erwähnt, setzt jedoch das ineffizienteste und als letztes eingesetzte Kraftwerk im System den Preis fest. Dadurch kann ein sehr hoher Preis an der Strombörse die Folge sein. Das Ziel von Smart Metering ist es, dass die Spitzenlast reduziert wird. Die Haushaltskunden erhalten derzeit jedoch kein Signal, wann der Börsenpreis hoch oder niedrig ist, da sie einen Durchschnittspreis verrechnet bekommen und keinen Anreiz zur Lastreduktion haben.

Dem Kunden können in Zukunft über die Smart-Meter-Technologie Auskünfte über aktuelle Großhandelspreise weitergegeben werden. Durch eine, an die tatsächlichen Verhältnisse im System angepasste, Preisstruktur sollte der Kunde einen Anreiz zur Leistungsreduktion in der Spitzenlastzeit erhalten. Zum jetzigen Zeitpunkt werden Großverbraucher aus Industrie und Gewerbe bereits nach dem Börsenpreis abgerechnet. Als Folge wurden Maßnahmen zum Reagieren auf Börsenpreise eingeführt – das sogenannte Demand Side Management (DSM). Im Bereich der Haushaltskunden gibt es diesbezüglich noch viel Potential.

Die Europäische Union hat erkannt, dass es in Zukunft Veränderungen am Energiesektor geben muss, und deswegen die Richtlinie RL 2009/72/EG erlassen. In dieser wurde der Weg zur Einführung von Smart Metern für Endkunden bereitet, wodurch von nun an auch der Endkunde aktiv ins Lastmanagement eingebunden werden soll.

Smart Meter sind derzeit noch nicht weit verbreitet, sondern werden hauptsächlich in Pilotprojekten eingesetzt. Großflächig ist die Einführung in Schweden, Finnland, Niederlande⁴² und in Frankreich beschlossen, Italien hat diesen Beschluss bereits in die Tat umgesetzt. Ein Grund, warum Smart Meter bisher nicht flächendeckend eingesetzt werden, ist neben der Kostenfrage auch Diskussionen zum Datenschutz, welcher noch unzureichend geklärt ist. Eine teilweise Implementierung ist derzeit in Spanien, Norwegen und Deutschland geplant. In den anderen EU Ländern sind Projekte zur Einführung von Smart Metern angedacht⁴³.

Die Energieanbieter gehen davon aus, dass sie die Energieeffizienz im System, durch die zeitnahe Weitergabe der Preissituation am Großhandelsmarkt an den Endkunden, steigern können. Der Energieanbieter verrechnet dem Kunden nicht mehr einen einheitlichen

⁴² In den Niederlanden wurde die flächendeckende Einführung, aufgrund rechtlicher Probleme, wieder gestoppt.

⁴³ Aktuelle Projekte in Österreich bei der Energie AG, den Stadtwerken Feldkirch, der Linz AG, der Salzburg AG und der Bewag. Stand Tagung Energie-Control GmbH 08.Mai 2009

Durchschnittsstrompreis, sondern es erfolgt eine stündliche Anpassung der Preise an die tatsächlichen Verhältnisse im System. Wie die Gestaltung der Preise erfolgen soll, hängt nicht zuletzt von der Möglichkeit zur Preisdifferenzierung der eingesetzten Endgeräte ab. In Kapitel 2.4 werden einige Möglichkeiten für Bepreisungsstrukturen unter Einsatz intelligenter Messsysteme angeführt.

Es werden derzeit bereits große Hoffnungen in solche intelligenten Zähler gesetzt, jedoch gilt es nach wie vor grundlegende Probleme, wie z.B. einheitliche Protokolle der Gerätehersteller zu beseitigen. In Österreich gibt es noch keine konkrete Vorschreibung des Gerätetyps bzw. der technischen Spezifikationen die diese erfüllen sollen. Derzeit am Markt erhältliche Geräte kann man in zwei Sparten aufteilen:

- Jene Geräte, welche für das Automated Meter Reading (AMR) konzipiert sind
- und jene Geräte die für das Advanced Meter Management (AMM) eingesetzt werden können.

Die Unterschiede dieser Gerätetypen werden in den nächsten beiden Kapiteln angeführt. Zusammengefasst kann man sagen, dass AMR-Systeme die Kommunikation nur unidirektional betreiben können. Die gemessenen Werte des Energieverbrauchs⁴⁴ werden an eine datenverarbeitende Einrichtung versandt. Dort werden die Daten dann ausgewertet und es kann darauf basierend eine Rechnungslegung erfolgen.

Bei AMM-Systemen kann die Kommunikation bidirektional betrieben werden. Für die Kunden entfällt nicht nur die manuelle Zählerablesung, sondern sie können auch über zeitveränderliche Preise informiert werden. Je nach Preis kann der Kunde dann entscheiden, ob er die Energie bzw. Leistung zu genau diesem Zeitpunkt benötigt oder ob er energieintensive Anwendungen auf einen anderen Zeitpunkt verlagern kann. Welche Preisstrukturen dazu Anreiz geben können, wird in Kapitel 2.4 beschrieben. Diese Einsatzentscheidung kann auch automatisiert geschehen, beispielsweise über preissensitive Schaltgeräte. So kann z.B. eine Tiefkühltruhe, die aufgrund ihrer Isolierung auch einige Stunden ohne Stromversorgung auskommen kann, daran gehindert werden, bei Höchstpreisniveau zu kühlen. Eine Möglichkeit dies zu erreichen, wäre die Forcierung intelligenter Netze, sogenannter Smart Grids.

Die EU hat weiters in der Richtlinie 2009/72/EG festgehalten, dass es ein Zeitfenster gibt, in dem die Umstellung auf intelligente Messsysteme erfolgen muss. Konkret hat sich jeder Mitgliedstaat dazu verpflichtet, einen Zeitplan zu erstellen, welche die flächendeckende Einführung in maximal 10 Jahren (ausgehend von 2010) vorsieht. Gefordert wird hier, dass mindestens 80 % aller Verbraucher bis spätestens 2020 mit intelligenten Messsystemen

⁴⁴ teilweise auch der Leistungsbedarf

ausgestattet werden sollen. Ein früheres Erreichen dieses Zieles oder eines höheren Deckungsgrades, wäre seitens der EU wünschenswert. Für die Interoperabilität der Messsysteme ist eine dafür bestimmte Behörde im jeweiligen Land zuständig, welche innerhalb der Landesgrenzen für den reibungslosen Ablauf der Einführung und die Einhaltung der geltenden Normen sorgen muss.

In Deutschland hat man sich dazu entschlossen, bis 2014 eine Umstellungsrate von 80 % zu erreichen. Nach Einschätzungen der Energie-Control-GmbH wird die flächendeckende Einführung der Smart Meter in Österreich ebenfalls bis 2014 stattfinden⁴⁵. Dabei gibt es keine Angaben über die technischen Spezifikationen, die in den installierten Geräten als Mindestanforderung implementiert sein müssen. Eine Übersicht der technischen Möglichkeiten der einzelnen Systeme wird in Tabelle 3 gegeben.

Durch intelligente Messsysteme und Energiemanagementdienstleistungen⁴⁶, sowie der Entwicklung neuer Preismodelle, sollen Elektrizitätsunternehmen eine optimale Kraftwerkseinsatzplanung vornehmen können. Die teure Lastspitze, die nur für wenige Stunden pro Jahr auftritt, soll möglichst verringert werden.

Es soll die aktive Beteiligung der Verbraucher am Strommarkt, insbesondere der Haushaltskunden, verstärkt werden, damit die Senkung der Lastspitze in den einzelnen Mitgliedsstaaten möglich wird. Eine Wirtschaftlichkeitsprüfung soll in jedem Fall gesondert für jedes Land durchgeführt werden, zum Ersten zur Prüfung ob intelligente Messsysteme überhaupt wirtschaftlich eingeführt werden können, und zum Zweiten soll das optimale Messsystem zur langfristigen Kostensenkung ermittelt werden.

Anhand dieser Bewertung erstellt jedes Land einen Zeitplan für die flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen.

Der grundsätzliche Unterschied der beiden bisher erlassenen RL bezüglich Smart Metering ist, dass die RL 2006/32/EG Regelungen im Bereich der Endkunden trifft⁴⁷, und in RL 2009/72/EG Regeln für den Markt festgelegt werden.

Beide haben jedoch als entscheidendes Ziel die Reduktion der Spitzenlast gemein. Die EU hat erkannt, dass mit Hilfe von traditionellen Messsystemen⁴⁸ die Senkung der Lastspitze nicht möglich sein wird. Die jährliche Lastspitze wird in Zukunft weiter wachsen (Voraussetzung dafür ist wirtschaftliche Stabilität)⁴⁹ und sollte durch Smart Metering, im Bereich der Leistung die zu dieser Zeit bereitgestellt werden muss, zumindest gedämpft werden. Allerdings nützt die Einführung intelligenter Messsysteme allein noch nichts. Es

⁴⁵ auf dem Gas-Sektor bis 2016

⁴⁶ wie z.B. Stromfresser detektieren

⁴⁷ Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen

⁴⁸ Ferrariszähler

⁴⁹ Bei volkswirtschaftlichen Verhältnissen die hauptsächlich wachsend waren, hat sich zwischen 1970 und 2005 hat sich der Verbrauch an elektrischer Energie in Österreich verdreifacht. (Vgl. E-Control (2008): Grünbuch Energieeffizienz. S. 59)

muss dazu auch eine geeignete Preisungsstruktur von den Energieanbietern ausgearbeitet werden, die dann von den Kunden akzeptiert wird. Es ist meiner Meinung nach anzunehmen, dass die bisherige Preisstruktur mit maximal 2 Preisen, wenn beispielsweise ein Boiler mit „Nachtstrom“ beheizt wird, in Zukunft nur bedingt zu einer Senkung der Lastspitze führen. Nur eine durchdachte Preisstruktur und der Einsatz von intelligenten Zählern bieten eine zukunftsorientierte Möglichkeit die elektrische Energie in Österreich (weltweit) so einzusetzen, dass man von nachhaltiger Verwendung der Ressourcen und effizienter Energiewirtschaft sprechen kann.

Tabelle 3: Leistungsmerkmale derzeitiger Systeme, AMR und AMM (Rouzaud, et al., 2005)

Funktionalität	Derzeit	AMR	AMM
Energieverbrauchsmessung	X	X	X
Einfache Funktionen (Rundsteuerung)	X	X	X
Einfaches Lastenmanagement (Warmwasserboiler)	X	X	X
Zählerfernauslesung		X	X
Spannungsqualitätsmessung		X	X
Fernabschaltung			X
Fernübermittlung von Preisen			X
Anwendung neuartiger Bepreisungskonzepte (Time-of-use, Real-Time-Pricing...)			X
Erweitertes Lastenmanagement (Leistungsbegrenzung, gesicherte Übertragung)			X
Verringerung nicht-technischer Verluste		X	X
Prepayment-Funktion			X
Möglichkeit zusätzlicher Services (Energieeffizienz, Integration der Messung zusätzlicher Energieträger wie Gas oder Fernwärme)			X

2.1 Automated Meter Reading

Das Automated Meter Reading (AMR) System wird schon seit vielen Jahren für die Abwicklung der Energieablesung bei Großkunden verwendet. Die Idee, die dahinter steckt, ist eine automatisierte, ständig verfügbare und genaue Erfassung des Energieverbrauchs ohne Mehraufwand für den Kunden. Es muss nicht, wie es momentan im Haushaltsbereich der Fall ist, eine Person in gewissen Zeitabständen den Zählerstand ablesen, sondern die Messung erfolgt automatisiert.

Alle 4 bis 5 Sekunden wird ein verschlüsseltes Signal⁵⁰ mit den Verbrauchsdaten an einen Zentral-Rechner übertragen und dort weiter verarbeitet. Es gibt viele Möglichkeiten der Datenübertragung bei Smart Metern. Zu beachten sind allerdings neben der technischen Umsetzungsmöglichkeit auch die Kosten, die dadurch entstehen.

In Ballungszentren oder sehr dicht besiedelten Gebieten bietet sich z.B. die Power Line Communication (PLC) an. Heutzutage kann man mit der Breitband-Powerline-Technik, alle Kunden die an einem Knoten angeschlossen sind, binnen Sekunden abfragen und die Daten in einem Datenkonzentrator sammeln. Sind die Daten im Umspannwerk, werden sie meist mit Glasfaserkabel zu einem Zentralrechner zur Auswertung übermittelt.

In weniger besiedelten Gebieten eignet sich PLC aufgrund seiner geringen Reichweite allerdings nicht. Hier würde sich die Übertragung via GSM/GPRS anbieten, diese ist jedoch weit kostenintensiver als PLC. Außerdem sind die Sendereichweiten auch bei diesen Systemen begrenzt. Wenn das intelligente Messsystem in einem Keller mit Stahlbeton montiert wird, so kann die Übertragung empfindlich gestört werden.

Jede Art der Datenübertragung birgt seine Vor- und Nachteile, was ein infrastrukturelles Problem darstellt. Auch die Kompatibilität der Übermittlungsprotokolle stellt ein Problem dar, welches so bald als möglich gelöst werden muss. Im Moment verwendet jeder Hersteller von AMR-Endgeräten eigene Protokolle. Es sollte daher eine gesetzliche Vorschrift für den Austausch der Daten zwischen den Endgeräten und der Datensammelstelle erlassen werden, um einen fairen Wettbewerb zwischen den Herstellern zu ermöglichen. In Deutschland muss bis 1. April 2010 ein einheitlicher Standard für den Datenaustausch von den Energieversorgungsunternehmen per Gesetz eingeführt werden (Nick, 2009).

Enel SPA ist mit fast 30 Millionen Kunden Italiens größter Stromversorger und das zweitgrößte Stromversorgungsunternehmen Europas. Im Rahmen des 2,1 Milliarden Euro teuren Projektes "Telegestore" installierte Enel von 2001 bis 2005 bei sämtlichen Kunden Smart Meter⁵¹. Es wird laut Angabe von Enel jährlich ca. 500 Mio. € Zusatzgewinn erwartet, welcher beispielsweise durch die Analyse des Verbraucherverhaltens erzielt wird: Da elektrische Energie nicht speicherbar ist, sollte immer nur jene Menge Strom erzeugt werden, die tatsächlich verbraucht wird. Mit herkömmlichen Stromzählern lässt sich das Verbraucherverhalten jedoch nicht zeitnah abschätzen, da nur jährlich Messungen vorgenommen werden⁵², bzw. mit Lastprofilen gearbeitet wird. Schwankungen im Verbraucherverhalten treten jedoch stündlich auf und sind abhängig von vielen verschiedenen Faktoren wie Wind, Wetter, Temperatur, Tageszeit, etc. Mit Smart Metern könnten die Tagesprognosen für den Einsatz der Kraftwerke erheblich verbessert werden, da

⁵⁰ Zur Datenübertragung stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung. Diese sind PSTN, PLC, ADSL, CATV, SPS-Drahtkommunikation, CDMA, GSM/GPRS Mobilfunk Kommunikation oder Zigbee Kurzstrecken WLAN.

⁵¹ 29.800.000 installierte Geräte

⁵² In Österreich erfolgt die manuelle Zählerstandsablesung alle 1 bis 3 Jahre.

die Energieversorgungsunternehmen rund um die Uhr die aktuellen Verbrauchsdaten sämtlicher Kunden automatisch überprüfen können. Dadurch sollte die Erzeugung in Zukunft deutlich effizienter und umweltfreundlicher werden, denn mit diesen Erkenntnissen kann ein Kraftwerksbetreiber besser angepasste Einsatzpläne für Kraftwerke erstellen und dadurch den Primärenergieeinsatz optimieren.

Italien ist seit je her vom Import elektrischer Energie abhängig. Deshalb gibt es dort eine besondere Form von Lastenmanagement, um die teure Lastspitze zu begrenzen. Jeder Kunde kauft sich mit seinem Netzanschluss eine bestimmte Menge an Leistung, die er nicht überschreiten darf. Das beginnt momentan in Italien bei mindestens 3 kW⁵³ zu einem Preis von 16,24 €/a. Diese Leistungsgebühr erhöht sich proportional mit der benötigten Anschlussleistung. Überschreitet ein Kunde seine maximale Anschlussleistung, so wird er vom Netz genommen. Es ist somit garantiert, dass eine gewisse Menge an nachgefragter Leistung nie überschritten werden kann. Mittels Gleichzeitigkeitsfaktoren kann man dann auf einen realistischen Wert der maximal benötigten Leistung zurückrechnen.

Der große Nachteil von AMR Systemen gegenüber AMM Systemen ist, dass nur die Kommunikation vom Kunden hin zur Verrechnungsstelle (Energieanbieter) möglich ist, und dadurch der Energieanbieter keinen Einfluss auf den Verbrauch hat.

Bei AMM-Systemen erfolgt die Visualisierung der Preise über ein Display, das an einer beliebigen Stelle im Haus installiert wird oder beim Smart Meter integriert ist. Um die Attraktivität des Smart Meters zu steigern und die Aufmerksamkeit der Kunden auf die Anzeige zu lenken, können zusätzliche Applikationen ohne großen Aufwand implementiert werden. Als Blickfang für das Anzeigegerät kann z.B. die Integration einer Wetterstation dienen.

Der Beschluss zur Installation von intelligenten Messsystemen, wurde durch die RL 2006/32/EG und RL 2009/72/EG gefasst. Es gilt nun abzuwägen, ob es sinnvoll ist, bei einer einmaligen Umstellung des Messsystems auf die AMR Technologie zu setzen, oder ob gleich AMM-Systeme eingesetzt werden sollten.

Wenn die Umstellung vollzogen wird, dann sollten die anfänglichen Mehrkosten für AMM Zähler nicht unbedingt zu stark bei der Wahl der Zählerart ins Gewicht fallen. Auch wenn zu Beginn die Features, die AMM Zähler bieten, von der breiten Masse der Kunden nicht genutzt werden, kann trotzdem von Erzeugerseite auf gewisse Komponenten beim Verbraucher eingegriffen werden.

⁵³ Die Hausanschlüsse in Italien sind einphasig ausgeführt. Deswegen sind sie sowieso auf ca. 15kW begrenzt pro Haushalt begrenzt.

2.2 Advanced Meter Management (AMM)

Die in der Industrie üblichen Zählerfernauslesesysteme, wie sie bei Großkunden schon seit ungefähr 15 Jahren in Anwendung sind, stellen nur einen Teil der Funktionalität eines heutigen AMM Systems dar.

Ein AMM-System besteht neben der elektronischen Zählerfernauslesung (Automated Meter Reading, siehe Kapitel 2.1), aus einem elektronischen Zähler sowie einem Datenkonzentrator, zusätzlich aus einer Software, welche die „Intelligenz“⁵⁴ des Systems beinhaltet. Der wesentliche Unterschied zu den AMR Systemen liegt in der Bidirektionalität der Kommunikation des Advanced Meter Managements. Als Bindeglied zwischen dem Endverbraucher und dem Energieversorgungsunternehmen übernimmt das AMM System Funktionen wie z.B. Zählerparametrierung, Datenverwaltung und Preismanagement. Die Datenübertragung zwischen den einzelnen Komponenten basiert auf einer bidirektionalen Kommunikation mittels PLC, GSM/GPRS, Ethernet, Funk,...

An dieser Stelle sollte wieder das Standardisierungsproblem erwähnt werden, welches ehestmöglich gelöst werden muss.

In Zukunft soll es nicht mehr nur Sondervertragskunden möglich sein von Vorteilen wie Zeit-Last-veränderlichen Preisen oder Lastgangerfassung (Visualisierung des Stromverbrauchs) zur Detektion von energieintensiven Verbrauchern⁵⁵ profitieren zu können. Je nach Softwareimplementierung können bei den Kunden energieintensive Verbraucher gefunden werden und sogar über eine Internetverbindung Vergleiche zwischen Geräten und tatsächlichen Verbräuchen gezogen werden, um dem Kunden als Energiedienstleistung Vorschläge für eine effiziente Nutzung der Haushaltsgeräte zu machen. Solche Anwendungen dürften aber noch einige Jahre Entwicklungsarbeit benötigen. Für all diese Anwendungen können AMM-Systeme Lösungen anbieten, welche mit dem herkömmlichen Ferrariszähler nie realisierbar wären.

Durch die Möglichkeit der Visualisierung und zeitnahen Erfassung des Energieverbrauchs von Kunden, kann die Einführung von intelligenten Messsystemen, im Speziellen AMM, neue Anwendungen im Zähl- und Messbereich bei Haushaltskunden bieten. Herkömmliche Ferrariszähler ermöglichen solche Funktionen nicht, da sie mit ihrem mechanischen Zählwerk, ohne zusätzliche Auswerteinrichtung, nur zum Erfassen von Gesamtenergie in der Lage sind⁵⁶. Außerdem müssen die Zählerstände per Hand ausgelesen und zur

⁵⁴ Durch die Software wird z.B. bestimmt ob die Kommunikation unter den Herstellern funktioniert, oder welche Automatisierungen durch den Kunden durchgeführt werden können.

⁵⁵ Energieintensive Geräte sind solche, die im Betrieb eine sehr hohe Leistungsaufnahme im Vergleich zu neuen Geräten, die dieselbe Dienstleistung erfüllen, haben.

⁵⁶ Bei größeren Kunden wird meist zusätzlich ein Leistungsmessgerät mit Schleppezeiger eingebaut, um die maximale Leistungsaufnahme in einer definierten Periode zu messen.

Weiterverarbeitung in eine Datenverarbeitungssoftware übertragen werden. Alleine eine monatliche Auslesung der Werte bei jedem Kunden wäre ein immenser Mehraufwand und bei bestehendem Personalbestand nicht möglich. AMM Systeme ermöglichen den Kunden und Energieversorgungsunternehmen eine ständige Kontrolle des tatsächlichen Verbrauchs, sowie eine Anpassung an die Erzeugungssituation im System⁵⁷.

2.2.1 Energiewirtschaftliche Vorteile durch AMM Systeme

Abbildung 12 soll einen Überblick über die Möglichkeiten und die Wirkungsweise von AMM Systemen geben. Dabei werden sowohl technische, als auch wirtschaftliche Aspekte in der gesamten Versorgungskette (von der Erzeugung bis zum Verbrauch) betrachtet.

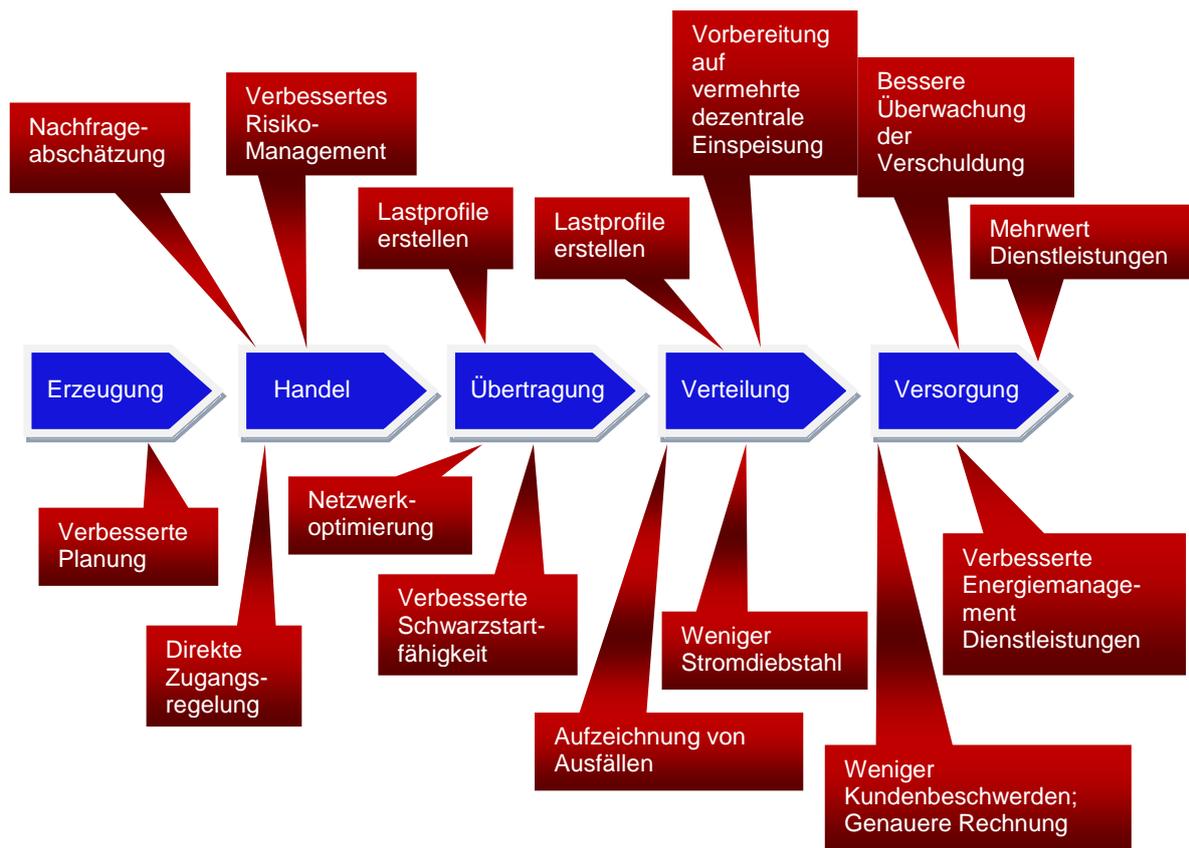


Abbildung 12: Vorteile der Nutzung von AMM Systemen (Drago, 2005)

⁵⁷ Je nach Hardware die beim Kunden installiert ist und Vertrag für den Bezug elektrischer Energie in unterschiedlichem Umfang möglich.

Auf der Erzeugerseite kann durch AMM Systeme eine detailliertere Planung des Kraftwerkeinsatzes vorgenommen werden. Somit können auch Kraftwerke mit längeren Anfahrzeiten für die effektive Erzeugung in der Spitzenlastperiode eingesetzt werden.

Im Bereich des Energiehandels liefert AMM eine verbesserte Möglichkeit des Risikomanagements aufgrund der Nachfrageabschätzungen, die auf zeitlich konkretisierte Daten des Verbrauchs und nicht mehr auf geschätzten Lastprofilen aus Jahresenergieverbräuchen basieren.

Bei den Übertragungsnetzbetreibern werden Lastprofile aus aktuellen Daten für einen kurzen Zeitraum in der Zukunft hochgerechnet, um die Anforderungen an das Höchstspannungsnetz ständig zu überprüfen. Durch die Möglichkeit Verbraucher zu- und abschalten zu können, kann sich auch die Schwarzstartfähigkeit verbessern, bzw. sollte es durch die Abschaltmöglichkeit nicht mehr zu Situationen kommen, die einen Schwarzstart erfordern.

Verteilnetzbetreiber können ebenfalls genauere Lastprofile erstellen, und weiters die Aufzeichnung von Ausfällen und deren Analyse zusätzlich zur Messung der Energie automatisiert durchführen und auch Qualitätsparameter werden aufgezeichnet.

Der Stromdiebstahl, der in einigen Ländern ein großes Problem darstellt, kann gezielt bekämpft werden. Außerdem ist AMM ein wichtiger Grundstein für die Einbindung dezentraler Energieeinspeisung in die Verteilnetze.

Für die Kunden bedeutet dies die bessere Überwachung ihrer Energiekosten und einen zusätzlichen Komfortgewinn durch die angebotenen Energiemanagement-Dienstleistungen oder Mehrwert-Dienstleistungen.

2.2.2 Einsparungsmöglichkeiten durch AMM Systeme

In diesem Kapitel wird ein Überblick über Einsparungsmöglichkeiten und zusätzliche Kosten bei der Einführung von Smart Metern gegeben. Die Abbildung 13 zeigt solch eine Kostenaufstellung aus Sicht der Linz AG (Eidenberger, 2009).

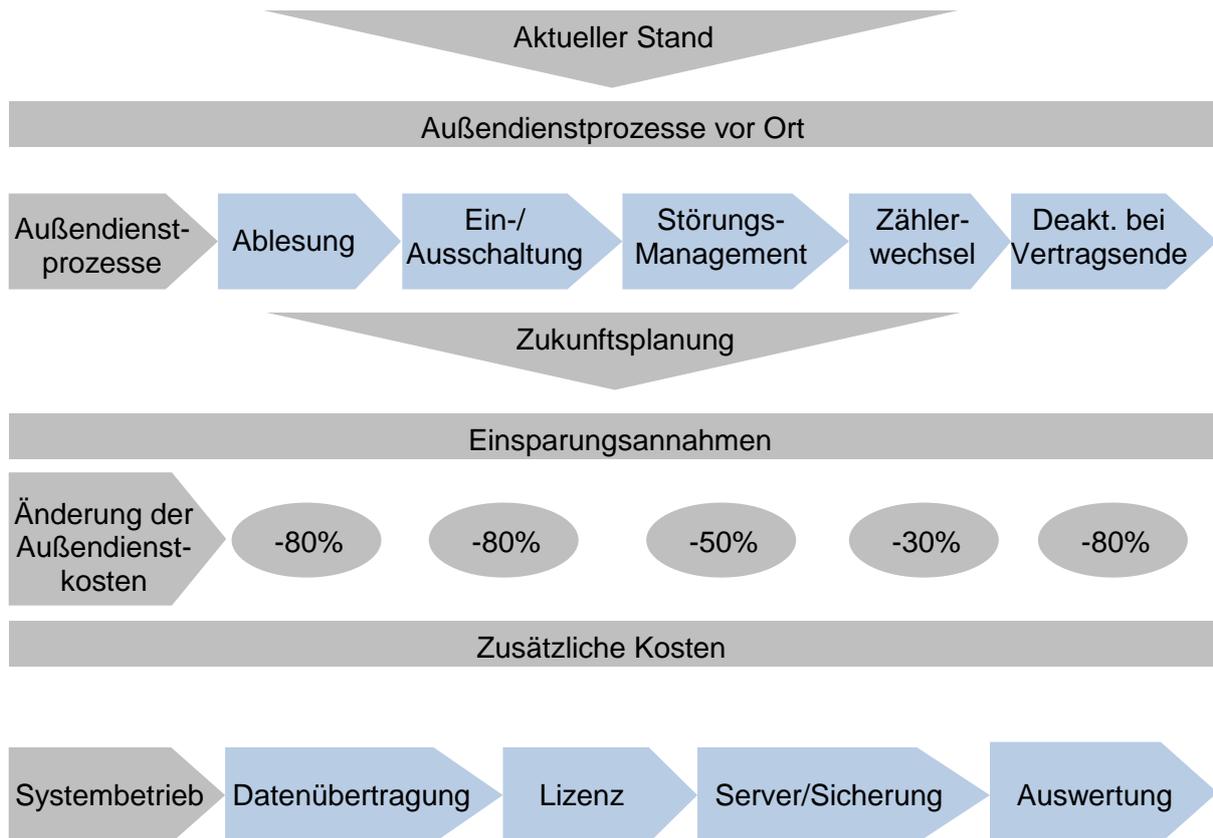


Abbildung 13: Sparpotentiale durch Einführung von Smart Metern laut Angaben der Linz AG

2.2.3 Anbieter von AMM Systemen

Für den Einsatz von AMM-System in ihrem vollen Funktionsumfang ist eine dementsprechende Infrastruktur notwendig. Die verschiedenen Geräte der Hersteller verfügen über einen verschiedenen großen Funktionsumfang. In der Tabelle 4 wird ein Überblick der unterschiedlichen am Markt befindlichen AMM Systeme samt Hersteller gegeben (Stand vom 31.03.2009).

Tabelle 4: Anbieter von AMM Systemen (Quelle: Fraunhofer Anwendungszentrum für Systemtechnik, 2009)

Anbieter	Allgemein		Funktionen						
	Produkt	Zählerhersteller	Zähler-Konfiguration	Zähler-fernspernung	Tarifmanagement	Manipulations-erkennung	Datenverwaltung	Daten-aufbereitung	Multisparten Metering
Actaris Zähler & Systemtechnik GmbH	ACE Vantage, Itron Enterprise Edition	Actaris	X	X	X	X	X	X	X
Bittner + Krull	Argos	versch.	X	X			X	X	X
Echelon GmbH	NES	Echelon	X	X			X		X
EMH Elektrizitätszähler GmbH & Co KG	raconet	EMH		X		X	X		
EVB Energie AG	Meterus	Echelon	X	X	X	X	X		X
Görlitz AG	EDW 3000, ENZ 2000, MDUS	Görlitz, Echelon	X	X	X		X	X	X
Heinz Lackmann GmbH & Co KG	EDW 3000, ENZ 2000	Iskremeco	X	X	X		X	X	X
Landis & Gyr	AIM, Converge	Landis+Gyr			X	X	X	X	
Ubitronix System Solutions GmbH	Unified IEM Meter Management	Echelon	X			X	X	X	X
Siemens	AMIS	Siemens	X	X	X	X	X		X
NRZ	MUCMeter VADEV	Easy Meter, EMH					X	X	X
ITF Fröschl	ZFA-F, RCM-F, MES-F	versch.	X				X	X	X
Power Plus Communications	Smart Metering Gateway LG200	versch.	X				X	X	X
Tixi	Zählermodem	keine	X	X		X	X		X
IBM	Advanced Meter Management Sol.	ENEL	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
Kisters	BelVis SODA AMI/MDM	versch.					X	X	X
T-Systems	Multi Utility Server	versch.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.

2.3 Hemmnisse für die Einführung von Smart Metern

Die Einführung jeder neuen Technologie ist mit Problemen verbunden. Bei Smart Metern sind dies z.B. rechtliche Grundlagen, Datenschutz usw. Ziel muss es sein, Hemmnisse von Verbrauchern systematisch abzubauen.

2.3.1 Rechtliche Hemmnisse

Gesetzliche Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden, um die Steigerung der Energieeffizienz durch Einführung der Smart Meter-Technologie zu ermöglichen und um den Akteuren des Strommarkts Planungssicherheit zu geben. Dazu muss definiert werden, welche Leistungen ein Energieversorger mindestens bieten muss und welche Möglichkeiten er bekommt, um Kunden zu beeinflussen. Dabei sind z.B. Prepaid Funktionen anzuführen, oder Kundenabschaltungen zur Spitzenlastsenkung bzw. bei Insolvenz der Kunden.

Eine weitere rechtliche Frage, welche z.B. in den Niederlanden für Aufruhr sorgt, ist der Datenschutz. Die Befürchtungen der Konsumenten sind dabei weit gestreut. Einige erwarten sich durch die zeitnahe Ablesung eine Art Kontrolle ihrer Aktivitäten oder ein Ausforschen ihrer Gewohnheiten. Weiters steht im Raum, dass durch genaue Betrachtung der Daten auf Urlaube und die damit verbundene Nicht-Anwesenheit der Kunden schließen lässt. Diese Daten in den falschen Händen, könnten zu vermehrten Einbrüchen führen. Hier könnten Ansätze wie zwei oder vier Wochen verzögerte Datenübertragung, oder Verschlüsselungstechniken zum Einsatz kommen. Das Wichtigste ist jedoch, die Kunden genau zu informieren und dadurch solche Vorurteile abzubauen und Schnittstellendefinitionen und Protokolle gesetzlich festzulegen.

Weiters müssen Gesetze zur Regelung zeitveränderlicher Preisstrukturen (TOU, CPP,...) erlassen werden. Diese sollen einerseits die Versorgungsunternehmen dazu veranlassen zeitveränderliche Preisstrukturen anzubieten und in zweiter Hinsicht verhindern, dass diese Preisstrukturen nur auf die Gewinnzunahme der Unternehmen ausgelegt sind⁵⁸.

⁵⁸ Kundenvorteile müssen beim Wechsel in neue Preisstrukturen erreichbar sein, um Kunden zum Wechseln zu bewegen

2.3.2 Technische Hemmnisse

Die technischen Hemmnisse stehen hier immer in Verbindung mit rechtlichen Hemmnissen. Dabei sind vor allem fehlende Standards das Problem.

Zu den technischen Hemmnissen zählen vor allem die fehlenden Mindestanforderungen an Gerätehersteller. Nach wie vor sind zu viele Fragen offen im Bezug auf die Technologie (AMR oder AMM) und die Anwendungen die die Endgeräte besitzen müssen. Somit können weder die Kunden, noch die Hersteller im Moment sicher sein, ob ihre Entwicklungen auch in Zukunft den Stand der Technik darstellen.

Ein weiterer technischer Aspekt ist die geringe Eichgültigkeitsdauer die momentan für Smart Meter angegeben wird. Smart Meter sind elektronische Zähler, welche momentan eine Eichgültigkeitsdauer von 8 Jahren besitzen. Ferrariszähler sind mechanische Zähler und haben eine Eichgültigkeitsdauer von 12 bis 16 Jahren. Sofern das Eichgesetz nicht geändert wird, stellt die Tatsache, dass ein Smart Meter in 16 Jahren zwei Mal und ein Ferrariszähler nur ein Mal gewechselt werden muss, ein großes Hemmnis dar.

In weiterer Folge sind Eichgültigkeitsdauern in Bezug auf Multi-Utility-Geräte zu betrachten, denn für die Sparten Strom, Gas, Wasser und Wärme gelten andere Gesetze.

2.3.3 Wirtschaftliche Hemmnisse

Die Versorgungsunternehmen haben keine Investitionssicherheit bei der Einführung von Smart Metern, da die Mindeststandards nicht definiert sind, und es organisatorische Unsicherheiten bei der Liberalisierung des Messwesens, z.B. in Deutschland mit der Eichgültigkeitsdauer, gibt.

Die wohl gravierendste Frage ist jedoch, wer die Kosten für die neuen Geräte tragen soll, und in welcher Höhe diese liegen werden. Dies dürfte neben der Geräteauswahl, auch von der Größe des Versorgungsunternehmens abhängen. Auch der Aufwand für den Einbau der Geräte ist nicht zu vernachlässigen. Werbekampagnen und gezielte Aufklärung über Geräte müssen gestartet werden, um Kunden die neue Technologie und ihre Möglichkeiten näher zu bringen. All diese Kosten müssen wieder erwirtschaftet werden.

Eine Überprüfung, ob intelligente Messsysteme überhaupt wirtschaftlich eingeführt werden können, soll auf jeden Fall in allen EU-Ländern durchgeführt werden.

2.4 Möglichkeiten der Bepreisung mittels Smart Metering

Durch Smart Metering entstehen neue Möglichkeiten der Bepreisung elektrischer Energie im Haushaltsbereich. Es gab bisher verschiedene Ansätze, die bereits mehrere Preise implementiert hatten - wie z.B. den Tarif vert für Großkunden oder der Tarif Tempo für Haushaltskunden in Frankreich. Diese vorgegebenen Preise galten bzw. gelten für bestimmte Zeitintervalle an bestimmten Tagen (siehe Kapitel 2.4.1.1). Mit Smart Metering ist es nun auch möglich, kurzfristiger Preisänderungen durchzuführen, da der Kunde direkt, z.B. mittels einer Anzeige am Smart Meter, über den momentanen Preis informiert werden kann.

Ebenso kann die Möglichkeit von preissensitiven Lastschaltgeräten genutzt werden, um den Verbrauch und damit die Kosten zu steuern. Energieintensive Tätigkeiten, die kein dringendes Bedürfnis darstellen oder nicht unterbrechungsfrei laufen müssen, können somit zu angepassten Zeiten durchgeführt werden. Dadurch ergeben sich mehrere verschiedene Möglichkeiten zur Spitzenlastreduktion. Welche von diesen Möglichkeiten die bestmögliche für einen Energieanbieter darstellt, muss dieser selbst entscheiden. Grundsätzlich ist der Stromanbieter in Zukunft nur zum Anbieten eines zeitvariablen Strompreispaketes verpflichtet. Wie viele Personen diesen Dienst nutzen, kann von ihm nur durch die Attraktivität der Angebote beeinflusst werden. Die Entscheidung, ob sie die neuen Preismodelle angenommen werden, liegt beim Kunden.

Bei optimaler Ausnutzung beiderseits sollte sich eine „win-win“-Situation einstellen. Das bedeutet, dass die Erzeuger Kosten zur Deckung der teuren Lastspitze einsparen und die Kunden Kosten bei ihrer Energieabrechnung.

Im Folgenden wird zuerst die Verbrauchsstruktur in Österreich und stellvertretend für ein Land mit Sommerspitze, in diesem Fall Griechenland, untersucht und danach eine Studie von Faruqui & Sergici (2009) zur Auswirkung von verschiedenen Preisstrukturen auf das Verbrauchsverhalten analysiert. Schlussendlich wird in Abbildung 24 eine Übersicht über die Ergebnisse der Studie gegeben und daraus mögliche Handlungsempfehlungen für den österreichischen Markt abgebildet.

Derzeitige Preisstruktur in Österreich

Momentan wird in Österreich im Haushaltsbereich die Abrechnung aufgrund einer manuellen Zählerstandsablesung gelegt. Ein Ferrariszähler summiert die Energie, die verbraucht wird auf und einmal pro Jahr wird der Zählerstand abgelesen. Hinzu kommen die Systemnutzungstarife, welche von der E-Control Kommission festgelegt werden, sowie die Zählpunktpauschale, welche sich auf 15 €/a pro Zählpunkt beläuft.

Im städtischen Gebiet wurde in der Vergangenheit vielerorts ein zweiter Zähler eingebaut, welcher für Messung des „Nachtstromes“ vorgesehen ist. Zur Aktivierung des

Nachtstromkreises wird während der Nachtstunden ein Rundsteuerempfänger benötigt. Da während der Nachtstunden weniger Leistung benötigt wird, bieten Nachtstromzähler mögliche Vorteile für Erzeuger und für Kunden. Die Erzeuger profitieren von der teilweisen Vergleichmäßigung der Tageslastgangkurve. Da die Nachtstromkilowattstunde ca. 20 % günstiger als die Normalkilowattstunde können die Kunden Energiekosten einsparen, allerdings erhöht sich in diesem Fall die Zählerpauschale auf 45 €/a⁵⁹. Durch die Summe der Nachtstromkilowattstunden und der damit verbundenen Kosteneinsparung kann errechnet werden, ob die zusätzlichen Kosten der Zählpunktpauschale eingespart werden können.

Zumeist verfügen Haushalte jedoch nur über einen Zähler und bekommen einen Durchschnittspreis verrechnet. Diese Preisstruktur beinhaltet für Haushaltskunden keine Anreize ihren Verbrauch aus der Zeit der Lastspitze, in die Zeit niedrigen Verbrauchs zu verlagern. Dem normalen Stromkunden ist nicht bewusst, dass die Erzeugung zu jeder Stunde des Jahres mit anderen Kosten verbunden ist, und er berücksichtigt daher den Zeitpunkt des Konsums nicht in seiner Entscheidung.

Elastizitäten (Eigen- und Kreuzpreiselastizität) sind aufgrund der fehlenden Preisalternativen am Haushaltssektor nicht vorhanden.

2.4.1 Time-of-Use

Ein Beispiel für eine Time-of-Use (TOU) Preissetzung ist der „Tarif vert“. Bei TOU wird für einen bestimmten Zeitraum ein fixer Preis im Voraus festgesetzt. In der Schweiz wurden verschiedene Preise für Sommer und Winter bzw. Tages- und Nachtzeit (Peak, Off-Peak) verrechnet (Meier, 1983). Somit kamen hier während des Jahres 4 Preise für den Bezug elektrischer Energie zum Einsatz.

In Österreich hat z.B. die STEG früher nach einem Bepreisungssystem eingeführt, bei dem Industriekunden mit vier unterschiedlichen Energiepreisen pro Jahr verrechnet wurden. Die saisonale Einteilung erfolgte nach Sommer- und Wintermonaten⁶⁰ und untertags wurde in Hoch und Niedrigpreiszeit⁶¹ unterteilt. Zusätzlich wurde auch ein Leistungspreis, Messpreis, Blindarbeitspreis sowie ein Anschluss- und Bereitstellungspreis verrechnet. Im Haushaltsbereich wurden über das ganze Jahr für den Energiebezug nur zwei unterschiedliche Preise für Hoch- und Niedrigpreiszeit verrechnet, sowie ein Leistungspreis, Messpreis und ein Anschluss- und Bereitstellungspreis.

⁵⁹ Jeweils 15€/a für jeden der zwei Zähler und für den Rundsteuerempfänger.

⁶⁰ Sommermonate: 1. April bis 30. September; Wintermonate: 1. Oktober bis 31. März

⁶¹ Hochpreiszeit an allen Tagen von 6:00 bis 22:00 Uhr; Niedrigpreiszeit an allen Tagen von 06:00 bis 22:00 Uhr

Betrachtet man den Verbrauch, so weist jedes Land eine andere Verteilung der Leistungsnachfrage auf. So hat z.B. Österreich eine andere jährliche Spitzenlastperiode als Griechenland (siehe Abbildung 14 und Abbildung 15).

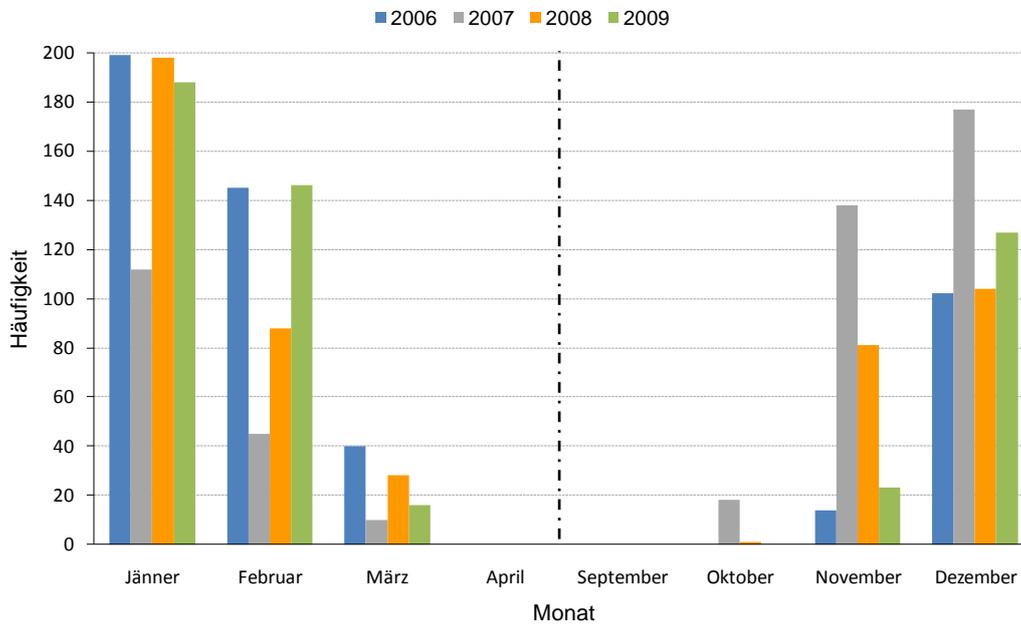


Abbildung 14: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Österreich 2006 bis 2009 Datenquelle: (ENTSO-E)

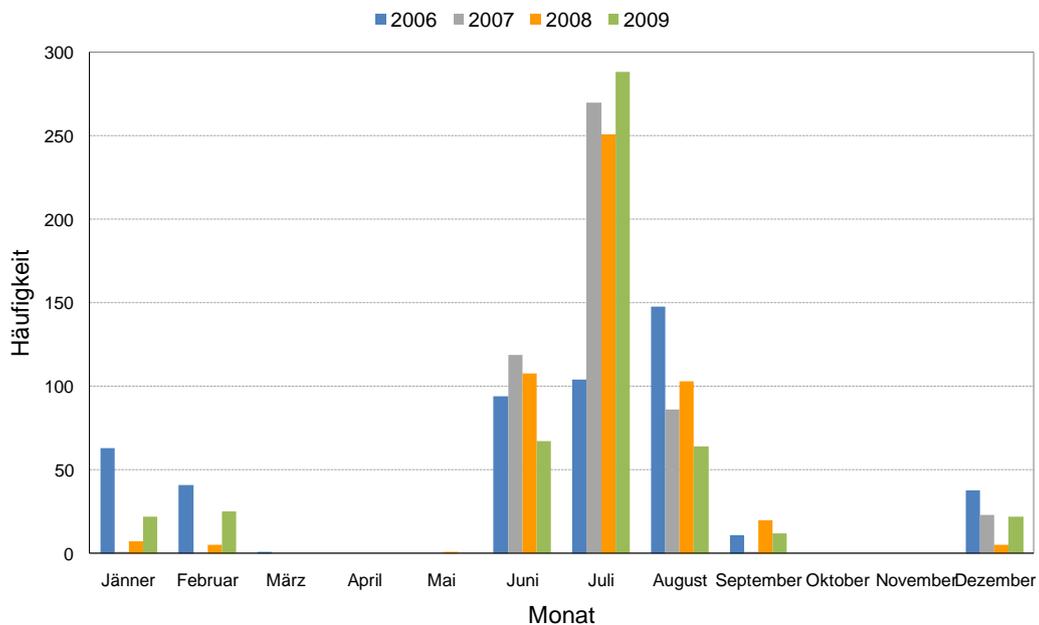


Abbildung 15: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Griechenland 2006 bis 2009 Datenquelle: (ENTSO-E)

Für eine sinnvolle Ausgestaltung der Endkundenpreise und um die Endkunden zu einem wohlfahrtsökonomisch sinnvollen Verhalten zu bewegen, muss das Verbrauchsverhalten des

jeweiligen Landes bekannt sein. Nur so kann eine sinnvolle Einteilung von Verrechnungsperioden erfolgen. Aus Abbildung 14 und Abbildung 15 lässt sich eine saisonale Einteilung dahin gehend ableiten, dass für Österreich eine höhere Bepreisung für die Monate Oktober bis März gerechtfertigt wäre. In Griechenland sollten jedenfalls die Monate Juni bis August als Spitzenlastmonate gelten und unter Umständen könnte man auch in den Monaten Dezember bis Februar eine Preiserhöhung im Vergleich zum restlichen Jahr andeuten.

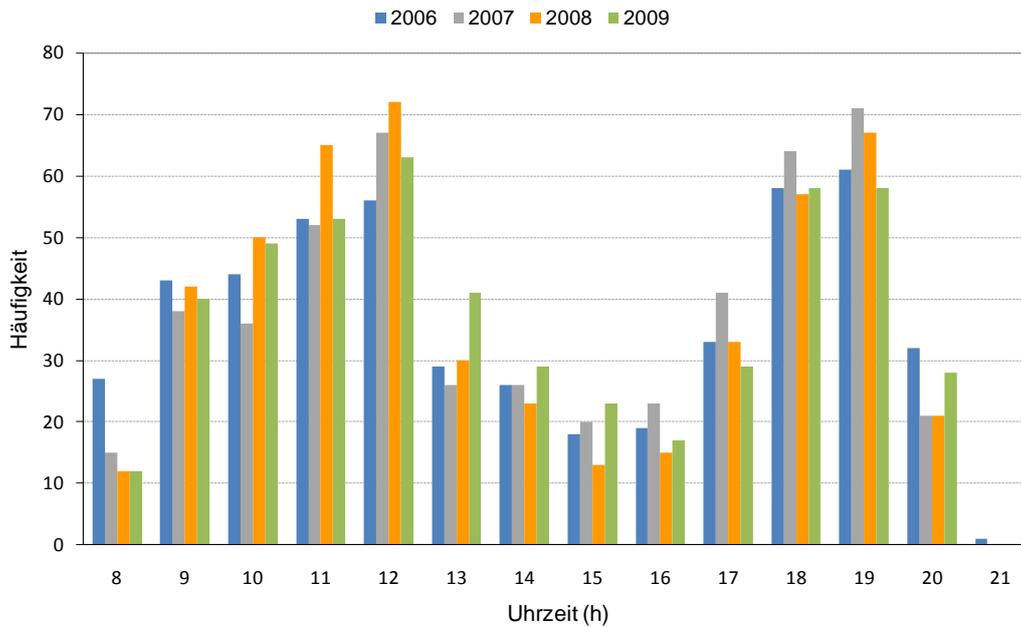


Abbildung 16: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Österreich 2006 bis 2009 bezogen auf die Tageszeit
Datenquelle: (ENTSO-E)

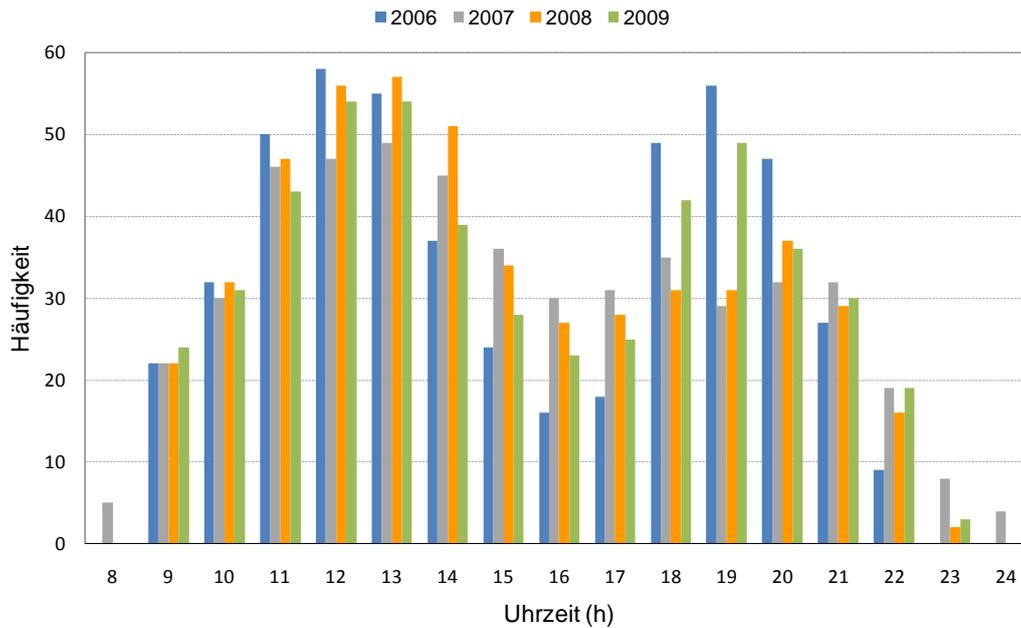


Abbildung 17: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Griechenland 2006 bis 2009 bezogen auf die Tageszeit
Datenquelle: (ENTSO-E)

Als Tageskernzeit für eine mögliche Hochpreisperiode würde sich bei beiden Ländern die Zeit zwischen 8:00 und 21:00 Uhr anbieten. Unter Betracht der Häufigkeit der erhöhten Leistungsnachfrage in Griechenland zu späterer Stunde, würde eine Verschiebung auf 09:00 bis 22:00 Uhr jedoch passender sein.

Generell gilt das die Preise bei TOU in der Peak-Periode höher sein als in der Off-Peak-Periode. Die Motivation für den Konsumenten sollte es sein, seinen Verbrauch von der Spitzenlastperiode, in die Niedriglastperiode zu verlagern.

Die Implementierung von TOU ist AMR und AMM Systemen problemlos möglich. Auch herkömmliche Zweitarifzähler, die schon verbreitet im Einsatz sind, können für TOU Preisstrukturen herangezogen werden.

2.4.1.1 Einsparungspotentiale bei TOU Preisstrukturen

Entscheidend für die Elastizitäten der Nachfrage ist das Verhältnis von Peak zu Off-Peak Preis. Um den Kunden einen Anreiz für eine zeitliche Verlagerung ihres Verbrauches zu bieten, muss das Verhältnis von Peak- zu Off-Peak-Periode laut empirischen Untersuchungen mindestens 2:1 sein. Bei einem niedrigeren Verhältnis, sehen Kunden normalerweise keinen Anreiz, von ihrem gewohnten Verbrauchsmuster abzugehen.

Im „California-Statewide Pricing Pilot“ (SPP) (Charles River Associates (2005), Faruqi und George (2005), Herter (2007) und Herter, McAuliffe und Rosenfeld (2007)) wurden im Zeitraum von Juli 2003 bis Dezember 2004 verschiedene Preisstrukturen erprobt. Die Auswertung von Faruqi & Sergici (2009) gibt Aufschluss über die jeweiligen Erfolge der Preisstrukturen. Abbildung 18 zeigt die Preisverhältnisse der in Kalifornien eingesetzten TOU Preise.

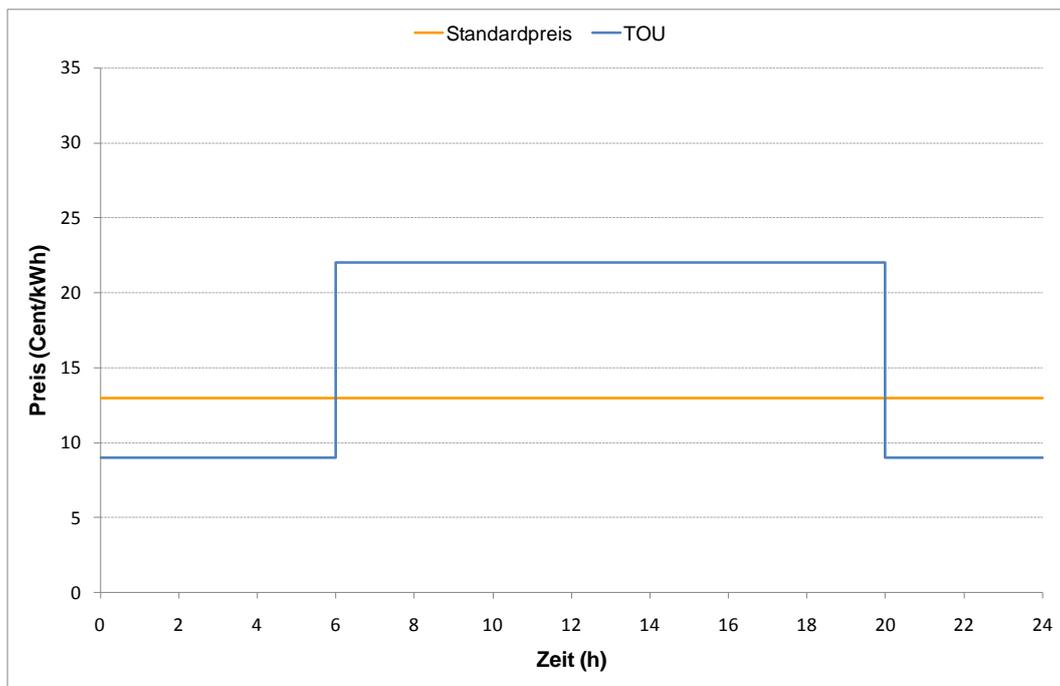


Abbildung 18: Angewendete Preisstruktur in Kalifornien

Der Standardpreis, der zu dieser Zeit Anwendung fand, lag bei \$ 0,13 pro kWh. Die TOU Preise beliefen sich auf \$ 0,22 pro kWh in der Peak-Periode, und \$ 0,09 in der Off-Peak-Periode. Somit ergab sich für den Sommer 2003⁶² eine Reduktion der nachgefragten Energiemenge zur Spitzenlastzeit von 5,9 % bei einer Leistungsreduktion von 4,7 %. Diese Nachfragereduktion hat sich allerdings im Sommer 2004 wieder auf ungefähr Null zurückentwickelt. Eines der größten Probleme war hierbei die kleine Stichprobe, die zur Hochrechnung der Leistungsreduktion herangezogen wurde.

In Colorado wurden in einen Projekt mit 3700 Haushalten (Xcel Energy Pilot 2006 -2007), TOU und TOU mit einem zusätzlichen Preis für die kritische Lastspitze erprobt.

⁶² In Kalifornien ist aufgrund der Klimaanlage die Lastspitze des Jahres im Sommer.

Dabei ergab sich bei TOU keine signifikante Reduktion der kritischen Spitze⁶³, allerdings eine Nachfrageverringering in der unkritischen Spitzenzeit von 5-10 %.

Bei TOU mit Critical-Peak-Pricing (CPP) ergab sich ein Leistungsrückgang in der kritischen Spitzenlastzeit von 15-54 % (54 % mit programmierbaren, preissensitiven Thermostaten) und eine ähnliche Reduktion der unkritischen Spitzenlastzeit wie bei normalem TOU.

Kreuzpreiselastizitäten sind hier zu vernachlässigen, da auch bei signifikantem Rückgang der nachgefragten Leistung in der Peak und Critical Peak Periode, kein wesentlicher Anstieg in der Off-Peak-Periode zu verzeichnen war.

In New Jersey wurden 379 Haushalte mit einem TOU/CPP Kombinationspreis abgerechnet (2006-2007). Dabei gab es speziell für die Sommermonate von Juni bis September eigene Preise (siehe Tabelle 5), da New Jersey eine Sommerspitze hat.

Tabelle 5: Preistabelle für New Jersey Pilot Projekt

Periode	Preis Sommer 2006	Preis Sommer 2007	Anwendungszeitraum
Base	\$ 0.09/kWh	\$ 0.087/kWh	alle nicht speziell angeführten Stunden
Nachtdiskont	-\$ 0.05/kWh	-\$ 0.05/kWh	22:00 bis 09:00 Uhr
Peak	\$ 0.08/kWh	\$ 0.15/kWh	13:00 bis 18:00 Uhr wochentags
Critical Peak	\$ 0.69/kWh	\$ 1.37/kWh	13:00 bis 18:00 Uhr wochentags 1 Tag zuvor bekannt gegeben

Die durchschnittliche Leistungsnachfrage zur Spitzenlastzeit lag vor Einführung der Preisstruktur bei 2.85 kW, welche durch TOU in der Peak Zeit um 21 % gesenkt werden konnte. In der kritischen Spitzenlastzeit konnte sogar eine Leistungsreduktion um 47 % registriert werden.

Auffallend bei der Auswertung der Kundendaten war, dass die Substitutionselastizität bei 0,125 lag. Das heißt, dass viele Personen ihren Verbrauch an elektrischer Energie zur kritischen Zeit durch andere Energieformen ersetzen konnten.

In Washington D.C. wurde 2001 das „Washington (Seattle Suburbs)- Puget Sound Energy (PSE)'s TOU Programm“ gestartet, bei dem es vier definierte Zeitperioden mit verschiedenen Preisen gab. Am Morgen und am Abend wurden 15 % höhere Preise veranschlagt als der Durchschnittspreis⁶⁴. Am Tag wurde der Durchschnittspreis verlangt und in der Nacht war die elektrische Energie 15 % günstiger als am Tag. 300.000 Haushalte bekamen 2001 ohne Zusatzgebühr den Zähler mit der Option, bei Unzufriedenheit wieder auf ihre alte

⁶³ Die kritische Lastspitze wurde hier an den zehn verbrauchsstärksten Tagen im Sommer als solche ausgepreist.
⁶⁴ als Zahlenwert nicht verfügbar

Preisstruktur zurückwechseln zu können. Im Jahr 2001 verzeichneten 55 % der Haushalte einen geringfügigen Rückgang ihrer Energiekosten. Im Jahr 2002 wurde eine Messgebühr von \$ 1 pro Monat von den Haushalten eingehoben, woraufhin nahezu alle Haushalte höhere Energiekosten als zuvor hatten. Die Kunden wechselten dann zum Großteil wieder in ihre alte Preisstruktur zurück. Nicht zuletzt aufgrund der negativen Berichterstattungen der Medien, wurde TOU in Washington wieder fallengelassen.

Als Resümee zog man schlussendlich, dass erstens der Preisunterschied zwischen den Perioden nicht genügend Anreiz bot, um die Kunden zum Umdenken in ihrem Verbrauchsverhalten zu bewegen. Zweitens wäre Aufklärungsarbeit, wie man vorhandene Einsparungspotentiale durch die neuere Technologie besser nutzen kann, wichtig. Als dritte Erkenntnis wurde noch festgestellt, dass bei solch einer Technologieeinführung ein Pilotprojekt vor der Komplettumstellung der Haushalte essentiell wichtig ist.

In Ontario/Kanada wurde zwischen August 2006 und März 2007 der „Ontario Energy Board’s Smart Price Pilot“ durchgeführt. Dabei wurden drei Varianten von TOU Preisstrukturen getestet.

1. Der Regulated Price Plan TOU (RPP TOU) mit drei unterschiedlichen Preisen (siehe Tabelle 6).
2. Der RPP TOU mit einer kritischen Zeitperiode (siehe Kapitel 2.4.2), die aus dem Durchschnitt der 93 höchsten Energiepreise des Vorjahres errechnet wurde und bei C\$ 0,30 je kWh lag. In der Schwachlastperiode wurde ein Preis von C\$ 0,031 veranschlagt. Die Spitzenlasttage wurden auf 9 Tage begrenzt und vorher bekanntgegeben.
3. Der RPP TOU mit Rabatt (siehe Kapitel 2.4.3) für Einsparungen in der kritischen Zeitperiode. Die Kunden erhielten dabei C\$ 0,30 Rabatt je kWh⁶⁵, die sie im Vergleich zur Peak Zeit weniger verbrauchten. Der Verbrauchswert in der Peak Zeit, von dem aus eventuelle Rabatte gegeben wurden, errechnete sich aus dem Verbrauch der Kunden in der Base-Zeit der letzten 15 Normaltage + 25 %.

⁶⁵ an ausgerufenen Spitzenlasttagen

Tabelle 6: RPP TOU Preise im Pilotprojekt in Ontario/Kanada

Zeitraum	Periode	Preis	Anwendungszeitraum
August bis März	Off Peak	C\$ 0,035 /kWh	22:00 – 07:00 Uhr wochentags; Wochenende und Feiertag
August bis März	Mid Peak	C\$ 0,075 /kWh	07:00 – 11:00 Uhr und 17:00 – 22:00Uhr wochentags
August bis März	Peak	C\$ 0,105 /kWh	11:00 – 17:00 Uhr wochentags

Getestet wurden die Preisstrukturen an 373 Haushalten⁶⁶. Der Leistungsrückgang, an den kritischen Tagen in der Peak Zeit betrug zwischen 5,7 und 25,4 % und in der Mid Peak und Peak Zeit zusammen zwischen 2,4 und 11,9 % (siehe Tabelle 7).

Zusätzlich konnte ein Gesamtenergienachfragerückgang von 6 % über die Projektlaufzeit verzeichnet werden.

Tabelle 7: Auswertung des Pilotprojektes in Ontario/Kanada

Periode	RPP TOU	TOU CPP	TOU PTR
Leistungsrückgang der Peak Periode	5,7 %	25,4 %	17,5 %
Leistungsrückgang der Mid Peak + Peak Periode	2,4 %	11,9 %	8,5 %

2.4.2 Critical Peak Pricing

Beim Critical Peak Pricing (CPP) wird für ein kurzes Zeitband (meist 2 Stunden), ein n-fach höherer Preis für eine Einheit nachgefragter Energie verlangt, als zur normalen Peak Zeit. Der Kunde entscheidet aufgrund des bekannten Preises und Zeitintervalls, ob er zu dieser Zeit bestimmte Tätigkeiten ausführen möchte. Dabei kann er den Betrieb von Komfortgeräten wie z.B. Klimaanlage, den Einsatz der Waschmaschine oder des Geschirrspülers zeitlich planen. Somit könnte in der Zeit der Spitzenlast Leistung eingespart werden. Jene Kunden, die trotz der höheren Energiepreise konsumieren wollen, bezahlen einen entsprechend höheren Strompreis in dieser Periode, wodurch die Fixkosten des Unternehmens größtenteils mit gedeckt werden sollen.

Grundsätzlich ist CPP nur eine Erweiterung von TOU-Preisstrukturen. Es wird, wie schon bei TOU, ein Off-Peak Preis unter dem bisherigen Durchschnittspreis veranschlagt, und ein Peak Preis, der etwas über dem Durchschnitt liegt. Für die kritischen Stunden im Jahr wird ein zusätzlicher kritischer Spitzenlastpreis (Critical Peak Price) eingeführt. Die Einführung eines solchen Systems ist nur dann sinnvoll, wenn eine ausgesprochen hohe Lastspitze für

⁶⁶ 124 Haushalte mit RPP TOU, 124 Haushalte mit TOU und CPP und 125 Haushalte mit TOU und PTR

wenige Stunden⁶⁷ im Jahr auftritt. In den meisten Fällen werden die Tage an denen der Höchstpreis in Kraft tritt, einen Tag vorher vom Energieversorger bekannt gegeben. Der Kunde kann dann via Internet, Mobiltelefon usw. erfahren, wann genau der kritische Preis gilt. In Österreich würden diese Tage zwischen November und Februar liegen⁶⁸, während in Griechenland, die 100 Höchstlaststunden zwischen Juni und August auftreten⁶⁹. Die Gestaltung sinnvoller Preise ist daher in jedem Land explizit zu betrachten.

2.4.2.1 Einsparungspotentiale bei Critical Peak Pricing

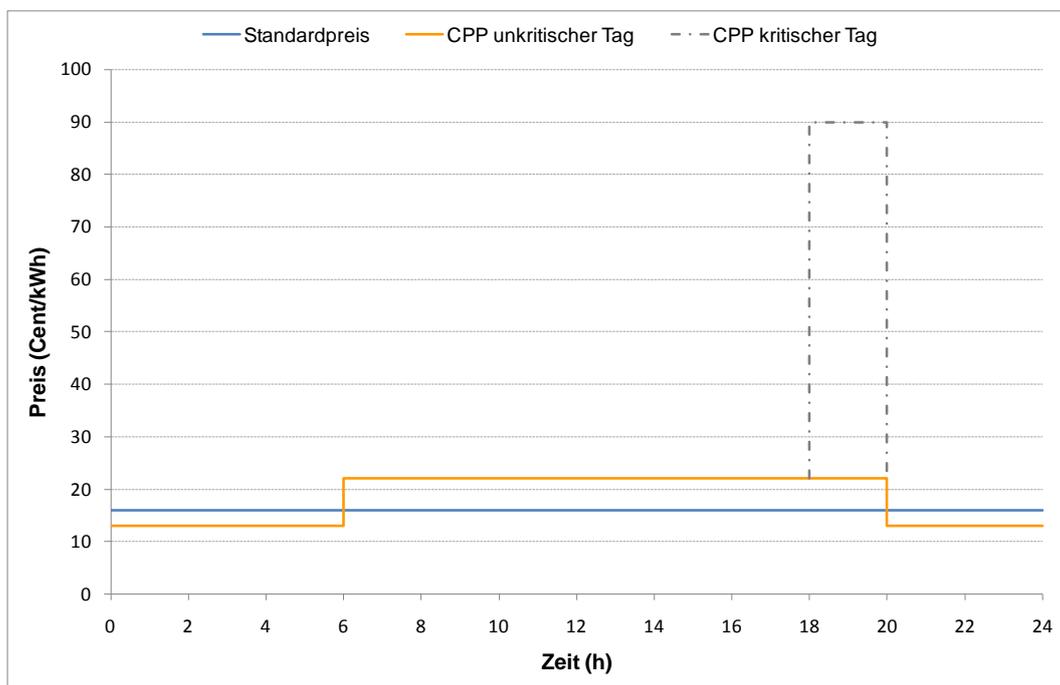


Abbildung 19: Beispielhafte Darstellung von Critical Peak Pricing

Prinzipiell sollte der erhöhte kritische Spitzenpreis, wie schematisch in Abbildung 19 dargestellt wird, einen großen Teil der Fixkosten der Erzeugung, die zur Zeit der Jahreshöchstlast auftritt, decken. In Abbildung 20 wird eine Preisstruktur gezeigt, die im Rahmen eines Pilotprojektes in Missouri verwendet wurde.

⁶⁷ In den Pilotprojekten wird die kritische Peak Zeit meistens in Tagen angegeben und variiert je nach Land und Gültigkeitsdauer zwischen 7 und 22 Tagen pro Jahr.

⁶⁸ Dabei treten diese Höchstlaststunden mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 50% im Jänner auf.

⁶⁹ In Griechenland ist keine Tendenz zu einem Monat zu erkennen.

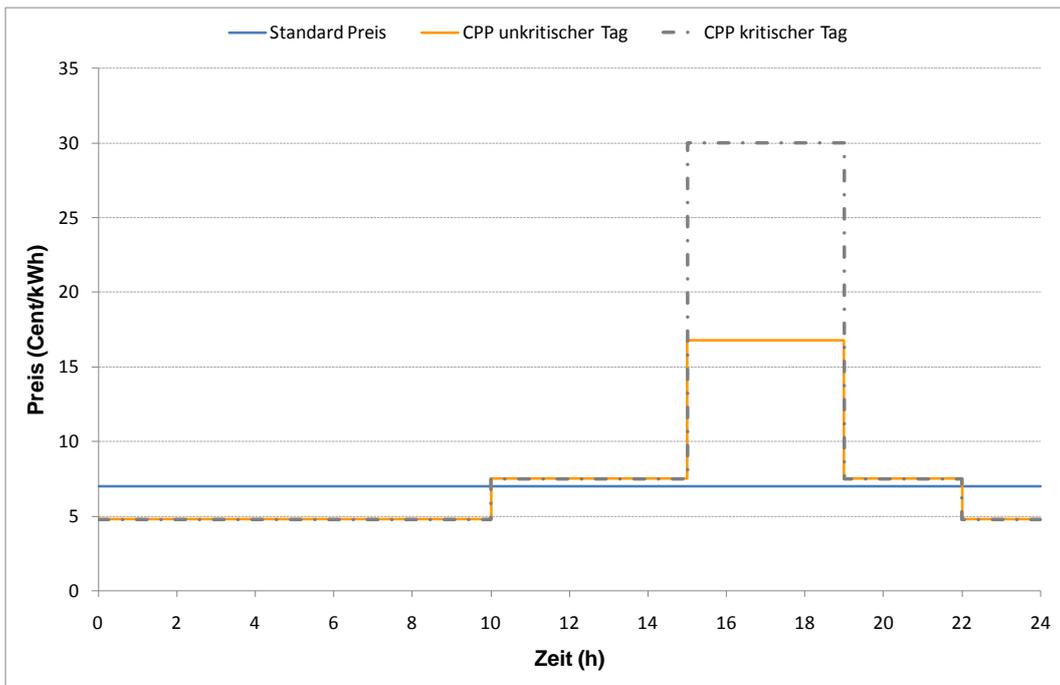


Abbildung 20: Verwendete CPP Preisstruktur beim Pilotprojekt in Missouri

Entscheidend für die Elastizitäten der Nachfrage ist das Verhältnis von kritischem Spitzenlastpreis zu normalem Peak Preis. Da das Zeitband für den Höchstpreis relativ klein ist, muss dementsprechend auch der Preis viel höher sein, damit der Kunde auf das Signal reagiert. Wenn der Höchstpreis mindestens das Dreifache vom Peak Preis beträgt, wird es laut empirischen Erfahrungen für die meisten Kunden reizvoll, den Konsum in dieser Zeit einzuschränken.

Im SPP Projekt in Kalifornien wurden, neben der TOU-Preisstruktur, auch zwei Möglichkeiten des Critical Peak Pricings implementiert (genannt CPP-F und CPP-V; Preisstruktur siehe Tabelle 8). Bei der CPP-F Preisstruktur wurde ein fixes Zeitband für die Verrechnung des kritischen Preises vorher definiert, wohingegen bei CPP-V die Dauer variable war, damit die Preise an die realen Verhältnisse an der Strombörse angepasst werden konnten.

Tabelle 8: Preistabelle Critical Peak Pricing in Kalifornien

	CPP-F	CPP-V
Standard Preis	\$ 0,13 /kWh	\$ 0,14 /kWh
Off Peak Preis	\$ 0,09 /kWh	\$ 0,10 /kWh
Peak Preis	\$ 0,22 /kWh	\$ 0,22 /kWh
Critical Peak Preis	\$ 0,59 /kWh	\$ 0,65 /kWh

Zur Jahreshöchstlastzeit⁷⁰, konnte eine Energiereduktion von durchschnittlich 13,1 % erzielt werden. An diesen Tagen wurde in der Peak Periode ein Rückgang im Energieverbrauch von durchschnittlich 14,4 % verzeichnet. Im Zuge dieser Studie wurde auch überprüft, welche Personengruppe am meisten einsparen konnte. Hierbei war in erster Linie ausschlaggebend, ob die Kunden zentrale Klimaanlage hatten, und in zweiter Hinsicht wie hoch ihre Schulbildung war. Je höher der Bildungsgrad war, desto mehr Energie wurde eingespart.

Die Elastizitätswerte für die Substitution elektrischer Energie durch eine andere Energieform lagen 2003 und 2004 konstant bei 0,086 bzw. 0,087, was relativ gering im Vergleich zu anderen Projekten war.

Die Elastizität der Konsumenten, zwischen Peak- und Off-Peak-Zeit⁷¹, betrug allerdings 2003 nur -0,032 und erhöhte sich 2004 leicht auf -0,054. In Bezug auf die Spitzenlastreduktion, war dieses Pilotprojekt jenes mit der geringsten Elastizität unter Anwendung einer CPP-Preisstruktur (siehe Abbildung 24).

Bessere Ergebnisse konnten in Kalifornien durch CPP-V erzielt werden, bei dem die Konsumenten in zwei Gruppen aufgeteilt wurden.

In der ersten Gruppe befanden sich ausschließlich Personen mit sehr hohem Einkommen und einem Mindestverbrauch von 600 kWh pro Monat. Zwei Drittel dieser Personengruppe installierten Lastschaltgeräte zur automatisierten Verbrauchskontrolle. In der zweiten Gruppe waren Personen, die sich für ein Pilotprojekt zum Test von intelligenten Thermostaten gemeldet hatten.

Durch die zusätzlich installierte Technologie konnte Gruppe 1 ihren Leistungsverbrauch an den kritischen Tagen um bis zu 16 % reduzieren, die Gruppe 2 mit den intelligenten Thermostaten sogar um bis zu 27 %.

Dabei kam es zu beachtlichen Substitutionswerten für die elektrische Energie. In der Gruppe 1 wurde ein Wert von -0,111 errechnet und bei Gruppe 2 durch die intelligenten Thermostate sogar -0,214. Dies führte zu einer Verlagerung des Verbrauchs in der Off Peak Periode, was einer der gewünschten Effekte war. Diese Vergleichmäßigung der Nachfrage ist ein Ziel zeitvariabler Preise und ermöglicht einen effizienteren Einsatz der bestehenden Erzeugungsstruktur.

Das „California – Automated Demand Response System Pilot“ ADRS wurde 2004-2005 als Unterprogramm zum oben beschriebenen Statewide Pricing Pilot durchgeführt. Die dabei verwendete Preisstruktur ist in Tabelle 9 angeführt.

⁷⁰ Von den Energieanbietern ausgewählte Tage zwischen Juli und August.

⁷¹ Energiepreis ca. 6-7 mal so hoch war als zur Off-Peak Zeit

Tabelle 9: ADRS Preisstruktur in Kalifornien

Zeitraum	Periode	Preis	Anwendungszeitraum
ganzjährig	Off Peak	\$ 0,09/kWh	22:00 – 07:00 Uhr wochentags; Wochenende und Feiertag
ganzjährig	Peak	\$ 0,22/kWh	14:00 bis 19:00 Uhr wochentags unkritisch
ganzjährig	Super Peak	\$ 0,65/kWh	11:00 – 17:00 Uhr wochentags kritisch

Bei diesem Pilotprojekt in Kalifornien wurden alle Kunden mit preissensitiven Schaltgeräten ausgestattet, welche direkt mit dem Internet verbunden waren. Dabei gab es „Normaltage“ mit Peak und Off-Peak Preisen, und „Super Peak Events“, bei denen der Spitzenlastenergiepreis dreimal so hoch war als an Normaltagen. Die dadurch entstehende Leistungsreduktion wird in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Lastreduktion ADRS Pilot Kalifornien

Versuchsjahr	Kritische Tage		Unkritische Tage	
	Durchschnitt. Lastreduktion (kW)	Durchschnitt. Lastreduktion (%)	Durchschnittliche Lastreduktion (kW)	Durchschnittliche Lastreduktion (%)
2004	1,84	51 %	0,86	32 %
2005	1,52	43 %	0,73	27 %

Diese Kombination von Preisstruktur und zusätzlichem Einsatz von Technologien wie Schaltgeräten, ist eine der effektivsten bisher erprobten Methoden zur Leistungsreduktion.

Das in Frankreich von der EDF angewendete Tempo-Programm stellt eine Erweiterung der TOU Preisstruktur dar, welche man zu den CPP Preisstrukturen zählen kann.

Tabelle 11: Preise des Tempo Programmes der EDF Datenquelle:(2009)

	Blaue Tage	Weiße Tage	Rote Tage
Anzahl im Jahr	300	43	22
Peak Preis	7.03 Cent/kWh	10.78 Cent/kWh	50.26 Cent/kWh
Off-Peak Preis	5.56 Cent/kWh	8.76 Cent/kWh	17.96 Cent/kWh

Dabei wird der Peak Preis jeweils von 6 Uhr morgens bis 22 Uhr abends verrechnet, und die restliche Zeit über gilt der Off-Peak Preis. Die Zeitpunkte der roten und weißen Tage (siehe Tabelle 11) werden im Vorhinein bekanntgegeben und können via SMS, Internet etc. täglich abgefragt werden. Auch Wochenenden und Feiertage können weiße oder rote Tage sein, wobei die roten Tage seit 2004 immer zwischen November und März ausgerufen wurden.

Zusätzlich wird beim Tempo Programm ein Leistungspreis je Anschlussleistung verrechnet, welcher sich zwischen 9,46 € pro Monat für 9 kVa und 48,94 € pro Monat für 36 kVa bewegt (2009).

Bei einem Pilotprojekt zur Tempo-Preisstruktur, mit höheren Preisen, wurden von der EDF Eigenpreiselastizitäten von -0,79 in der Peak Periode und -0,18 in der Off-Peak-Periode angegeben, was darauf schließen lässt, dass Kunden sehr wohl von ihrem gewohnten Verbrauchsmuster abweichen, wenn der Preis einen Anreiz dazu bietet.

Das in den Ausführungen von Faruqui und Sergici (2009) effektivste Bepreisungssystem wurde in Colorado erprobt. Es stellt eine Mischung von TOU und CPP dar. Dabei ergab sich die besonders hohe Einsparung durch die Installation von Technologien, die den Kunden automatisch unterstützen, ohne eine ständige Kontrolle durch den Kunden zu erfordern. Die Kunden wurden vor die Wahl gestellt, eine TOU, eine CPP Preisstruktur, bei der die Off-Peak Preise unter jenen des TOU lagen und der Peak Preis darüber, oder eine Mischung aus diesen beiden (CTOU) zu wählen. Die Kunden bekamen zusätzlich ein Steuerungssystem für die Klimaanlage und wurden um 16:00 Uhr am Vortag über die folgende kritische Peak Periode informiert (bei CPP). Die Mischgruppe wurde mit noch niedrigeren Off-Peak Preisen als bei CPP versorgt, und hatte zusätzlich noch programmierbare und fernsteuerbare Thermostate bekommen (CTOU).

In Tabelle 12 werden die gesamten Resultate der Versuche in Colorado zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 12: Gesammelte Ergebnisse Xcel Energy Pilotprojekt Colorado

Tarifname	Installierte Technologie	Zentrale Klimaanlage	Reduktion der kritischen Spitze	Reduktion der unkritischen Spitze	Abweichung in der Off-Peak Periode
TOU	keine	Nein	-	-10,63 %	-2,95 %
TOU	keine	Ja	-	-5,19 %	-0,27 %
CPP	keine	Nein	-31,91 %	-	-0,08 %
CPP	keine	Ja	-38,42 %	-	0,59 %
CPP	Zusatz A/C ⁷² Steuerung	Ja	-44,81 %	-	1,34 %
CTOU	keine	Nein	-15,12 %	-2,51 %	8,69 %
CTOU	keine	Ja	-28,75 %	-8,21 %	3,56 %
CTOU	Zusatz A/C Steuerung	Ja	-46,86 %	-10,63 %	4,00 %
CTOU	PCT	Ja	-54,22 %	-10,29 %	2,96 %

⁷² Zusätzliches Schaltgerät für Klimaanlagen

Es ist ersichtlich, dass der Grad der installierten Technik entscheidend für die Reduktion der nachgefragten Leistung ist. Dies ist damit zu begründen, dass sich die Kunden nicht mehr selbst über den aktuellen Preis informieren müssen. Durch preissensitive Schaltgeräte kann eine erhebliche Einsparung der Spitzenlast erzielt werden, ohne dass der Kunde in seinen gewohnten Alltagsabläufen gestört wird. Es ist nicht notwendig Preise und Periodenzeiten ständig zu beobachten, sondern es wird einmal eine Preisschwelle eingegeben, ab der gewisse Geräte nicht mehr eingeschaltet werden. Darauf ist die besonders starke Reduktion der kritischen Lastspitze bei diesem Pilotprojekt zurückzuführen.

Beim „Idaho Residential Pilot Programm“ wurden 2006-2007 die größten Leistungsrückgänge bei CPP ohne zusätzliche Technologie verzeichnet. Ähnlich wie bei den anderen Experimenten, wurden auch hier wieder 10 kritische Tage im Sommer höher bepreist als die restlichen im Jahr. Einen Tag im Voraus wurden diese erhöhten Preise bekanntgegeben und galten dann von 17:00 bis 21:00 Uhr. Der Energiepreis in der kritischen Zeit lag bei \$ 0,20 je kWh, im Gegensatz zu \$ 0,083 je kWh zur normalen Peak Zeit. Die Reduktion der Leistung war dabei beachtlich und betrug bis zu 50 %. Grundsätzlich kann man sagen, je wärmer es an den „Super Event Days“ war, desto mehr Leistung wurde eingespart (siehe Tabelle 13). Dies ist damit zu erklären, dass die Klimaanlage bei höheren Temperaturen in kürzeren Intervallen kühlen müssen, und die Kunden durch Abschaltung der Klimaanlage einen Großteil ihrer Leistung reduzieren können.

Tabelle 13: Leistungsreduktion beim Pilotprojekt in Idaho 2006 (exemplarisch 3 der 10 kritischen Tage und der Durchschnitt aller Super Event Days)

Von	Bis	29.06	27.07	03.08	Durchschnitt
17:00 Uhr	18:00 Uhr	0,64 kW	1,58 kW	1,14 kW	1,17 kW
18:00 Uhr	19:00 Uhr	0,69 kW	1,62 kW	1,27 kW	1,29 kW
19:00 Uhr	20:00 Uhr	0,77 kW	1,7 kW	1,24 kW	1,33 kW
20:00 Uhr	21:00 Uhr	0,80 kW	1,6 kW	1,13 kW	1,25 kW
Durchschnittliche Leistungsreduktion		0,72 kW	1,62	1,19	1,26
Durchschnittliche Temperatur		23,9 °C	30,6 °C	24,4 °C	26,7 °C

In Missouri wurden 2004-2005 beim „AmerenUE Critical Peak Pricing Pilot“ drei verschiedene Bepreisungsmöglichkeiten getestet. Gegliedert wurde in eine Gruppe die TOU abgerechnet wurde, sowie eine Gruppe mit CPP und einer Gruppe mit CPP und zusätzlich installierten intelligenten Thermostaten.

Die Preise, die in den einzelnen Gruppen veranschlagt wurden, sind in Tabelle 14 zusammengefasst, und die CPP Preisaufteilung kann in grafischer Form der Abbildung 20 (siehe Seite 80) entnommen werden.

Tabelle 14: Preisstruktur des Pilotprojektes in Missouri

Preisstruktur	Periode	Preis	Anwendungszeitraum
TOU	Off Peak	\$ 0,048 je kWh	werktags von 22:00 bis 10:00 Uhr; Wochenende; Feiertage
	Mid Peak	\$ 0,075 je kWh	werktags von 10:00 bis 15:00 Uhr und von 19:00 bis 22:00 Uhr
	Peak	\$ 0,183 je kWh	werktags von 15:00 bis 19:00 Uhr
CPP	Off Peak	\$ 0,048 je kWh	werktags von 22:00 bis 10:00 Uhr; Wochenende; Feiertage
	Mid Peak	\$ 0,075 je kWh	werktags von 10:00 bis 15:00 Uhr und von 19:00 bis 22:00 Uhr
	Peak	\$ 0,168 je kWh	werktags von 15:00 bis 19:00 Uhr
	Critical Peak	\$ 0,300 je kWh	werktags von 15:00 bis 19:00 Uhr an den 10 kritischen Tagen im Jahr

Die Auswertung im ersten Versuchsjahr (2004), ergab bei den Kunden mit TOU und CPP Preisstruktur ohne intelligente Thermostate im Vergleich zur Kontrollgruppe das schlechteste Ergebnis aller CPP Projekte. Es wurde zwar ein Rückgang der Leistungsnachfrage in der Peak Periode und Anstieg in der Off Peak Periode verzeichnet, allerdings war dieser nicht bedeutend im Vergleich zu den anderen Projekten. Nur bei den Kunden mit CPP und der zusätzlichen Technologie konnte man eine deutliche Änderung im Verbrauchsverhalten erkennen. Für das Jahr 2004 wurde bei der Kontrollgruppe, die die CPP Preisstruktur ohne Technologie benutzte, ein Leistungsrückgang um 12 % verzeichnet. Jene Kunden, welche die intelligenten Thermostate installiert hatten, benötigten an den kritischen Tagen sogar um 35 % weniger Leistung. Zusätzlich haben sie die Leistungsnachfrage in jeder Periode merklich eingeschränkt. Es kann daraus die Schlussfolgerung gezogen werden, dass nur durch zusätzliche Technologie ein effektiver Rückgang der Leistung zu erwarten ist.

Im zweiten Versuchsjahr (2005) waren die Ergebnisse weniger eindeutig. Die CPP Kunden haben ungefähr dieselbe Einsparung aufgewiesen wie 2004. Es waren 13 % in der kritischen Periode, und ein unmerklicher Rückgang des Verbrauchs allgemein. Die intelligenten Thermostate brachten auch 2005 einen deutlichen Rückgang der Lastspitze, allerdings weniger als im Jahr 2004. Die Leistungsnachfrage reduzierte sich um 24 %, gekoppelt mit einem Gesamtenergieerückgang pro Haushalt von 3,4 %.

Bereits 1997 fand in New Jersey ein Pilotprojekt zu CPP statt. Die Konsumenten wurden in zwei Gruppen aufgeteilt, bei der die erste Gruppe einen niedrigeren Off Peak, dafür aber höhere Mid Peak und Peak Preise verrechnet bekamen. Die zweite Gruppe hat einen höheren Off Peak Preis und dafür niedrigere Mid Peak und Peak Preise. Der Preis in der kritischen Periode war bei beiden Gruppen gleich hoch angesetzt. Eine Gesamtübersicht über die Preise aller Teilnehmergruppen wird in Tabelle 15 angegeben.

Tabelle 15: Preisstruktur in New Jersey GPU Pilotprogramm

Gruppe	Preis	Anwendungszeitraum
Kontrollgruppe	\$ 0,12/kWh wenn weniger als 600kWh pro Monat verbraucht werden \$ 0,0153/kWh wenn mehr als 600kWh pro Monat verbraucht werden	immer
Testgruppe 1 mit hohem Mid Peak und Peak Preis	Off Peak: \$ 0,065/kWh	00:00 bis 09:00 Uhr und 21:00 bis 00:00 Uhr wochentags; Wochenende und Feiertage
	Mid Peak: \$ 0,175/kWh	09:00 bis 15:00 Uhr und 19:00 bis 21:00 Uhr wochentags
	Peak: \$ 0,30/kWh	15:00 bis 19:00 Uhr wochentags
	Critical Peak: \$ 0,50/kWh	1 Tag vor in Kraft treten bekanntgegeben (Peak Zeit)
Testgruppe 2 mit niedrigem Mid Peak und Peak Preis	Off Peak: \$ 0,09/kWh	00:00 bis 09:00 Uhr und 21:00 bis 00:00 Uhr wochentags; Wochenende und Feiertage
	Mid Peak: \$ 0,125/kWh	09:00 bis 15:00 Uhr und 19:00 bis 21:00 Uhr wochentags
	Peak: \$ 0,25/kWh	15:00 bis 19:00 Uhr wochentags
	Critical Peak: \$ 0,50/kWh	1 Tag vor in Kraft treten bekanntgegeben (Peak Zeit)

Eine sehr wichtige Komponente dabei war, dass alle Kunden die einer Testgruppe zugeordnet wurden, auch preissensitive Schaltgeräte bekamen, die sie selbst programmieren konnten. Testgruppe 2, mit dem niedrigen Mid Peak und Peak Preis, hat dabei 26 % der Leistung in der Peak Periode eingespart, wohingegen Testgruppe 1 sogar eine Lastreduktion von 39 % verzeichnete. Im Vergleich zur Kontrollgruppe wurde an den kritischen Tagen die Leistungsnachfrage um 50 % gesenkt.

In der Off-Peak Zeit, und speziell am Wochenende, war kein signifikanter Unterschied aller drei Gruppen zu erkennen. Allerdings war der Energieverbrauch bei den Testgruppen zurückgegangen. Insgesamt konnte jeder Haushalt seinen Energiebedarf um 4,9 % senken, was hinsichtlich Spitzenlastbepreisung jedoch nicht relevant ist.

Die Daten wurden auch für die Schätzung der Substitutionselastizitäten genutzt, die auf zwei verschiedenen Nachfragemodellen beruhen: Das „Constant Elasticity of Substitution“ (CES) Modell⁷³ und das verallgemeinerte Leontief (GL)-Modell⁷⁴.

Die Schätzung aus dem CES Modell kam auf 0,30, ein Wert, der auf das Vorhandensein von interaktiven Kommunikationsgeräten zurückzuführen ist (Faruqui, et al., 2009). Durch diese Geräte konnten Einstellungen an der Klimaanlage und anderen Anwendungen von den Kunden vorgenommen werden, die dann zu den Energieeinsparungen führten.

Beim GL-Modell können die Elastizitäten zwischen den verschiedenen Zeiten abgeschätzt werden. Diese Elastizitätswerte sind von besonderer Bedeutung, da sie einen eindeutigen Hinweis darauf geben, wie sich die Leistungsnachfrage aus der Peak Zeit in die Off-Peak Zeit verlagern kann. Tabelle 16 gibt einen Überblick über die jeweils errechneten Substitutionselastizitäten.

Tabelle 16: Errechnete Elastizitätswerte für das New Jersey Pilotprojekt GPU

Testmonat	Periode	CES	GL	
			Testgruppe 1	Testgruppe 2
1	immer	0,306	-	-
	Peak nach Mid Peak	-	0,155	0,166
	Peak nach Off Peak	-	0,395	0,356
	Mid Peak nach Off Peak	-	0,191	0,187
2	immer	0,295	-	-
	Peak nach Mid Peak	-	0,055	0,06
	Peak nach Off Peak	-	0,407	0,366
	Mid Peak nach Off Peak	-	0,178	0,176

Laut dieser Schätzung besteht ein sehr hohes Maß an Wechselbereitschaft der Kunden von der Peak in die Off-Peak Periode – dies erscheint aufgrund des großen Unterschieds der Preise⁷⁵ durchaus realistisch.

In Australien wurde 2006 das „Engery Australia’s Network Tariff Reform“ Pilotprojekt durchgeführt. Dabei wurden Kunden aus drei Gruppen mit einer CPP Preisstruktur versorgt. Die Kundengruppen und ihre Elastizitäten werden in Tabelle 17 angeführt. Auffallend ist, dass Geschäftskunden keine signifikanten Elastizitäten aufwiesen. Die ermittelten Eigenpreiselastizitäten für Gewerbekunden in Tabelle 17 sind als nicht signifikant anzusehen.

⁷³ Bei diesem Modell wird Substitutionselastizität der Kunden immer mit demselben Wert angenommen, unabhängig von allen Input- und Output-Faktoren.

⁷⁴ Das generelle Leontief Modell ist ein Spezialfall des CES-Modells, mit einer konstanten Substitutionselastizität von null.

⁷⁵ die Energie zur Peak Zeit ist fünfmal so teuer als zur Off-Peak Zeit

Tabelle 17: Elastizitätenübersicht beim Pilotprojekt in Australien 2006

Kundengruppe	Jahreszeit	Eigenpreis- elastizität	Peak nach Mid Peak Kreuzpreis- elastizität	Peak nach Off Peak Kreuzpreis- elastizität
Haushalt	Sommer 2006	-0,30 bis -0,38	-0,07	-0,04
	Winter 2006	-0,47	-0,12	-
Gewerbe (kleiner 40MWh/a)	Sommer 2006	-0,16 bis -0,18	-0,03	-
	Winter 2006	-0,2	-	-
Gewerbe (40 bis 160MWh/a)	Sommer 2006	-0,03 bis -0,13	-	-
	Winter 2006	-0,02 bis -0,09	-	-

Im Gewerbebereich konnte keine signifikante Änderung des Verbrauches durch die veränderte Preisstruktur festgestellt werden. Am Haushaltssektor konnte jedoch, vor allem im Winter, eine Bereitschaft der Kunden ihren Verbrauch zu verlagern, festgestellt werden. Bei der Studie wurde keine gesonderte Technologie zur Unterstützung eingesetzt, lediglich Informationen über die Preise mittels SMS, Internet und auf dem Display im Haushalt wurde vom Energieunternehmen bereitgestellt.

Höchstpreise von über A\$ 2,00 je kWh wurden nur unmittelbar am Tag des Auftretens mitgeteilt. Jene Perioden mit einem erhöhten Preis, der bei ungefähr A\$ 1,00 je kWh lag, wurden am Tag zuvor bekannt gegeben. Es war zu erkennen, dass der Zeitpunkt der Information ebenso wichtig ist, wie die Höhe des Preises. Je früher die Preisinformation bekannt gegeben wurde, desto mehr Kunden können sich in ihrem Verhalten darauf einstellen.

2.4.3 Peak Time Rebate

Beim Peak Time Rebate PTR wird für die Dauer der kritischen Lastspitze ein Nachlass angeboten, wenn in dieser Zeit weniger Leistung nachgefragt wird, als einem Kunden statistisch zugeteilt wurde⁷⁶. Der Kunde entscheidet nun aufgrund des bekannten Preises und Zeitintervalls, ob er zu dieser Zeit bestimmte Tätigkeiten ausführen möchte. Dabei kann er zuerst Komfortgeräte wie Klimaanlage ausschalten, oder den Einsatz der Waschmaschine oder des Geschirrspülers überdenken. Somit wird in der Zeit der Spitzenlast Leistung eingespart. Jene Personen, die auf Verbrauch in dieser Periode verzichten, erhalten entweder eine Gutschrift oder einen niedrigeren Preis für die verbleibende Energie die

⁷⁶ Das Zeitintervall, in dem ein Rabatt gewährt wird, sollte ungefähr mit jenem Zeitintervall der kritischen Periode beim CPP deckungsgleich sein. Die Ermittlung der zugeteilten Leistung pro Haushalt erfolgt dabei in den untersuchten Fällen nach unterschiedlichen Gesichtspunkten.

nachgefragt wurde. Die Information kann wieder via Mobiltelefon, Internet oder dem Display im Haus abgerufen werden.

Grundsätzlich ist PTR nur eine Erweiterung von einem einheitlichen Arbeitspreis, wie er auch jetzt in Österreich verlangt wird. Grundsätzlich wird für alle Stunden im ganzen Jahr derselbe Preis verlangt. Jedoch gibt es, als besonderen Anreiz, an wenigen Tagen im Jahr ein Zeitintervall, in dem Kunden eine Gutschrift erhalten, wenn sie ihren Verbrauch einschränken. Die Einführung eines solchen Systems ist nur dann sinnvoll, wenn eine ausgesprochene Lastspitze für wenige Stunden (ca. 100 Stunden) im Jahr auftritt. Jene Tage, an denen dieser besondere Preis gilt, müssen vorher bekannt gegeben werden, damit überhaupt ein Effekt erzielbar ist.

In Österreich würden sich Tage zwischen November und Februar für PTR anbieten, während in Griechenland die meisten Höchstlaststunden zwischen den Monaten Juni und August auftreten

2.4.3.1 *Einsparungspotentiale bei PTR*

Eine mögliche Preisstruktur bei PTR, wie sie bei einem Pilotprojekt in Anaheim (Kalifornien) angewandt wurde, wird in Abbildung 21 dargestellt.

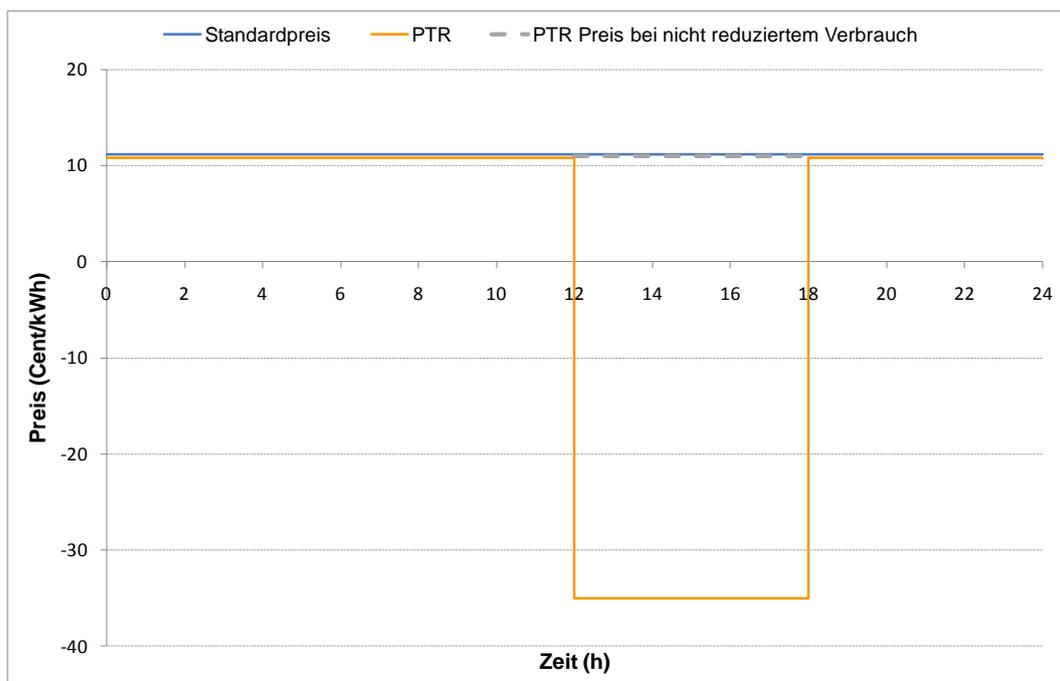


Abbildung 21: PTR Preisstruktur in Anaheim

In Anaheim wurde 2005 das „Anaheim Critical Peak Pricing Experiment“ durchgeführt. Dabei wurde eine PTR Preisstruktur, wie in Tabelle 18 angegeben, verwendet.

Tabelle 18: Preisstruktur beim Pilotprojekt in Anaheim (Kalifornien)

Gruppe	Preis	Anwendungszeitraum
Kontrollgruppe	\$ 0,0675 /kWh bei Verbrauch unter 240 kWh pro Monat \$ 0,1102 /kWh bei Verbrauch über 240 kWh pro Monat	immer
PTR Gruppe	Preis wie Kontrollgruppe	immer; außer an kritischen Peak Tagen von 12:00 bis 18:00 Uhr
PTR Gruppe	\$ 0,35 Rabatt für jede kWh Einsparung relativ gegenüber dem Verbrauch des Kunden in der Peak Zeit an unkritischen Tagen	an den kritischen Peak Tagen von 12:00 bis 18:00 Uhr

Bei diesem Versuch erhielten die Kunden \$ 0,35 Rabatt für jede kWh, die sie in der kritischen Zeit eingespart haben, in Bezug auf ihren durchschnittlichen Verbrauch zur Peak Zeit an unkritischen Tagen. Es war jeder Kunde selbst gefordert, sich um die Lastabschaltung zu bemühen, weshalb auch nur eine Leistungseinsparung von 12 % erzielt werden konnte. Mit der Installation von preissensitiven Technologien hätte dieser Wert aber weit übertroffen werden können. Auch der Einsatz von intelligenten Thermostaten wäre sinnvoll gewesen, da in Bezug auf die kritischen Tage im Jahr, die Reduktion der Leistung an den wärmeren Tagen geringer ausfiel, als an den weniger warmen Tagen.

In Ontario/Kanada wurde zwischen August 2006 und März 2007 der „Ontario Energy Board’s Smart Price Pilot“ durchgeführt. Dabei wurde auch die Anwendung einer PTR Preisstruktur für Haushaltskunden im Zuge des Pilotprojektes versucht.

Die Bezeichnung dafür war „Regulated Price Plan RPP TOU-Preisstruktur“, mit Rabatt für Einsparungen in der kritischen Zeit. Die Kunden erhielten dabei C\$ 0,30 Rabatt je kWh, die sie, im Vergleich zu einem errechneten Wert, in der kritischen Peak Zeit weniger verbrauchten. Dabei wurde der Verbrauch, von dem ausgegangen wurde, aus den letzten 15 Normaltagen + 25 % Energieverbrauch errechnet. Die normalen Energiepreise beliefen sich Off-Peak auf C\$ 0,035, Mid-Peak auf C\$ 0,075 und Peak auf C\$ 0,105.

Der Leistungsrückgang an den kritischen Tagen in der Peak Zeit betrug 17,5 % und in der Mid-Peak und Off-Peak Zeit zusammen 8,5 %. Zusätzlich konnte ein Gesamtnachfragerückgang von 6 % über die Projektlaufzeit ermittelt werden. Das zu erwartende Einsparungspotential dürfte aber auch hier wieder weit größer sein, wenn

zusätzliche Technologien installiert werden, die dem Kunden eine ständige Preisüberwachung abnehmen.

2.4.4 Real Time Pricing (RTP)

Kunden, die mittels Real Time Pricing (RTP) abgerechnet werden, zahlen einer stündlich an die Börse gekoppelten Energiepreis. Diese Preisstruktur war ursprünglich für Großkunden angedacht, wurde mittlerweile aber auch in einigen Pilotprojekten für Haushaltskunden untersucht (Barbose, et al., 2004); (Faruqui, et al., 2009). Die Energiekosten variieren dabei stündlich, und werden entweder Day-Ahead oder Hour-Ahead bekannt gegeben (Faruqui, 2007). Die Fixkosten der Erzeugung werden auf alle Stunden im Jahr aufgeteilt und ständig in den Preis mit eingerechnet. Die Systemnutzungstarifverordnung regelt weiterhin die Kosten des Netzes, somit entsteht netzseitig kein Einfluss auf den Energiepreis.

Von Interesse ist hier wiederum hauptsächlich das Potential zur Senkung der Leistungsnachfrage zur Spitzenlastzeit. Das liegt bei den bisher untersuchten Pilotprojekten bei 16 bis 20 % (Barbose, et al., 2004); (Faruqui, et al., 2009).

Der Hauptnachteil von RTP liegt darin, dass sich der Kunde ständig über den momentanen Strompreis informieren muss. Wenn er immer über den aktuellen Preis Bescheid wissen will, um seinen Verbrauch dementsprechend anzupassen, ist ein enormer Zeitaufwand nötig. Eine einfache Möglichkeit dieses Problem zu beheben sind hier wieder preissensitive Schaltgeräte, welche zumindest gewisse Verbraucher steuern sollten. RTP stellt eine größere Herausforderung für die Kunden dar, als alle anderen Preisstrukturen.

2.4.4.1 Einsparungspotentiale bei RTP

In Abbildung 22 wird ein möglicher Preisverlauf eines Tages bei RTP dargestellt.

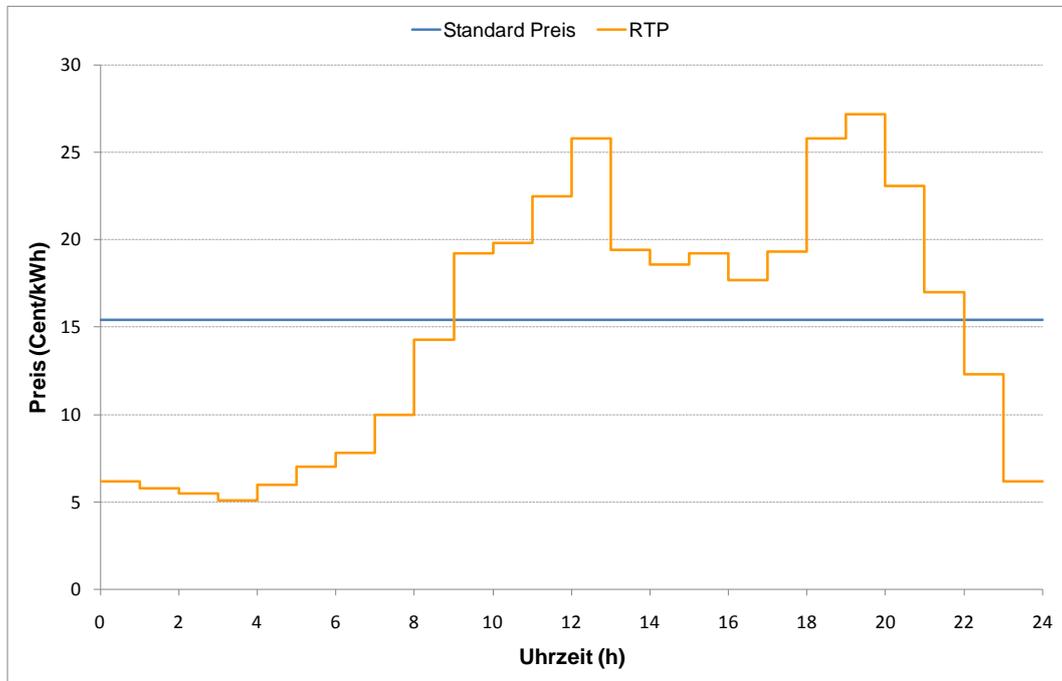


Abbildung 22: Möglicher Preisverlauf bei RTP

In Illinois wurde 2003 bis 2006 das „Energy Smart Pricing Plan EESP“ Pilotprojekt durchgeführt. Dieses Programm war das erste dieser Art in den USA, startete mit 750 Haushalten im Jahr 2003 und wurde 2005 auf 1.500 Haushalte ausgeweitet. Dabei hat man auf sehr günstiges Equipment und hohe Bereitschaft zur Informationsbeschaffung seitens der Kunden gesetzt.

Beim EESP Projekt wurden die stündlichen Energiepreise immer einen Tag im Voraus bekanntgegeben. Wenn der Preis über \$ 0,10 je kWh gestiegen ist, wurde zudem noch eine Benachrichtigung via Internet oder Mobiltelefon an alle Kunden versandt (2006 lag die Schwelle für zusätzliche Benachrichtigung bei \$ 0,13). Es wurde eine Preisobergrenze von \$ 0,50 eingeführt, ab der der Preis nicht mehr mit dem Börsenpreis mitgeführt wurde.

Ab 2005 wurde verstärkt auf zusätzliche Technologien gesetzt. Es wurden preissensitive Schaltgeräte für Klimaanlage installiert, die während der kritischen Tage die Leistung begrenzen sollten. Außerdem wurde 2006 eine Preislampe in den Häusern installiert, welche drahtlos Preissignale empfing, und je nach Über- oder Unterschreiten gewisser Schwellwerte in verschiedenen Farben leuchtete. Die Kunden, die sich am Pilotprojekt beteiligten, bekamen zusätzlich eine Einschulung für den effizienten Umgang mit elektrischer Energie.

Das Hauptziel der Studie war es, Kenntnisse über die Elastizität der Kunden zu gewinnen (siehe Tabelle 19) und etwas über den Einfluss veränderlicher Preise auf den Gesamtenergieverbrauch zu erfahren. Die Elastizität der Kunden über den gesamten Sommer 2005 lag bei -0,047. In der Höchstpreisperiode betrug sie -0,069. In Leistungswerten bedeutet das eine maximale Reduktion der Leistungsnachfrage zur Spitzenlastzeit von 15 %. Diese 15 % wurden allerdings erst nach der Installation von preissensitiven Schaltgeräten zur Steuerung der Klimaanlage bei Höchstpreisen erreicht.

Tabelle 19: Eigenpreiselastizitäten beim RTP Pilotprojekt in Illinois (2005)

Tageszeit	Eigenpreiselastizität
Tagsüber zwischen 08:00 und 16:00 Uhr	-0,02
Abends zwischen 16:00 und 24:00 Uhr	-0,03
Tagsüber bei Benachrichtigung über erhöhte Preise	-0,02
Abends bei Benachrichtigung über erhöhte Preise	-0,05

Insgesamt konnte in den Sommermonaten 2005 ein Energieverbrauchsrückgang von ca. 4 % verzeichnet werden, was sich in Bezug auf den Gesamtjahresverbrauch wieder egalisiert hat.

Die Preislampen, die 2006 in den Häusern installiert worden sind, haben die Ergebnisse nicht sonderlich beeinflusst. Die Elastizität stieg in der Höchstpreisperiode auf -0,082 an und erreichte bei der kleinen Kundengruppe, die sich neue Klimageräte einbauen ließen, einen Wert von -0,098. Das Ergebnis dieses Pilotprojektes war jedoch, im Vergleich zu anderen Bepreisungssystemen, wenig erfolgreich.

In Washington wurde 2005 das „The Olympic Peninsula Project“ durchgeführt. Es wurden 112 Kunden mit bidirektionalen Messsystemen und programmierbaren Geräten ausgestattet. Die Kunden wurden nach dem Grad ihrer Elektrifizierung ausgesucht, wobei Highspeed Internetanschluss, elektrische Heizungs-, Lüftungs- und Klimageräte, elektrische Boiler und elektrische Trockner als Bewertungskriterien herangezogen wurden. Bei solchen Kunden ist das Potential zur Einsparung aufgrund des hohen Grundverbrauchs weit höher als bei der Allgemeinheit. Die preissensitiven Schaltgeräte konnten die Kunden mit einem Preis vorprogrammieren, ab dem sie auf Komfortgeräte verzichten wollten.

Die Kunden wurden in vier Gruppen eingeteilt (Preise siehe Tabelle 20):

1. Eine Gruppe, die immer denselben Preis für die Energie bezahlte (Fixed⁷⁷).
2. Eine Gruppe, die über eine TOU/CPP Preisstruktur abgerechnet wurde (TOU).

⁷⁷ Die Klammerausdrücke sind in weiterer Folge die Bezeichnung der einzelnen Gruppen

3. Eine Gruppe, die RTP zu bezahlen hatte (RTP). Der Preis wurde alle fünf Minuten mit dem Börsenpreis abgeglichen und nicht vorher bekannt gegeben. Über die Einstellung der preissensitiven Schaltgeräte konnten die Kunden bestimmen bis zu welchem Preis welches Gerät eingeschalten bleibt. Sie konnten diese Preise auch nach Belieben ständig ändern.
4. Eine Kontrollgruppe (Control), die dasselbe Equipment installiert bekam wie alle anderen Gruppen auch, jedoch keine Informationen zum Energiepreis übermittelt bekamen.

Tabelle 20: Preisstruktur der Testgruppen beim RTP Pilotprojekt in Washington

Testgruppe	Zeitraum	Periode	Preis/kWh	Anwendungszeitraum
TOU	31. März bis 24. Juli	Off Peak	\$ 0,04119	09:00 bis 18:00 Uhr und 21:00 bis 06:00 Uhr
		On Peak	\$ 0,1215	06:00 bis 09:00 Uhr und 18:00 bis 21:00 Uhr
		Critical Peak	\$ 0,35	Nie benötigt
	25. Juli bis 30. September	Off Peak	\$ 0,05	09:00 bis 15:00 Uhr
		On Peak	\$ 0,135	15:00 bis 21:00 Uhr
		Critical Peak	\$ 0,35	Vorher bekanntgegeben
Fixed	Ganzjährig	Immer	\$ 0,081	Immer
RTP	Ganzjährig	Immer	Im 5 Minuten Takt an die Börse angepassten Preis	

Jede Gruppe konnte bei ihrer Energieabrechnung im Vergleich zur Kontrollgruppe Geld sparen. Der Gesamtenergieverbrauch allerdings war, außer bei der TOU-Gruppe, relativ ausgeglichen. Die Vergleichswerte der einzelnen Projektgruppen werden in Tabelle 21 dargestellt. Ein Interessanter Aspekt bei der Auswertung des Projektes ist, dass zwar die TOU-Gruppe als einzige weniger Energie nachgefragt hat, jedoch die Energiekosten nicht viel niedriger waren als bei der RTP-Gruppe, die keine Gesamtenergieeinsparung aufwies.

Tabelle 21: Ergebnisse des RTP Pilotprojektes in Washington

Gruppe	Durchschnittl. Tagesenergie- verbrauch in kWh	Standard- abweichung in kWh	Differenz zum Energieverbrauch der Kontrollgr.	Differenz bei den Kosten der Energieabrechnung
Control	47	24	0 %	0 %
Fixed	49	22	4 %	-2 %
TOU	39	29	-21 %	-30 %
RTP	47	26	0 %	-27 %

Im Bereich der Leistungsreduktion zur kritischen Spitzenlastzeit, konnten nicht die RTP Kunden mit 15 bis 17 % am meisten Leistung einsparen, sondern die Kunden mit den TOU Preisen, die rund 20 % weniger Leistung nachfragten.

2.4.5 Peak Real Time Pricing

Peak Real Time Pricing PRTP ist eine Erweiterung des oben angeführten RTP. Der grundlegende Unterschied der beiden Modelle liegt darin, dass die Fixkosten nun nicht mehr auf alle Stunden gleichmäßig aufgeteilt werden, sondern bei dieser Bepreisungsmethode verursachungsgerecht auf die wenigen Stunden der Spitzenlastzeit aufgeschlagen. Dies führt zu einer Verringerung der Preise für alle Stunden der unkritischen Zeit, und zu einem Anstieg der Preise in der kritischen Zeit. Durch die hohen Preise sollen die Kunden dazu veranlasst werden, ihren Verbrauch in der Spitzenlastzeit einzuschränken und somit die Kosten für die Erzeugungsunternehmen zu senken. Bis jetzt wurde diese Preisstruktur nur an Gewerbe und Industriekunden erprobt (Earle, et al., 2008), für Haushaltskunden sind noch keine Ergebnisse von Pilotprojekten bekannt.

Abbildung 23 zeigt eine mögliche Preisstruktur von PRTP im Vergleich zu klassischem RTP.

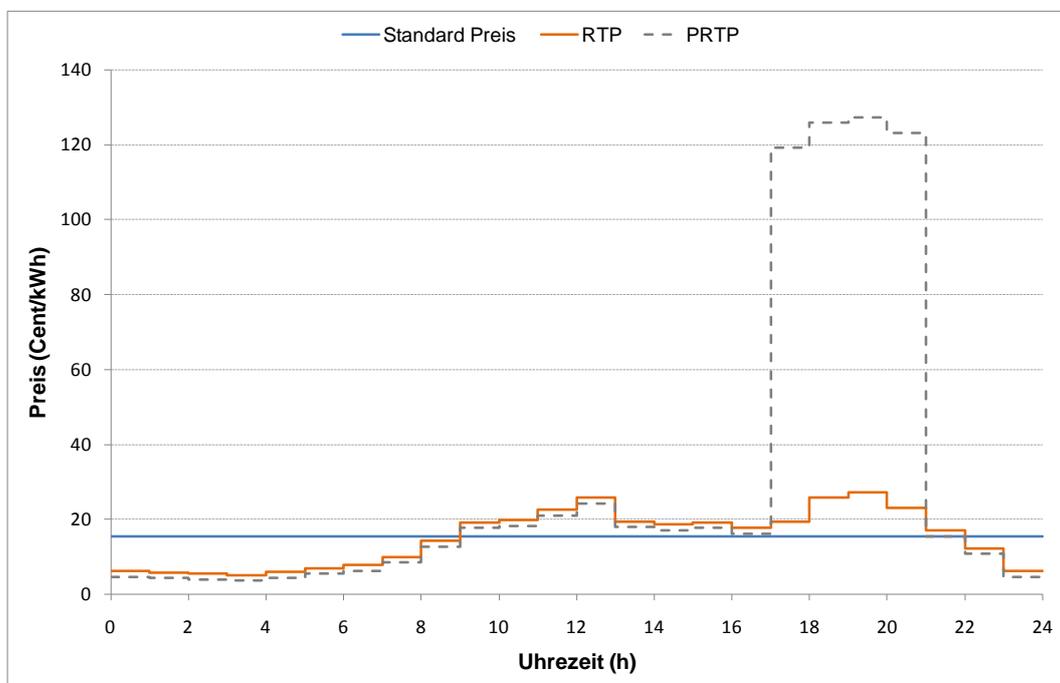


Abbildung 23: Mögliche Preise bei PRTP

2.4.6 Zusammenfassung der Ergebnisse

In den Kapiteln 2.4.1 bis 2.4.5 wurden hauptsächlich Pilotprojekte die am nordamerikanischen Kontinent stattgefunden haben behandelt. Bei diesen Projekten besteht durchgehend das Problem einer Leistungsspitze im Sommer.

Die höchste Spitzenlasteinsparung, konnte bei CPP mit zusätzlich installierter Technologie verzeichnet werden (siehe Abbildung 24). Grundsätzlich bieten Klimageräte in Ländern mit einer ausgeprägten Sommerlastspitze das größte Potential zur Einsparung. Förderlich für das Maß an Einsparung das erreicht werden kann, sind zudem der Grad der Elektrifizierung, die installierte Zusatztechnologie, sowie der Preisunterschied zwischen den einzelnen Perioden und der Benachrichtigungszeitraum der Kunden.

Das erfolgreichste Projekt aller Versuchsreihen, war das von Xcel Energy in Colorado mit CPP und zusätzlicher Technologie (Abbildung 24 X-PCT-CTOU mit CAC). Die Kunden dieser Preisstruktur waren durchwegs mit einer zentralen Klimaanlage, mit preissensitiven Schaltgeräten und programmierbaren, fernsteuerbaren Thermostaten ausgerüstet. Das hohe Einsparungspotential ist also hauptsächlich auf die optimalen technischen Voraussetzungen der Kunden zurückzuführen. Jeder Kunde musste nur einmal seine gewünschten Einstellungen der Geräte⁷⁸ vornehmen, und hatte nicht mehr den Aufwand auf Perioden oder Preise achten zu müssen. Durch die intelligenten Thermostate traten im Bereich der Klimatisierung nur mehr minimale Verluste auf, da z.B. via Mobiltelefon oder Internet jederzeit auf die Einstellungen der Thermostate und dadurch auf das Anspringen der Klimaanlage Einfluss genommen werden konnte.

Die überlegene Preisstruktur über die gesamten Pilotprojekte gesehen, ist Critical Peak Pricing mit zusätzlich installierter Technologie. Im Schnitt konnte die Leistungsnachfrage zur Spitzenlastzeit um 36 % gesenkt werden. Auch CPP ohne Technologie schaffte es im Schnitt auf eine Lastreduktion von 17 %. Es zeigte sich über alle Versuche, dass Critical Peak Pricing wahrscheinlich die vielversprechendste Bepreisungsmöglichkeit darstellt um Spitzenlast am Haushaltssektor einzusparen.

Time-Of-Use Preisstrukturen mit zusätzlich installierter Technologie haben, mit einer durchschnittlichen Lastreduktion von 26 %, ein sehr gutes Ergebnis erreicht. Auch hier ist wieder ein entscheidendes Kriterium für die Einsparung, dass durch diverse technologische Hilfen, die Kunden nicht ständig an die Wechselzeitpunkte der Preise denken mussten. TOU ohne Technologie brachte keine signifikante Einsparung an Spitzenlast (durchschnittlich 4 %) hervor. Lediglich eine Versuchsreihe in Colorado brachte es auf 10,6 % Leistungsreduktion. Mit ein entscheidender Faktor dürfte auch sein, dass bei den

⁷⁸ bis zu welchem Preis welche Geräte am Netz bleiben

verwendeten Preisverhältnissen der Anreiz zur Einsparung seitens der Kunden nicht groß genug ist.

Bei den Peak-Time-Rebate Projekten konnte mit 13 % durchschnittlicher Spitzenlastreduktion immerhin ein annehmbares Ergebnis erzielt werden, obwohl die Anzahl der Versuchsreihen und die Anzahl der teilnehmenden Haushalte sehr gering war.

Zu Real Time Pricing sind auch nur zwei Versuchsreihen gestartet worden. Die Spitzenlastreduktion sowohl mit, als auch ohne zusätzliche technologische Hilfsmittel, lag bei 16 %. Die Aussagekraft des Pilotprojektes in Illinois ist dabei höher einzustufen, da mit 1.500 Haushalten eine vergleichsmäßig große Anzahl an Probanden berücksichtigt wurde. Das Problem, das sich bei RTP ergibt, ist die Erfordernis einer ständigen Bereitschaft der Kunden auf die aktuellen Preise zu achten.

Tabelle 22 dient als Übersicht der erzielten minimalen, maximalen und mittleren Leistungsreduktionen der unterschiedlichen Preisstrukturen.

Tabelle 22: Übersicht der Leistungsreduktion der verschiedenen Preisstrukturen

Preisstruktur	Anzahl der Pilotprojekte	Minimale Leistungsreduktion	Maximale Leistungsreduktion	Erwartungswert der Leistungsreduktion
TOU	5	2 %	6 %	4 %
TOU mit Technologie	4	21 %	32 %	26 %
PTR	3	9 %	18 %	13 %
CPP	8	12 %	25 %	17 %
CPP mit Technologie	8	16 %	51 %	36 %
RTP	2	15 %	17 %	16 %

Tabelle 23: Pilotprojektübersicht (Faruqui & Sergici, 2009)

Nr.	Gebiet	Projektname	Versorgungs-unternehmen	Jahr	Anzahl der Haushalte	Anzahl der Preisstrukturen	Bezeichnung in Abbildung 22
1	Kalifornien	Anaheim Critical Peak Pricing Experiment	Anaheim Public Utilities (APU)	2005	Kontrollgr. 52; Versuchsgr. 71	1	Anaheim
2	Kalifornien	California Automated Demand Response System Pilot (ADRS)	Pacific Gas & Electric (PG&E) Southern California Edison (SCE) und San Diego Gas & Electric (SDG&E)	2004-2005	2004: Kontrollgr. 104; Versuchsgr. 122 2005: Kontrollgr. 101; Versuchsgr. 98	1	ADRS-04, ADRS-05
3	Kalifornien	California Statewide Pricing Pilot (SPP)	Pacific Gas & Electric (PG&E) Southern California Edison (SCE) und San Diego Gas & Electric (SDG&E)	2003-2004	2.500	3	SPP, SPP-A, SPP-C
4	Colorado	Xcel Experimental Residential Price Response Pilot Program	Xcel Energy	2006-2007	Kontrollgr. 1.350; Versuchsgr. 2.349	3	XCEL-TOU, XCEL-CPP, XCEL-CTOU
5	Florida	The Gulf Power Select Program	Gulf Power	2000-2001	2.300	2	Gulfpower-1 und 2
6	Frankreich	Electricite de France (EDF) Tempo Programm	Electricite de France	Seit 1996	400.000	1	-
7	Idaho	Idaho Residential Pilot Programm	Idaho Power Company	2005-2006	TOD: Kontrollgr. 420; Versuchsgr. 85 EW: Kontrollgr. 355; Versuchsgr. 68	2	Idaho
8	Illinois	The Community Energy Cooperative's Energy-Smart Pricing Plan (ESPP)	Commonwealth Edison	2003-2005	1.500	2	ESPP
9	Missouri	AmerenUE Residential TOU Pilot Study	AmerenUE	2004-2005	TOU: Kontrollgr. 89; Versuchsgr. 88 TOU/CPP: Kontrollgr. 89; Versuchsgr. 85 TOU/CPP mit Tech Kontrollgr. 117; Versuchsgr. 77	2	Ameren-04, Ameren-05
10	New Jersey	GPU Pilot	GPU	1997	Keine Angabe	2	GPU
11	New Jersey	Public Service Electric and Gas (PSE&G) Residential Pilot Program	Public Service Electric and Gas Company (PSE&G)	2006-2007	Kontrollgr. 450; Versuchsgr. 836	1	PSE&G
12	New South Wales (Australien)	Energy Australia's Network Tariff Reform	Energy Australia	2005	TOU: 50.000 SPS: 1300	Dynamisch	Australia
13	Ontario (Kanada)	Ontario Energy Board Smart Price Pilot	Hydro Ottawa	2006-2007	Kontrollgr. 125; Versuchsgr. 373	3	Ontario-1 und 2
14	Washington	Puget Sound Energy (PSE)'s TOU Program	Puget Sound Energy	2001-2002	300.000	1	PSE&G
15	Washington und Oregon	Olympic Peninsula Project	Bonneville Power Administration, Clallam County PUD, The City of Port Angeles, Portland General Electric und PacifiCorp	2005	Kontrollgr. 28; Versuchsgr. 84	3	Olympic P.

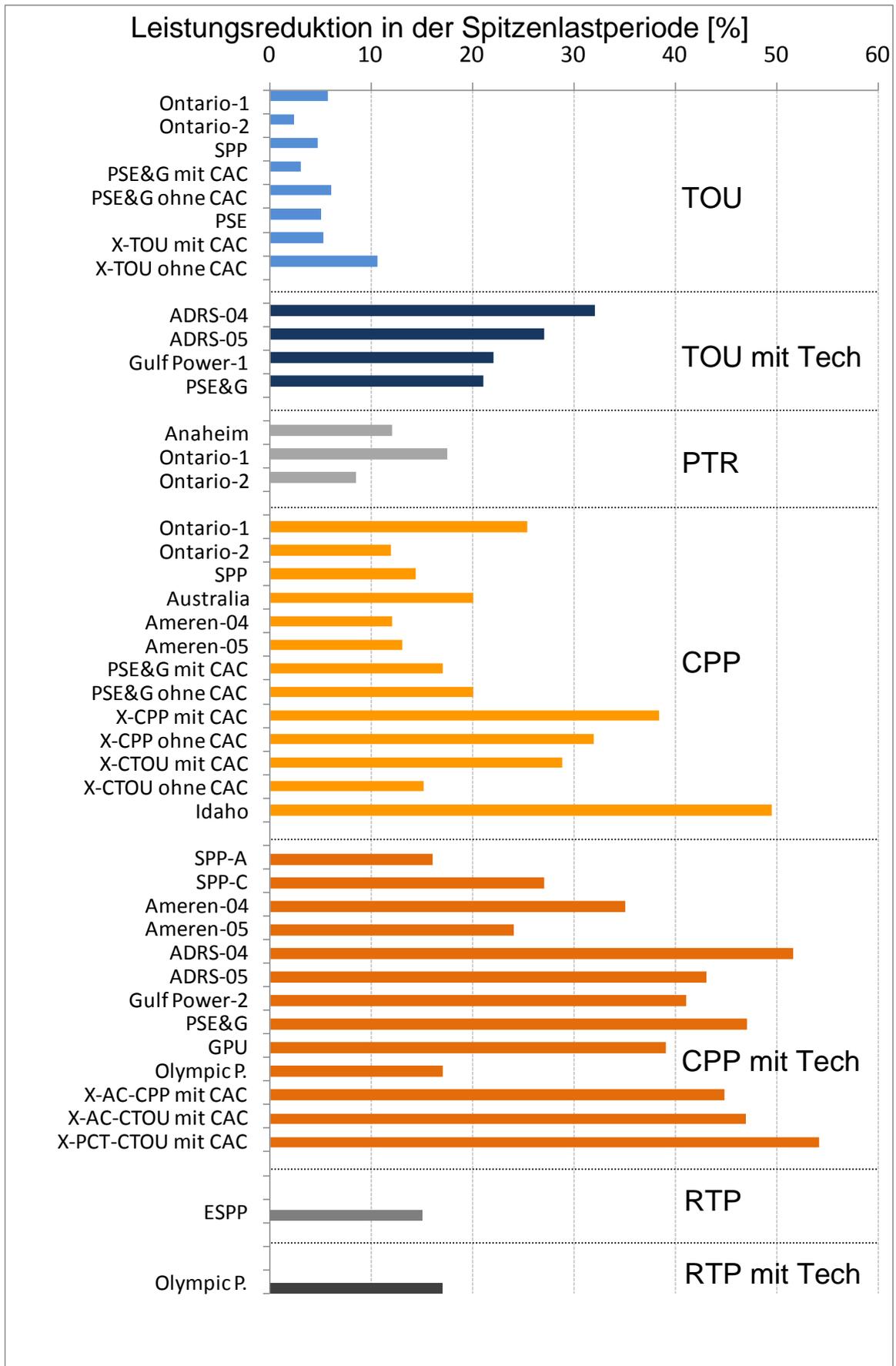


Abbildung 24: Übersicht über die Leistungsreduktion der einzelnen Pilotprojekte (Faruqi, et al., 2009)

In Tabelle 24 wird eine Übersicht über die ermittelten Elastizitäten der einzelnen Pilotprojekte gegeben. Bei den meisten Projekten konnten jedoch keine signifikanten Elastizitätszahlen ermittelt werden.

Für Österreich wurden keine Pilotprojekte betrachtet, da von den Energieversorgungsunternehmen noch keine auswertbaren Daten erhalten werden konnten. Diverse Projekt werden jedoch derzeit in Österreich durchgeführt, wie z.B. bei der EVN AG, der KELAG oder der Energie AG Oberösterreich. Diese Pilotprojekte sollten in naher Zukunft auch Einsparungspotentiale in Österreich belegen können.

Tabelle 24: Übersicht der ermittelten Elastizitäten bei den Pilotprojekten

Projektname	Preisstruktur	Preis je Periode	Eigenpreiselastizität
ESPP Pilot Illinois	Real-Time-Pricing	Information der Kunden über den Energiepreis pro Stunde einen Tag in Voraus; Zusätzliche Benachrichtigung der Kunden via Telefon oder Internet, wenn der Preis über \$ 0,10 je kWh steigt; Preisobergrenze von \$ 0,50 je kWh;	-0,047 gesamt
			-0,069 gesamt mit Lüftung
			-0,015 tagsüber
			-0,026 abends
			-0,02 tagsüber bei Höchstpreisbenachrichtigung
			-0,048 abends bei Höchstpreisbenachrichtigung
Energy Australia	Time-of-Use	Ganzjährig gleicher Durchschnittspreis (Wert nicht angegeben); An speziell bekannt gegebenen Tagen „dynamic peak prices“ mit Hochpreistagen mit Preisen von A\$ 2 je kWh und „Mittelpreistagen“ mit A\$ 1 je kWh	-0,30 bis -0,38
SPP Pilot Kalifornien	Critical-Peak-Pricing CPP-F	Der Preis in der Off-Peak Periode lag bei \$ 0,9 je kWh; Der Peak Preis an unkritischen Tagen lag bei \$ 0,22 je kWh; Der Preis an den kritischen Spitzenlasttagen lag bei \$ 0,59 je kWh (Verständigung einen Tag im Voraus)	-0,054 täglich
SPP Pilot Kalifornien	CPP-V / Gr.1*	Der Preis in der Off-Peak Periode lag bei \$ 0,10 je kWh; Der Peak Preis an unkritischen Tagen lag bei \$ 0,22 je kWh; Der Preis an den kritischen Spitzenlasttagen lag bei \$ 0,65 je kWh (Verständigung einen Tag im Voraus)	-0,027 täglich
	CPP-V / Gr.1*		-0,043 Wochenende täglich
	CPP-V / Gr.2**		-0,044 täglich
	CPP-V / Gr.2**		-0,041 Wochenende täglich

* Versuchsgruppe 1: Personen mit einem Mindestverbrauch von 600 kWh pro Monat und einem monatlichen Einkommen über dem Bevölkerungsdurchschnitt

** Versuchsgruppe 2: Projektteilnehmer die sich im Vorfeld freiwillig für ein Pilotprojekt mit intelligenten Thermostaten angemeldet hatten

Die Berechnung der Eigenpreiselastizität erfolgt über die Gleichung 2-1 :

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta D}{D}}{\frac{\Delta P}{P}} \quad 2-1$$

mit: ε ... Eigenpreiselastizität D ...Nachfrage der Kunden
 P ...Preis für eine Einheit des Gutes ΔD ...Änderung der Kundennachfrage
 ΔP ...Änderung des Preises für eine Einheit des Gutes

Ein Problem das sich bei der Betrachtung der Elastizitäten ergibt ist, dass Elastizitäten die Energieverlagerung von einer, in die andere Zeitperiode betrachten. Somit kann keine qualitative Aussage über die Einsparung an Leistung in der Spitzenlastzeit getroffen werden. Allerdings ist die Betrachtung der Elastizitäten, in Hinblick auf die Möglichkeiten zur Vergleichmäßigung der Nachfrage, sinnvoll.

2.5 *Einsparungspotentiale und Möglichkeiten der Leistungsreduktion durch Smart Meter in Österreich*

Prinzipiell kann jede Bepreisungsstruktur, wie sie im Kapitel 2.4 Anwendung fand, auch in Österreich angewendet werden. In diesem Kapitel sollen die Potentiale zur Spitzenleistungssenkung in Österreich betrachtet werden, wenn man von ähnlichen Einsparungspotentialen wie in den untersuchten Pilotprojekten ausgeht.

2.5.1 *Allgemeine Potentiale zur Spitzenlastsenk im österreichischen Haushaltsbereich*

Die zwei Ziele die mit der Einführung zeitvariabler Preise verfolgt werden sind die Leistungseinsparung zur Spitzenlastzeit und eine generelle Energieeinsparung. Mit welchen Geräten dieser Effekt erzielt wird, ist dabei unerheblich. Länder mit einer dominierenden Sommerspitze, besitzen vor allem im Bereich der Kühlung (Klimaanlagen) Einsparungspotential. Klimaanlagen sind Komfortgeräte, auf deren Einsatz Kunden kurzzeitig verzichten können. In Ländern mit Winterspitze wie Österreich, stellt der eingeschränkte Verbrauch von Klimageräten kein Leistungssenkungspotential zur Jahresspitzenlastzeit dar.

Andere Kühlanwendungen, wie Kühl- und Gefrierschränke können aber sehr wohl zur Leistungseinsparung herangezogen werden. Vor allem Gefrierschränke haben eine äußerst gute Isolierung und können dadurch problemlos einige Stunden ohne Kühlzyklus auskommen⁷⁹. Kapitel 2.5.2 und 2.5.3 soll mögliche Einsparungspotentiale im Haushaltsbereich aufzeigen, die zeitveränderliche Strompreise in Kombination mit preissensitiven Schaltgeräten bieten können.

2.5.2 Haushalts-Elektrogerätebestand in Österreich

Die hier verwendeten Daten bezüglich des Elektrogerätebestands in Österreich, beziehen sich auf das Strom- und Gastagebuch 2008 der Statistik Austria (Wegscheider-Pichler, 2009).

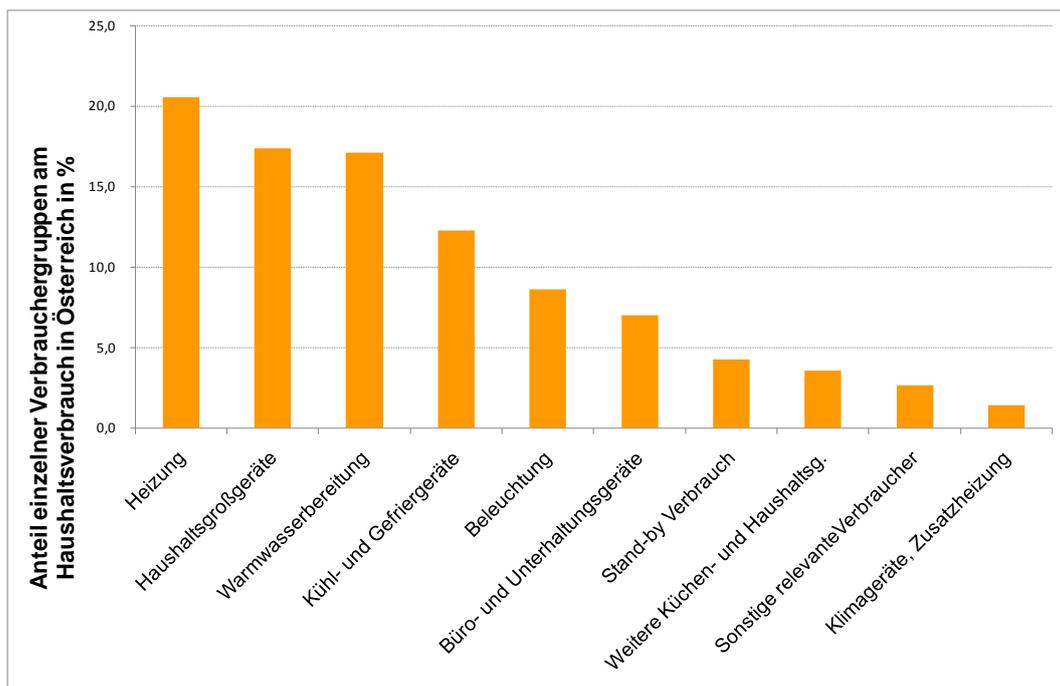


Abbildung 25: Haushaltsverbrauch aufgeschlüsselt nach Verbrauchskategorien, Quelle: Statistik Austria (2009)

Wie schon in Kapitel 2.5.1 beschrieben wurde, ist nicht jede Verbrauchskategorie aus Abbildung 25 zur Spitzenlastsenkung geeignet. Im Weiteren wird deswegen nicht auf alle Verbraucher eingegangen.

⁷⁹ Voraussetzung ist, dass das Gerät nicht in kurzen Intervallen geöffnet wird.

2.5.3 Einsparungspotentiale durch Smart Metering im Haushaltsbereich

Heizung und Warmwasseraufbereitung

Die Heizung und Warmwasserbereitung verursachen 37,6 % der durchschnittlichen Haushaltsenergienachfrage. Es ist hier das größte Einsparungspotential zu sehen, da die Heizperiode genau mit den höchsten Lastverbrauchswerten im Jahr zusammenfällt (siehe Abbildung 28), könnten zeitveränderliche Strompreise und preissensitive Schaltgeräte zu einer deutlichen Reduktion der Lastspitze beitragen.

Haushalts Großgeräte

Im Bereich der Haushalts Großgeräte sind Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler zeitunkritische Verbraucher und können zu jeder beliebigen Zeit ihre Arbeit verrichten. Diese Geräte verursachen 9,6 % des Jahresenergieverbrauchs in österreichischen Haushalten. Zeitveränderliche Strompreise und Schaltgeräte könnten den Einsatz dieser Verbraucher der Erzeugungssituation anpassen und zu merklichen Einsparungseffekten führen.

Elektro-Autos

In Zukunft könnte auch die Ladung von Elektro-Autos eine Anwendung für intelligente Zähler darstellen. Durch Ladekonzept, welche in der Nacht den Aufladevorgang, zeitlich mittels Smart Metern steuern, könnte das Auftreten zusätzlicher Lastspitzen verhindert werden.

Klimageräte

Auch das Spitzenlastsenkungspotential von Klimaanlageanlagen kann in Österreich genutzt werden. Allerdings ist die Anzahl solcher Geräte in Österreich noch sehr gering und ihre Einsatzzeit liegt vorwiegend im Sommer. Somit liegt der Fokus bei diesen Geräten hauptsächlich im Bereich der Energieeinsparung und weniger im Bereich der Leistungsreduktion.

2.5.4 Einsparungspotentiale in Österreich

Legt man die in den untersuchten Pilotprojekten ermittelten Leistungsreduktionswerte auf Österreich um, so würde sich theoretisch ein Einsparungspotential zwischen 66 MW und 1485 MW ergeben (Berechnung siehe Kapitel 2.5.4.1). Es ist jedoch zu beachten, dass die Werte vorwiegend für Versorgungsgebiete mit Sommerspitze ermittelt wurden.

In diesen Gebieten stellen Klimaanlage leistungsstarke Verbraucher dar, die kurzfristig abgeschaltet werden können und sich somit ideal für Lastmanagement im Haushalts- und Gewerbebereich eignen.

Ein Pilotprojekt, das in einem Gebiet mit Winterspitze durchgeführt wurde, ist jenes in Ontario/Kanada. Die dort ermittelten Werte der Leistungsreduktion werden folgend auf den österreichischen Verbrauch umgelegt, um einen Richtwert für das mögliche Potential der Leistungsreduktion unter Anwendung zeitveränderlicher Preise in Österreich zu erhalten.

2.5.4.1 Berechnung der Einsparungspotentiale

Zur Berechnung des Einsparungspotentials wurde für Österreich exemplarisch das Jahr 2008 herangezogen. Durch Filterung wurde aus den Verbrauchsdaten (ENTSO-E) die Jahreshöchstlast für Österreich ermittelt. Aus dem Standardlastprofil für Haushalte für das Jahr 2008⁸⁰, wurde in der Jahreshöchstlaststunde der veranschlagte Wert für Haushalte herausgefiltert. Die Leistung für einen Haushalt in Österreich in dieser Stunde lag bei 669 W. Dieser Wert wird mit der Anzahl aller Haushalte in Österreich⁸¹ multipliziert.

Dadurch ergibt sich ein haushaltsseitiger Anteil am Verbrauch in der Jahreshöchstlaststunde von 2740 MW. Von diesem Leistungswert ausgehend, wird nun die mögliche Einsparung, die in Abbildung 26 dargestellt wird, berechnet. In Zahlen ausgedrückt werden die Ergebnisse in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25: Leistungsreduktionsmöglichkeiten aller Haushalte in Österreich zur Jahreshöchstlaststunde 2008

Preisstruktur	Leistungsreduktion (min) [MW]	Leistungsreduktion (max) [MW]	Leistungsreduktion (durchschn.) [MW]
Ontario TOU	65,8	156,2	111,0
Ontario PTR	232,9	479,6	356,2
Ontario CPP	326,1	696,0	511,1

⁸⁰ Quelle: (2010)

⁸¹ Im Jahr 2008 gab es laut E-Control (2010) 4.093.700 Haushalte in Österreich

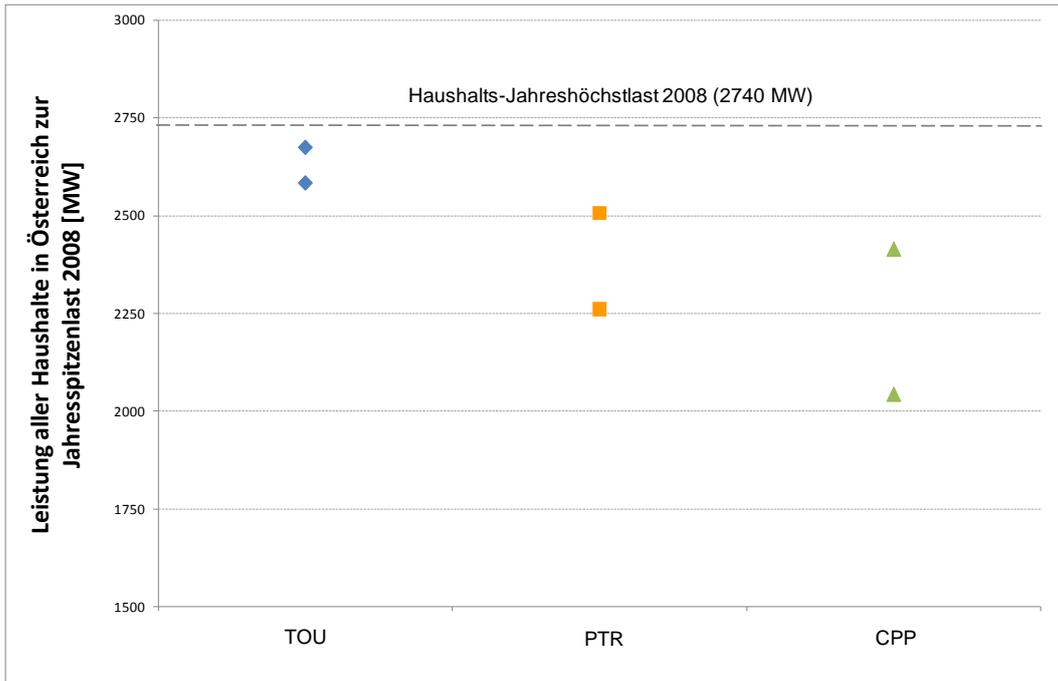


Abbildung 26: Mögliche Leistungsreduktion aller Haushalte in Österreich zur Jahresspitzenlastzeit (Exemplarische für die Jahreshöchstlaststunde im Jahr 2008 in Österreich)

2.5.4.2 Auswertung der Ergebnisse

Umgelegt vom Pilotprojekt in Ontario/Kanada kann von einer Leistungsreduktion für Österreich von 65,8 bis 696 MW ausgegangen werden. Dies entspricht einer prozentuellen Einsparung von 2,4 bis 25,4 % der durch Haushaltskunden nachgefragten Leistung zur Jahresspitzenlastzeit.

Dies würde im schlechtesten Fall bedeuten, dass eine kleine Turbine eines Gaskraftwerks, die preisbildend sein kann, nicht eingesetzt werden muss. Im besten Fall würden bis zu zwei größere Kraftwerke, welche die ineffizientesten zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Kraftwerke wären, nicht zur Verstromung eingesetzt werden müssen. Dadurch kommt es zu einer Veränderung des Angebots an der Strombörse, die den Preis für elektrische Energie beeinflusst.

Die Potentiale, die Smart Metering in Verbindung mit zeitvariablen Preisstrukturen erreichen können, sind demnach erheblich und müssen bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung zur Einführung der intelligenten Messgeräte mit berücksichtigt werden.

2.6 Verursachungsgerechte Preisstruktur für Österreich

In diesem Kapitel wird anhand der Auswertung der Leistungsverbrauchsdaten für Österreich der Jahre 2006 bis 2009, ein Vorschlag für eine TOU-Preisstruktur gegeben. Hierbei werden keine Preise angegeben, sondern nur Verhältnisse, da eine Voraussetzung zur wertmäßigen Bestimmung die genaue Kenntnis der Kosten der Erzeugungsunternehmen ist und diese nicht bekannt sind.

Eine ähnliche Aufteilung fand in Österreich schon in den 50-iger Jahren beim Verbundtarif statt. Dabei wurde eine Struktur geschaffen, welche sich grundsätzlich in Sommer-, Übergangs- und Winterpreiszeiten, mit je einem Hoch- und Niedrigpreis für einen Tag aufteilte⁸².

In den folgenden Abbildungen wird ein Überblick über die Verbrauchssituation in Österreich der Jahre 2006 bis 2009 gegeben.

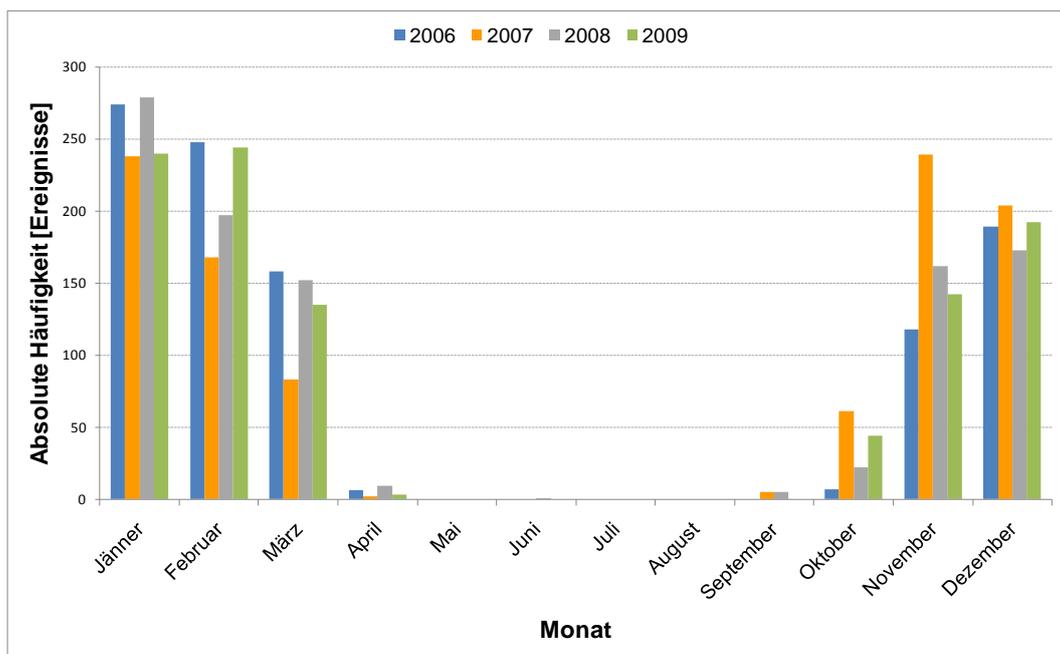


Abbildung 27: Monatliche Häufigkeit der 1000 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009

⁸² auf die konkrete Aufbauweise des Verbundtarifs mit Leistungspreis, Blindleistungspreis usw. wird hier nicht eingegangen

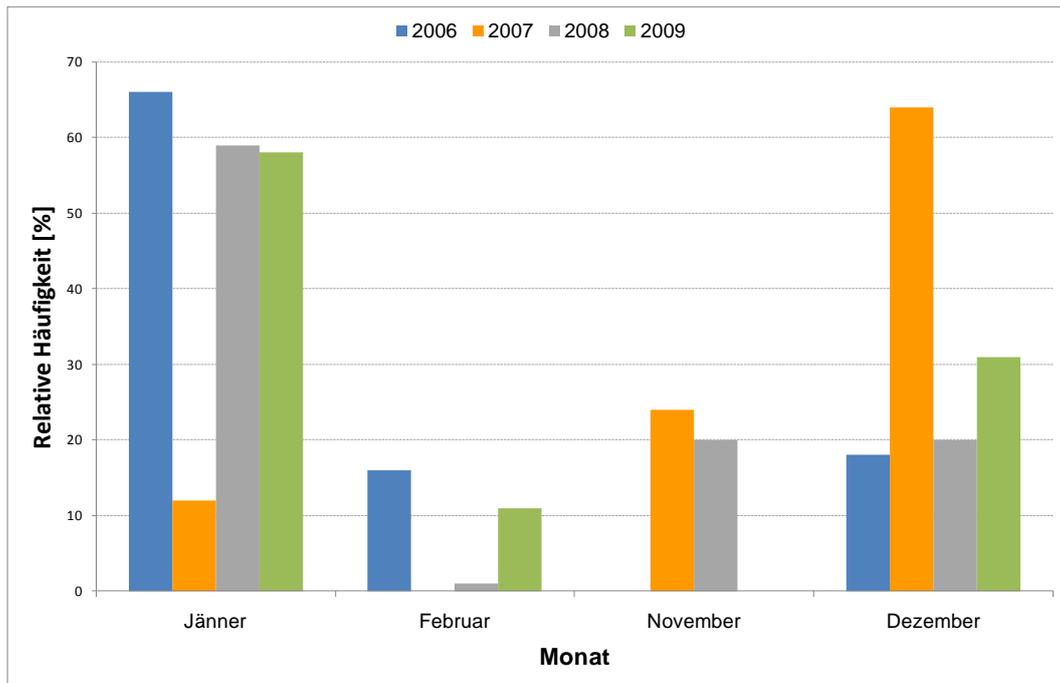


Abbildung 28: Monatliche Häufigkeit der 100 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009 in %

Durch die monatliche Auflösung der Jahreshöchstwerte in Österreich für 2006 bis 2009, ist eine eindeutige Winterlastspitze erkennbar. Verursachungsgerechte Strompreise sollten daher in der Zeitperiode von November bis Februar höhere Werte aufweisen. Die Monate März, April, September und Oktober halten auch einen geringen Anteil an den 1000 Jahreshöchstlaststunden und sind somit als Übergangszeit einzustufen. Die Monate Mai bis August haben keinen signifikanten Anteil an der Jahreshöchstlast und sollten deshalb bei verursachungsgerechter Bepreisung den geringsten Energiepreis aufweisen.

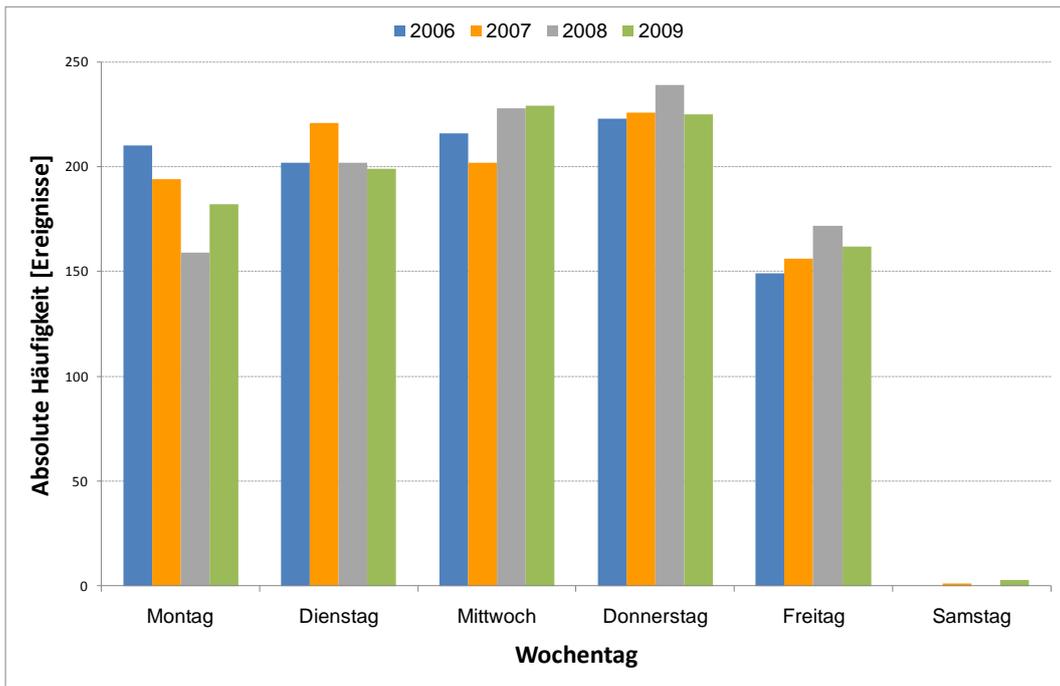


Abbildung 29: Wöchentliche Häufigkeit der 1000 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009

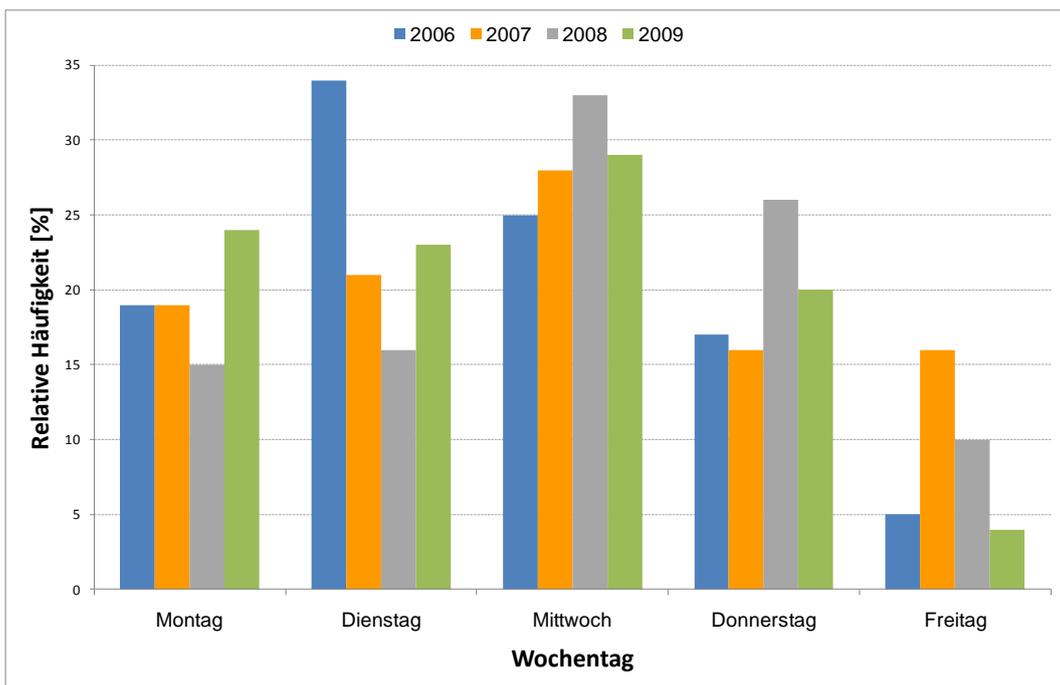


Abbildung 30: Wöchentliche Häufigkeit der 100 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009 in %

Wenn man das Auftreten der Jahreshöchstlast auf Werk-, Wochenend- und Feiertage bezieht, so kann gesagt werden, dass die Anzahl der höchsten Lastwerte an Wochenendtagen schon bei der Betrachtung der 1000 höchsten Werte pro Jahr vernachlässigt werden kann. Feiertage weisen keine Höchstlastwerte auf. Deshalb kann die

Preisstruktur in weiterer Folge grob in Hochpreiszeit an Werktagen und Niedrigpreiszeit an Wochenendtagen und Feiertagen unterteilt werden.

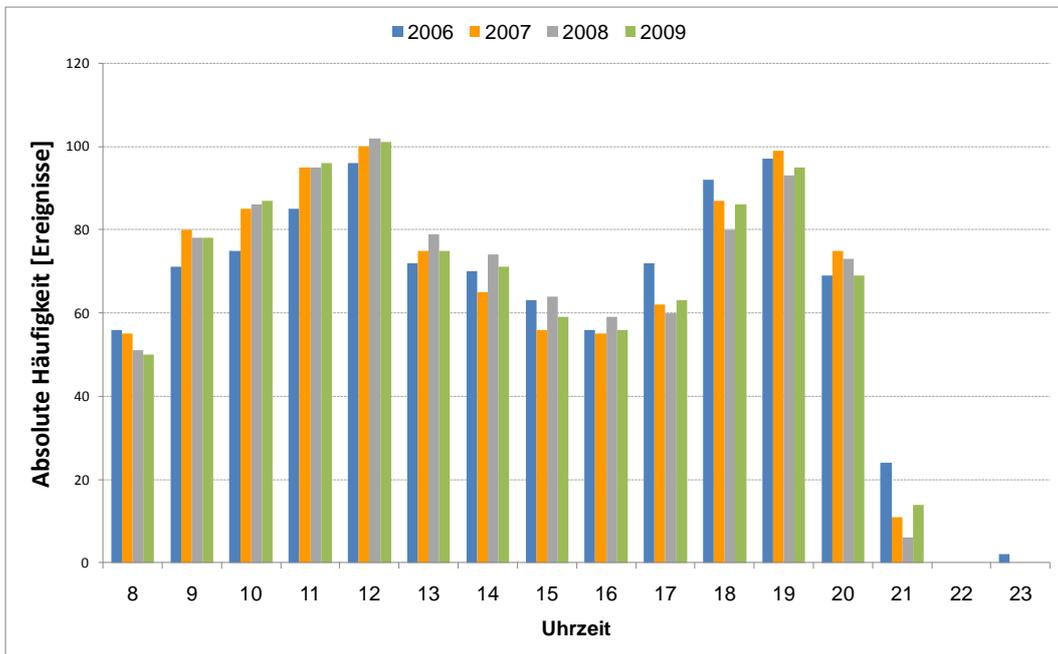


Abbildung 31: Stündliche Häufigkeit der 1000 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009

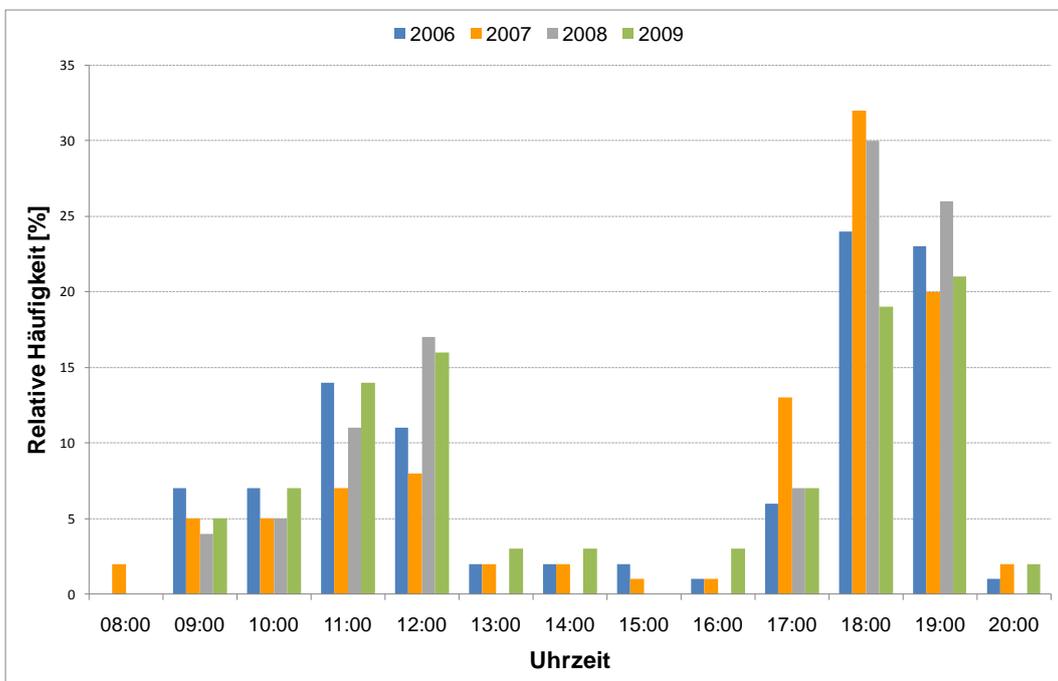


Abbildung 32: Stündliche Häufigkeit der 100 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009 in %

Aus der Abbildung 31 und der Abbildung 32 ist die Aufteilung der Tagesstunden in Hoch- und Niedrigpreiszeiten abzuleiten. Die Hochpreiszeit liegt im Bereich von 08:00 und 20:00 Uhr, wenn die 100 höchsten Lastwerte zur Beurteilung herangezogen werden bzw. zwischen 08:00 und 21:00 Uhr bei Betrachtung der 1000 höchsten Lastwerte. Die restliche Zeit sollte ein niedrigerer Energiepreis verrechnet werden.

Sollte erwägt werden, die TOU-Preisstruktur mit einem kritischen Zeitband zu überlagern, so wäre dieses von 18:00 bis 20:00 Uhr zu wählen, da hier die 100 Höchstwerte im Jahr vermehrt auftreten.

2.6.1 Zusammenfassung der Preisstruktur

Wie aus der Auswertung der Verbrauchscharakteristik in Österreich zu entnehmen ist, sollte die zeitliche Aufteilung einer TOU-Preisstruktur in Österreich wie folgt aussehen:

Tabelle 26: Preisstruktur für Österreich unter Verwendung von TOU

	Tages- /Wochenperiode	Bezeichnung	Reihung nach Auslastung des Erzeugungsparks ⁸³
Sommer (Mai bis August)	werktags von 21:00 bis 08:00 Uhr; Wochenende und Feiertage	Sommer Niedriglast	1
Sommer (Mai bis August)	werktags von 08:00 bis 21:00 Uhr	Sommer Hochlast	3
Übergangszeit (März, April, September, Oktober)	werktags von 21:00 bis 08:00 Uhr; Wochenende und Feiertage	Übergangszeit Niedriglast	2
Übergangszeit (März, April, September, Oktober)	werktags von 08:00 bis 21:00 Uhr	Übergangszeit Hochlast	5
Winter (November bis Februar)	werktags von 21:00 bis 08:00 Uhr; Wochenende und Feiertage	Winter Niedriglast	4
Winter (November bis Februar)	werktags von 08:00 bis 21:00 Uhr	Winter Hochlast	6

⁸³ Die Reihung gibt anteilig an, wie sich das Vorhandensein an Jahreshöchstlaststunden in dieser Periode verhält. In der Höchstlastzeit wird jene Periode am höchsten eingestuft, welche am häufigsten bei der Auswertung der 1000 Jahreshöchstlaststunden beiträgt. Da der Sommer und die Übergangszeit (Niedriglast) keinen Anteil an den 1000 Jahreshöchstlaststunden tragen, wurden für die Reihung der unteren 3000 Werte der niedrigsten Laststunden betrachtet. Dabei wurde mit dem umgekehrten Prinzip jene Periode am niedrigsten bewertet, welche den größten Anteil an den 3000 niedrigsten Laststunden trägt.

Werden die Energiepreise der Erzeugung entsprechend der Auslastung des Kraftwerksparks verrechnet, so sollte dies entsprechend der Reihung in Tabelle 26 erfolgen. Den höchsten Anteil der Kapazitätskosten sollte die Spitzenlastperiode zur Winterlast (6) tragen, den geringsten die Niedriglastperiode der Sommerzeit (1). Es soll lediglich eine Möglichkeit aufgezeigt werden, wie Kapazitätskosten aufgeteilt werden könnten. Durch den Einsatz von Smart Metern kann dann eine zeitgenaue Messung, mit Unterscheidung der einzelnen Perioden ohne zusätzlichen Aufwand, erfolgen.

2.7 Zusammenfassung

Alle Forschungsarbeiten der Vergangenheit und Gegenwart belegen, dass für eine volkswirtschaftlich optimale Preisstruktur die Kosten der Kapazitätserweiterung in einem System verursachungsgerecht auf die Kunden aufgeteilt werden sollten.

Die deterministischen Ansätze der Spitzenlastbepreisung führen zu dem Ergebnis, dass bei volkswirtschaftlich optimalen Preisen den Kunden der Niedriglastperiode ausschließlich die variablen Kosten der Energieerzeugung zuzurechnen sind, den Kunden der Spitzenlastperiode zusätzlich die Kapazitätskosten des Bestandes und der Systemerweiterung. Derzeitige Preisstrukturen im Haushaltsbereich berücksichtigen diese Tatsache nicht.

Die stochastischen Ansätze der Spitzenlastbepreisung beziehen, bei der Aufteilung der Kosten auf die verschiedenen Perioden, mögliche Unsicherheiten in der Erzeugung und der Nachfrage mit ein. Die Ergebnisse der beiden Ansatzvarianten unterscheiden sich nur durch die Berücksichtigung der Rationierungs- und Ausfallkosten im stochastischen Fall. Die grundlegende Aussage, dass die Verursacher einer Kapazitätserweiterung auch die Kosten dafür tragen sollten, bleibt erhalten.

Eine Erweiterung des stochastischen Ansatzes stellen sogenannte Rationierungsverfahren dar. Hierbei werden Verbraucher nach ihrer Zahlungsbereitschaft oder zufällig abgeschaltet bzw. in ihrem Verbrauch beschränkt. Eine praktische Anwendung dieser Methode stellt die unterbrechbare Lieferung, wie sie im Bereich des Netzes angeboten wird, dar.

Kapazitätsmechanismen sind Ansätze, die eine bestimmte installierte Leistung in einem System vorschreiben, oder mittels Kapazitätzzahlungen die Errichtung neuer Anlagen fördern sollen. Zweck der Kapazitätzzahlungen ist es, den Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten zu gewährleisten und somit die Investitions- und Versorgungssicherheit zu erhöhen. Solche Ansätze werden derzeit beispielsweise in Spanien oder im nordamerikanischen PJM Strommarkt angewendet.

Smart Meter stellen eine Möglichkeit dar, die Erkenntnisse der Spitzenlastbepreisung auch im Haushaltsbereich umzusetzen. Das Haupteinsatzgebiet der neuen elektronischer Zähler ist Messung des Energieverbrauchs von Kunden. Zusätzlich können mittels zeitveränderlicher Preise die Kosten der Energieversorgung verursachungsgerecht weitergegeben und somit das Verbraucherverhalten passiv beeinflusst werden. Hierfür sind sogenannte AMM-

Systeme notwendig, die eine bidirektionale Kommunikation zwischen Kunden und Versorgungsunternehmen ermöglichen. Die Untersuchung bisher durchgeführter Pilotprojekte zeigte, dass Kunden auf erhöhte Strompreise zu Spitzenlastzeiten durch eine signifikante Senkung der Nachfrage reagierten. Somit können Smart Meter und zeitveränderliche Preise einen Beitrag zur optimalen Auslastung des Elektrizitätssystems und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit leisten.

Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis

MCP	Market Clearing Price	ADRS	Automated Demand Response System
ROR	Rate-of-Return Regulierung		
WTP	Willingness to pay	CTOU	Critical Time-of-Use
RTP	Real-Time-Price	PCT	Programmable Communication Thermostat
DSM	Demand Side Management		
ES	Elektronische Sicherung	CES	Constant Elasticity of Substitution
VOLL	Value of Lost Load	GL	Generalized Leontief
LOLP	Loss of Load Probability	SMS	Short Message Service
SB	Systembetreiber	PTR	Peak-Time-Rebate
PJM	Pennsylvania, Jersey Maryland Interconnection LLC	PRTP	Peak-Real-Time-Pricing
		CAC	Central Air Condition
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	ESPP	Energy Smart Pricing Plan
		LED	Light Emitting Diode
RL	Richtlinie		
EU	Europäische Union		
AMR	Automated Meter Reading		
AMM	Automated Meter Management		
PLC	Power Line Communication		
GSM	Global System for Mobile Communications		
GPRS	General Packet Radio Service		
TOU	Time-of-Use		
SPP	Statewide Pricing Pilot		
RPP	Regulated Price Plan		

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Beispiel zur Preisfindung an der Börse (Merit-Order)</i>	<i>2</i>
<i>Abbildung 2: Jahresdauerlinie Österreich 2008 Datenquelle: (ENTSO-E)</i>	<i>3</i>
<i>Abbildung 3: Beispieldarstellung zu Produzenten- und Konsumentenrente an der Strombörse (1 Technologie; Nachfrageverhalten für elektrische Energie sehr unwahrscheinlich)</i>	<i>8</i>
<i>Abbildung 4: Vergleich: Fixe und wandernde Lastspitze laut Steiner</i>	<i>14</i>
<i>Abbildung 5: Beispiel zur optimalen Preisfindung</i>	<i>17</i>
<i>Abbildung 6: Drei-Perioden Nachfrageszenario</i>	<i>18</i>
<i>Abbildung 7: Aufbau der Nachfragekurve einer Periode</i>	<i>19</i>
<i>Abbildung 8: Effektive Einsatzreihenfolge von Kraftwerken</i>	<i>22</i>
<i>Abbildung 9: Überlastung der Kapazität aufgrund von stochastischer Nachfrage</i>	<i>30</i>
<i>Abbildung 10: Selbstrationierungsbeispiel für 2 Kunden</i>	<i>49</i>
<i>Abbildung 11: Einfluss von Optionsverkäufen am Spot-Markt</i>	<i>51</i>
<i>Abbildung 12: Vorteile der Nutzung von AMM Systemen (Drago, 2005)</i>	<i>64</i>
<i>Abbildung 13: Sparpotentiale durch Einführung von Smart Metern laut Angaben der Linz AG</i>	<i>66</i>
<i>Abbildung 14: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Österreich 2006 bis 2009 Datenquelle: (ENTSO-E)</i>	<i>72</i>
<i>Abbildung 15: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Griechenland 2006 bis 2009 Datenquelle: (ENTSO-E)</i>	<i>72</i>
<i>Abbildung 16: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Österreich 2006 bis 2009 bezogen auf die Tageszeit Datenquelle: (ENTSO-E)</i>	<i>73</i>
<i>Abbildung 17: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Griechenland 2006 bis 2009 bezogen auf die Tageszeit Datenquelle: (ENTSO-E)</i>	<i>74</i>
<i>Abbildung 18: Angewendete Preisstruktur in Kalifornien</i>	<i>75</i>
<i>Abbildung 19: Beispielhafte Darstellung von Critical Peak Pricing</i>	<i>79</i>
<i>Abbildung 20: Verwendete CPP Preisstruktur beim Pilotprojekt in Missouri</i>	<i>80</i>
<i>Abbildung 21: PTR Preisstruktur in Anaheim</i>	<i>89</i>
<i>Abbildung 22: Möglicher Preisverlauf bei RTP</i>	<i>92</i>
<i>Abbildung 23: Mögliche Preise bei PRTP</i>	<i>95</i>
<i>Abbildung 24: Übersicht über die Leistungsreduktion der einzelnen Pilotprojekte (Faruqui & Sergici, 2009)</i>	<i>99</i>

Abbildung 25: Haushaltsverbrauch aufgeschlüsselt nach Verbrauchskategorien, Quelle: Statistik Austria (2009) 103

Abbildung 26: Mögliche Leistungsreduktion aller Haushalte in Österreich zur Jahresspitzenlastzeit (Exemplarische für die Jahreshöchstlaststunde im Jahr 2008 in Österreich) 106

Abbildung 27: Monatliche Häufigkeit der 1000 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009 107

Abbildung 28: Monatliche Häufigkeit der 100 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009 in % 108

Abbildung 29: Wöchentliche Häufigkeit der 1000 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009 109

Abbildung 30: Wöchentliche Häufigkeit der 100 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009 in % 109

Abbildung 31: Stündliche Häufigkeit der 1000 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009 110

Abbildung 32: Stündliche Häufigkeit der 100 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006 bis 2009 in % 110

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Optimale Preissetzung beim deterministischen Fall und einer verfügbaren Technologie ...</i>	26
<i>Tabelle 2: Optimale Preise und Zuverlässigkeit des Spitzenlastmodells bei stochastischer Erzeugung und Nachfrage (Eine Technologie und eine Periode)</i>	34
<i>Tabelle 3: Leistungsmerkmale derzeitiger Systeme, AMR und AMM (Rouzaud & Didierjean, 2005)</i>	60
<i>Tabelle 4: Anbieter von AMM Systemen (Quelle: Fraunhofer Anwendungszentrum für Systemtechnik, 2009).....</i>	67
<i>Tabelle 5: Preistabelle für New Jersey Pilot Projekt.....</i>	76
<i>Tabelle 6: RPP TOU Preise im Pilotprojekt in Ontario/Kanada.....</i>	78
<i>Tabelle 7: Auswertung des Pilotprojektes in Ontario/Kanada</i>	78
<i>Tabelle 8: Preistabelle Critical Peak Pricing in Kalifornien.....</i>	80
<i>Tabelle 9: ADRS Preisstruktur in Kalifornien.....</i>	82
<i>Tabelle 10: Lastreduktion ADRS Pilot Kalifornien</i>	82
<i>Tabelle 11: Preise des Tempo Programmes der EDF Datenquelle:(EDF Homepage, 2009)</i>	82
<i>Tabelle 12: Gesammelte Ergebnisse Xcel Energy Pilotprojekt Colorado</i>	83
<i>Tabelle 13: Leistungsreduktion beim Pilotprojekt in Idaho 2006 (exemplarisch 3 der 10 kritischen Tage und der Durchschnitt aller Super Event Days)</i>	84
<i>Tabelle 14: Preisstruktur des Pilotprojektes in Missouri.....</i>	85
<i>Tabelle 15: Preisstruktur in New Jersey GPU Pilotprogramm</i>	86
<i>Tabelle 16: Errechnete Elastizitätswerte für das New Jersey Pilotprojekt GPU</i>	87
<i>Tabelle 17: Elastizitätenübersicht beim Pilotprojekt in Australien 2006.....</i>	88
<i>Tabelle 18: Preisstruktur beim Pilotprojekt in Anaheim (Kalifornien)</i>	90
<i>Tabelle 19: Eigenpreiselastizitäten beim RTP Pilotprojekt in Illinois (2005)</i>	93
<i>Tabelle 20: Preisstruktur der Testgruppen beim RTP Pilotprojekt in Washington</i>	94
<i>Tabelle 21: Ergebnisse des RTP Pilotprojektes in Washington</i>	94
<i>Tabelle 22: Übersicht der Leistungsreduktion der verschiedenen Preisstrukturen.....</i>	97
<i>Tabelle 23: Pilotprojektübersicht (Faruqui & Sergici, 2009)</i>	98
<i>Tabelle 24:Übersicht der ermittelten Elastizitäten bei den Pilotprojekten</i>	101
<i>Tabelle 25: Leistungsreduktionsmöglichkeiten aller Haushalte in Österreich zur Jahreshöchstlaststunde 2008.....</i>	105
<i>Tabelle 26: Preisstruktur für Österreich unter Verwendung von TOU.....</i>	111

Literaturverzeichnis

Alghalith M. und Dalal A.J. University of St Andrews [Online]. - Februar 2002. - 03. März 2010. - <http://www.st-andrews.ac.uk/crieff/papers/dp0209.pdf>.

Associates Charles River Impact Evaluation of the California Statewide Pricing Pilot. - http://www.calmac.org/publications/2005-03-24_SPP_FINAL_REP.pdf. : [s.n.], 16. März 2005.

Austrian Power Clearing & Settlement [Online]. - 2010. - 04. März 2010. - http://www.apcs.at/service/downloadcenter/load_profiles.html.

Bailey E.E. und White L.J. Reversals in Peak and Off-Peak Prices [Artikel] // Bell Journal of Economics. - 1974. - S. 75 - 92.

Barbose G, Goldman C und Neenan B A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing. - Dezember 2004.

Bental B und Ravid S.A. A Simple Method for Evaluating the Marginal Cost of Unsupplied Electricity [Journal] // Bell Journal of Economics. - 1986. - S. 249 - 253.

Berry L A Review of the Market Penetration of the U.S. Residential and Commercial Demand Side Management Programms [Artikel] // Energy Policy. - 1993. - S. 53 - 67.

Bohn R.E., Caramanis M.C. und Scheppe F.C. Optimal Pricing in Electrical Networks Over Space and Time [Journal] // Round Journal of Economics. - 1984. - S. 360 - 376.

Boiteux in Nelson J.R. Marginal Cost Pricing in Practise (Hrsg.) [Buchabschnitt]. - Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ : Prentice-Hall international series in, 1964.

Boiteux Marcel La Tarification au cout marginal et les demandes aléatoires [Journal] // Cahiers du Seminaire d'Econometric. - 1951. - S. 56 - 69.

Boiteux Marcel La tarification des demandes en point: application de la théorie de la vente au coût marginal [Artikel] // Revue Générale de l'électricité. - Frankreich : [s.n.], 1949. - S. 157 - 179.

Brown G.Jr. und Johnson M.B. Public Utility Output under Risk [Journal] // American Economic Review. - 1969. - S. 119 - 129.

Bye R.T. Composite Demand and Joint Supply in Relation to Public Utility Rates [Buch]. - [s.l.] : Quaterly Journal of Economics, 1929. - S. 40 - 62.

Bye R.T. The Nature of Fundamental Elements of Costs [Buch]. - [s.l.] : Quaterly Journal of Economics, 1926. - S. 30 - 63.

Carlton D.W. Peak-Load Pricing with Stochastic Demands [Journal] // American Economic Review. - 1977. - S. 1006 - 1010.

Chao H.P. Peak-Load Pricing and Capacity Planning with Demand and Supply Uncertainty [Journal] // Bell Journal of Economics. - 1983. - S. 170 - 190.

Chao H-p und Wilson R. <http://stoft.com/> [Online]. - 18. März 2004. - 03. März 2010. - <http://stoft.com/metaPage/lib/Chao-Wilson-2003-04-resource-adequacy-options.pdf>.

Chao H-P. und Wilson R. Priority Service: Pricing, Investment and Market Organisation [Journal] // American Economic Review. - 1987. - S. 899 - 916.

Crew M.A. und Kleindorfer P.R. [Artikel] // Public Utility Economics. - 1979.

- Crew M.A. und Kleindorfer P.R.** Marshall and Turvey on Peak Loads or Joint Product Pricing [Artikel] // Journal of Political Economy. - 1971. - S. 1369 - 1377.
- Crew M.A. und Kleindorfer P.R.** On Off-Peak Pricing: An Alternative Technical Solution [Buch]. - [s.l.] : Kyklos, 1975. - S. 80 - 93.
- Crew M.A. und Kleindorfer P.R.** Peak Load Pricing with a diverse Technology [Journal] // Bell Journal of Economics. - 1976. - S. 207 - 231.
- Crew M.A. und Kleindorfer P.R.** Regulation and Diverse Technology and the Peak Load Problem [Journal] // Southern Economic Journal. - 1981. - S. 335 -343.
- Crew M.A. und Kleindorfer P.R.** The Economics of Public Utility Regulation [Buch]. - [s.l.] : The MIT Press, 1986. - S. 33 - 92.
- Crew M.A., Fernando C.S. und Kleindorfer P.R.** The Theory of Peak-Load Pricing: A Survey [Artikel] // Journal of Regulatory Economics. - 1995. - S. 215 - 248.
- De Vries L.J.** Science Direct [Online]. - 15. August 2006. - 08. März 2010. - <http://www.sciencedirect.com/science/article/B6VFT-4M4KK5S-1/2/703fd4c92857bc7e5c4dcb4766110f36>.
- De Vries L.J.** Securing the public interest in electricity generation markets. - Niederlande : [s.n.], Juni 2004.
- Doorman G.L.** PEAKING CAPACITY IN RESTRUCTURED POWER SYSTEMS [Buchabschnitt]. - Norwegen : [s.n.], 2000.
- Drago Carlo Maria** IBM Corporation Website [Online]. - 07. März 2005. - 02. Dezember 2009.
- Earle R. [et al.]** Fostering Economic Demand Response in the Midwest ISO [Buch]. - [s.l.] : The Brattle Group, 2008.
- EDF Homepage [Online]. - 2009. - 31. März 2010. - <http://www.edf-bleuciel.fr/accueil/mon-quotidien-avec-bleu-ciel-d-edf/option-tempo-141090.html>.
- Eidenberger Friedrich** Intelligent Energy Management. - Linz : [s.n.], März 2009.
- Energie-Control GmbH [Online]. - 2010. - 10. März 2010. - <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/verbraucherstruktur>.
- ENTSO-E** European Network of Transmission System Operators for Electricity [Online]. - 18. 11 2009. - <http://www.entsoe.eu/index.php?id=92>.
- Faruqui A** Pricing Programs: Time-of-Use and Real Time [Artikel] // Encyclopedia of Energy Engineering and Technology. - September 2007.
- Faruqui A und Sergici S** Household Response to Dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the Experimental Evidence [Artikel]. - 10. Jänner 2009.
- Faruqui A. und George S.S.** Quantifying Customer Response to Dynamic Pricing [Artikel] // The Electricity Journal. - Mai 2005.
- Finsinger Jörg** Peak-Load Pricing and Rationing Policies [Journal] // Zeitschrift für Nationalökonomie. - 1980. - S. 169 - 182.
- Herter K., McAuliffe P. und Rosenfeld A** An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity [Artikel] // Energy. - Jänner 2007.

- Herter Karen** Residential implementation of critical-peak pricing of electricity [Artikel] // Energy Policy. - April 2007.
- Hirshleifer J** Peak Loads and Efficient Pricing: Comment [Artikel] // Quarterly Journal of Economics. - August 1958. - S. 451 - 462.
- Hogan W.W.** Contract Networks of Electric Power Transmission [Journal] // Journal of Regulatory Economics. - 1992. - S. 211 - 242.
- Houthakker H.S.** Electricity Tariffs in Theory and Practise [Artikel] // Economics Journal. - März 1951. - S. 1 -25.
- Kleindorfer P.R. und Fernando C.S.** Peak-Load Pricing and Reliability under Uncertainty [Journal] // Journal of Regulatory Economics. - 1993. - S. 5 - 23.
- Lee S-U.** Welfare Optimal Price and Capacity Selection under an Ex Ante Maximum Demand Charge [Journal] // Journal of Regulatory Economics. - 1993. - S. 317 - 336.
- Lerner A.P.** The economics of control [Buch]. - New York : [s.n.], 1944.
- Lewis W.A.** The Two-Part Tariff [Artikel] // Economica 8. - August 1941. - S. 249 - 270.
- Marchand M.G.** Pricing Power Supplied on a Interruptable Basis [Journal] // European Economic Review. - 1974. - S. 263 - 274.
- Meier Kurt** Spitzenlasttarifizierung, Ökonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit [Buch]. - Bern und Stuttgart : Paul Haupt, 1983.
- Munasinghe M.** Costs Incurred by Residential Electricity Consumer Due to Power Failures [Journal] // Journal of Consumer Research. - 1980. - S. 361 - 369.
- Munasinghe M. und Sanghvi A.** Reliability of Electricity Supply, Outage Costs and Value of Service: An Overview [Journal] // Bell Journal of Economics. - 1988. - S. 1 - 18.
- Munasinghe M. und Gellerson M** Economic Criteria for Optimizing Power System Reliability Levels [Journal] // Bell Journal of Economics. - 1979. - S. 353 - 365.
- Nick Wolfgang** <http://www.e-bridge.de> [Online]. - 12. 11 2009. - 14. 01 2010. - http://www.e-bridge.de/fileadmin/templates/downloads/DE/VBEW-Zaehlerfachgesprach_Vortrag_Nick_20091112.pdf.
- Oi W.Y.** A Disneyland Dilemma: Two-Part Tariffs for a Mickey Mouse Monopoly [Buch]. - [s.l.] : Quaterly Journal of Economics, 1971. - S. 77 - 96.
- Panzar J.C., Sibley, D.S.** Public utility Pricing under Risk: The Case of Self-Rationing [Journal] // American Economic Review. - 1978. - S. 888 - 895.
- Patrick R.H.** Environmental Regulation Effects on Utility Profitability and Direction:Emission Allowence Endowments and Markets [Artikel] // Economic Innovations in Public Utility Regulation. - 1992.
- Roques F.A.** Market Design for Generation Adequacy: Healing Causes rather than Symptoms [Artikel] // Cambridge Working Paper in Economics. - Dezember 2007.
- Rouzaud Jean-Pierre und Didierjean Anne-Lise** IEEE Website [Online]. - 2005. - 16. Dezember 2009. - http://www.ieee.org/portal/cms_docs_pes/pes/subpages/meetings-folder/T_D_2005_2006/tuesday/pn09/05TD0712.pdf.

- Sanghvi A** Household Welfare Loss Due to Electricity Supply Disruptions [Journal] // *Energy Journal*. - 1983. - S. 33 - 54.
- Schwarz P.M. und Taylor T.N.** Public Utility Pricing Under Risk: The Case of Self-Rationing: Comment and Extension [Journal] // *American Economic Review*. - 1987. - S. 734 - 739.
- Schweppe F. [et al.]** Spot Pricing of Electricity [Buch]. - 1988.
- Spulber D.F.** Capacity-Contingent Nonlinear Pricing by Regulated Firms [Journal] // *Journal of Regulatory Economics*. - 1992b. - S. 299 - 320.
- Spulber D.F.** Optimal Nonlinear Pricing and Contingent Contracts [Journal] // *International Economic Review*. - 1992a. - S. 747 - 772.
- Steiner P.O.** Peak Loads and Efficient Pricing [Artikel] // *Quarterly Journal of Economics*. - 1957. - S. 585 - 610.
- Stern P.C.** Blind Spot in Policy Analysis: What Economics Doesn't Say about Energy Use [Artikel] // *Journal of Policy Analysis and Management*. - 1986. - S. 200 - 227.
- Stoft S** Power System Economics: Designing Markets for Electricity [Artikel] // IEEE Press. - 2002.
- Tenne T.** Concept vangnetontwerp; ten behoeve van marktconsultatie [Artikel] // Arnhem. - 2005.
- Vásquez C., Rivier M. und Pérez-Arriaga I.J.** A market approach to long-term security of supply [Artikel] // *IEEE Transactions on Power Systems* 17. - 2002. - S. 349 - 357.
- Vásquez C. [et al.]** Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options [Artikel] // Conference on Competition and Coordination in the Electricity Industry, Toulouse. - Jänner 2004.
- Vickrey W.S.** Responsive Pricing of Public Utility Services [Journal] // *Bell Journal of Economics*. - 1971. - S. 337 - 346.
- Visscher M.L.** Welfare-Optimizing Price and Output with Stochastic Demand: Comment [Journal] // *American Economic Review*. - 1973. - S. 224 - 229.
- Wegscheider-Pichler Alexandra** Strom- und Gastagebuch 2008 [Artikel] // *Statistik Austria*. - 2009.
- Williamson O.E.** Peak-Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints [Artikel] // *American Economic Review*. - September 1956. - S. 810 - 827.
- Wirtschaftlexikon Gabler [Online]. - 2010. 03 09. -
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/8042/eigenwirtschaftlichkeit-v4.html>.
- Wirtschaftslexikon** Wirtschaftslexikon Gabler Deutschland [Buch]. - [s.l.] :
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/nachfragefunktion.html?referenceKeywordName=Hickssche+Nachfragefunktion>.
- Woo C-K.** Efficient Electricity Pricing with Self-Rationing [Artikel] // *Journal of Regulatory Economics*. - 1990. - S. 69 - 81.