

Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich

Christoph GUTSCHI, Heinz STIGLER

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz
Inffeldgasse 18, A-8010 Graz
Tel. +43 316 873 7900, Fax. +43 316 873 7910 iee@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Kurzfassung:

Der Beitrag erläutert die Bedeutung des Power Demand Side Management zur Reduktion von Lastspitzen in einem Versorgungsgebiet bzw. einer Bilanzgruppe. Hierbei wird primär die österreichische Situation erläutert, aber auch internationale Erfahrungen werden dargestellt. Es werden technische Möglichkeiten für kurzfristige Lastreduktionen in der Industrie vorgestellt und das technische Potenzial für verbraucherseitige Maßnahmen in der österreichischen Industrie wird mit rund 660 MW abgeschätzt. Abschließend wird diskutiert, ob das geltende Tarifsysteem ausreichende Anreize für freiwillige Spitzenlastreduktion bietet.

Keywords:

Demand Side Management, Spitzenlastabdeckung, Energieeffizienz, Spitzenlasttarifierung

1 Einleitung und zentrale Fragestellung

Zu Beginn der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft führten die historisch gewachsenen Reservekapazitäten im Kraftwerksbereich zu niedrigen Strompreisen. In der Folge wurden unrentable und alte Kraftwerke stillgelegt bzw. konserviert. In den ersten Jahren der Liberalisierung erfolgten kaum Investitionen in neue Kapazitäten. Heute sind die historisch gewachsenen hohen Reservekapazitäten großteils abgebaut, zugleich steigt jedoch der Stromverbrauch in den EU-Ländern jährlich um mehr als 2 % an. Zur Sicherung der zukünftigen Stromversorgung ist daher der Bau neuer Erzeugungskapazitäten erforderlich, dies erfordert hohe Investitionen in die europäische Elektrizitätswirtschaft. Gemäß Prognosen von EURELECTRIC sowie der Internationalen Energieagentur (IEA) wird allein in den EU15-Ländern ein Bedarf von etwa 500 – 600 GW an neuen Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2030 geschätzt. Dieser Wert ist etwa zur Hälfte durch Bedarfsanstieg sowie durch die Stilllegung alter Kraftwerke bedingt. Die Investitionskosten für diese neuen Kapazitäten werden auf 500 – 600 Mrd. € geschätzt. [1-4] Hinzu kommt zusätzlicher Investitionsbedarf in Kraftwerkskapazitäten in den neuen EU-Ländern, welche ein überdurchschnittliches Verbrauchswachstum aufweisen. Angesichts des enormen Investitionsbedarfs drängt sich die Frage auf, ob es nicht möglich ist, einen Teil des Bedarfs an Kraftwerkskapazitäten durch Maßnahmen im Bereich des Power Demand Side Management (PDSM) und der Energieeffizienz zu substituieren.

1.1 Zeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs in Österreich

Der Stromverbrauch in Österreich ist jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen. In den Wintermonaten ist eine höhere tägliche Spitzenlast zu erwarten als in den Sommermonaten. Wie in Abbildung 1 dargestellt, wird die saisonale Nachfrageänderung von wöchentlichen und tageszeitlichen Schwankungen überlagert. Die Tagesspitzenlast tritt in den Sommermonaten zur Mittagszeit und in den Wintermonaten in den frühen Abendstunden auf. Der Zeitpunkt und die Höhe der täglichen Spitzenlast sind in der Regel gut prognostizierbar.

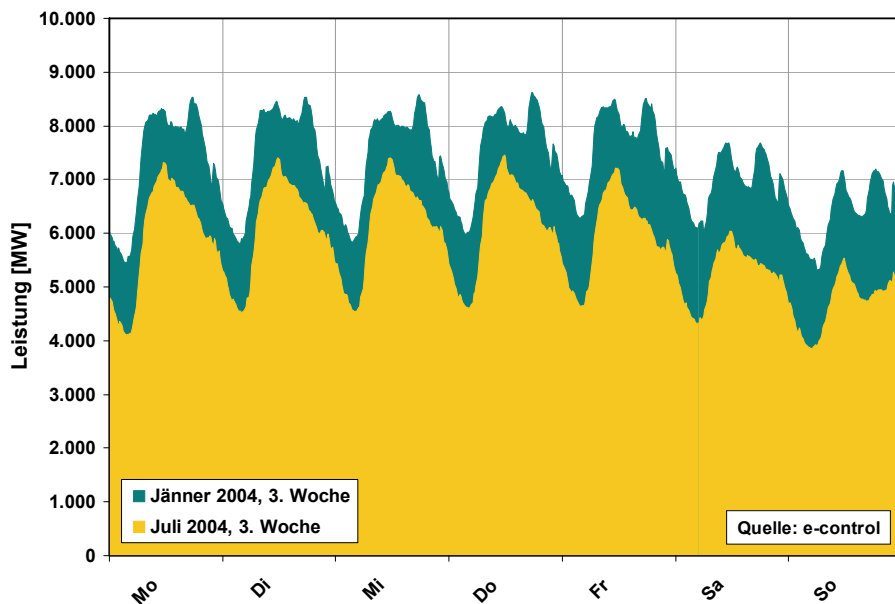
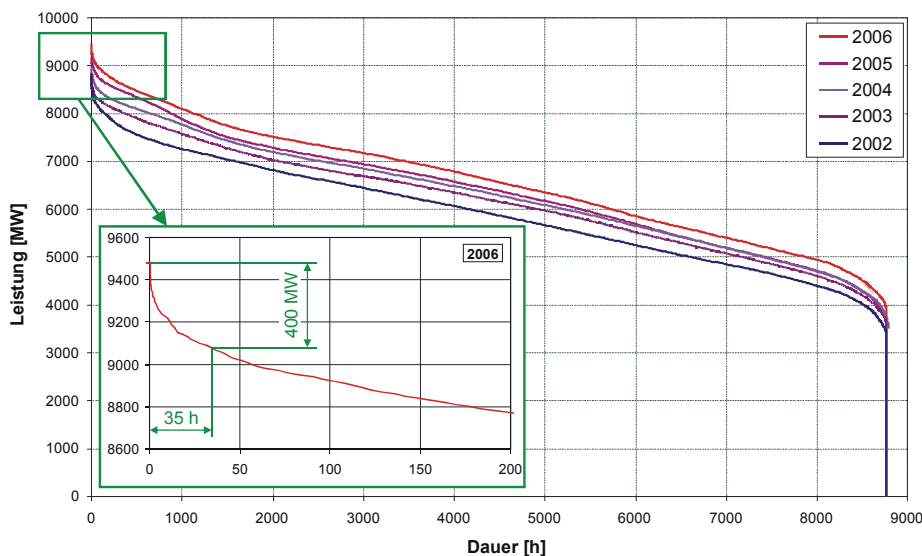


Abbildung 1: Belastungsablauf in Österreich in einer typischen Woche im Winter bzw. Sommer. Die dargestellten Werte beinhalten die Abgabe an die Endverbraucher, die Netzverluste und den Eigenbedarf der an das öffentliche Netz angeschlossenen Kraftwerke, welcher aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, jedoch nicht den Verbrauch für Pumpspeicherung. (Datenquelle: E-Control [5])



Jahr	Lastspitze [MW]	Dauer [h] der „400 MW-Spitze“
2002	8.708	24
2003	8.694	75
2004	8.962	47
2005	9.190	63
2006	9.481	35

Abbildung 2: Dauerlinie des österreichischen Stromverbrauchs für die Jahre 2002 bis 2006 (Abgabe an Endverbraucher, Netzverluste sowie aus dem öffentlichen Netz gedeckter Eigenbedarf der an das öffentliche Netz angeschlossenen Kraftwerke). (Datenquelle: E-Control [5])

Wenn man die zeitlichen Verbrauchsschwankungen als Dauerlinien darstellt (Abbildung 2), wird ersichtlich, dass die jährliche Spitzenlast nur zu wenigen Stunden im Jahr auftritt. Im Jahr 2006 trat im öffentlichen Netz die maximale Lastspitze von 9.480 MW am 25. Jänner um 18:00 auf. Eine Leistung höher als 9080 MW (also um maximal 400 MW weniger als die Jahresspitze) trat nur während einer Dauer von 35 Stunden auf. Die Dauerlinien der Jahre 2002 bis 2005 zeigen eine vergleichbare Charakteristik.

1.2 Aufbringung elektrischer Energie in Österreich

Die von den Kunden verbrauchte elektrische Leistung muss bedarfsgerecht von den Erzeugern ins Netz eingespeist werden. In Österreich erfolgt die Aufbringung vor allem durch Wasserkraftwerke, thermische Kraftwerke sowie Nettostromimporte. Aufgrund der klimatischen Verhältnisse dominiert im Sommer die Produktion aus Wasserkraft. Im Winter liefern die hydraulischen Kraftwerke weniger Energie und die Aufbringung erfolgt vermehrt durch thermische Kraftwerke und Importe, dieser thermisch-hydraulische Verbund ist in Abbildung 3 gut ersichtlich. Aufgrund der geringeren Erzeugung aus Wasserkraft in der kalten Jahreszeit bestimmt die Winterspitze die notwendige Erzeugungskapazität der thermischen Einheiten und folgedessen des gesamten Kraftwerksparks.

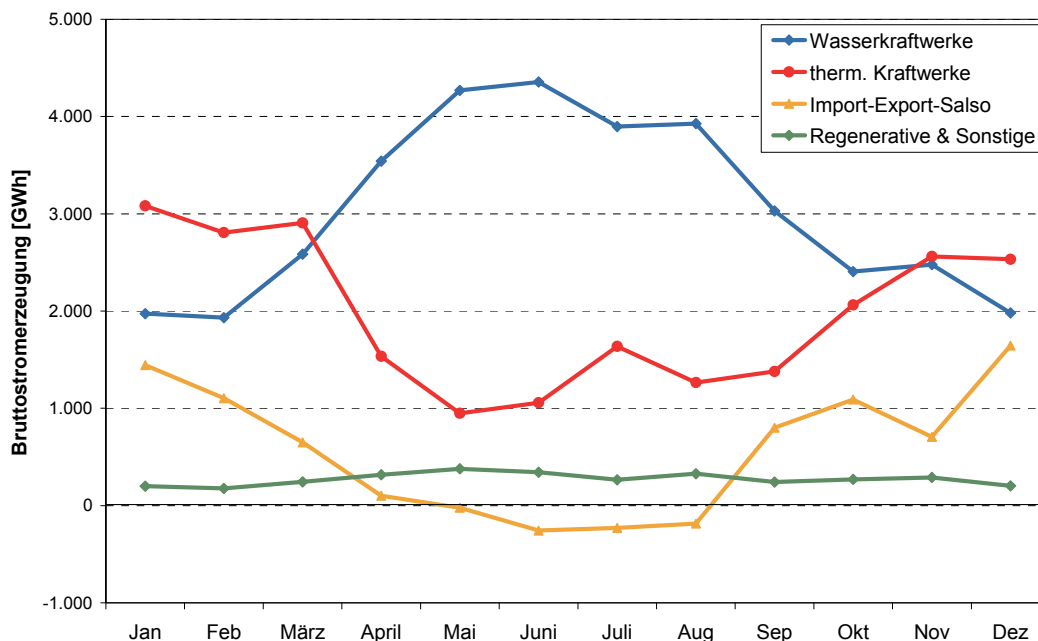


Abbildung 3: Monatliche Bruttostromerzeugung in Österreich im Jahr 2006.
(Datenquelle: E-Control [5])

Neben der planmäßigen Bereitstellung elektrischer Energie müssen zusätzliche Kraftwerkskapazitäten zur Ausregelung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch (Primär- und Sekundärregelung) und zum Ausgleich für ungeplante Ausfälle von Kraftwerken oder Verbrauchern (Minutenreserve) ständig verfügbar sein. Im Jänner 2008 beträgt der erwartete Bedarf an Minutenreserve in der Regelzone APG (Österreich ohne Tirol und Vorarlberg) ca. 100 MW für Lieferung und ca. 125 MW für Bezug.

2 Verbraucherseitige Maßnahmen zur Spitzenlastabdeckung

2.1 Grundlegendes

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch kann nicht nur durch die Bereitstellung entsprechender Kraftwerkskapazitäten erfolgen, sondern auch durch eine verbraucherseitige Beeinflussung der Last. Neben der seit Langem etablierten Rundsteuerung, welche vor allem zur Laststeuerung für Elektrowärmeanwendungen eingesetzt wird, werden vielfältige weitere Möglichkeiten

diskutiert, beispielsweise Tariferreize für Privatkunden und Gewerbebetriebe, um eine freiwillige tageszeitabhängige Lastreduktion zu bewirken. Da jedoch in der Regel noch keine geeigneten Zähler vorhanden sind, sind diese Methoden derzeit nur in sehr geringem Maße umsetzbar. Weiters wird abschaltbare Leistung im Gewerbebereich teilweise angeboten. Von übergeordneter Bedeutung sind jedoch Maßnahmen im industriellen Bereich, weil hier mit vergleichsweise wenig organisatorischem und steuerungstechnischem Aufwand hohe Verbraucherleistungen beeinflusst werden können.

Im industriellen Bereich können mehrere Möglichkeiten zur Verfügung stehen. Im Idealfall sind einzelne überdimensionierte Anlagenteile vorhanden, welche bei Vorhandensein eines ausreichenden Produktspeichers kurzzeitig abgeschaltet werden können, ohne dass der Gesamtproduktionsprozess dadurch beeinflusst wird. Weiters sind in manchen Fällen Notstromaggregate oder stillstehende Eigenerzeugungsanlagen vorhanden, welche bei entsprechender Eignung zum Netzparallelbetrieb als zusätzliche Erzeugungskapazitäten herangezogen werden können. Eine dauerhafte Reduktion von Leistungsspitzen kann eine Verlagerung wöchentlicher Wartungsarbeiten vom Wochenende auf einen Wochentag bringen, wobei in der Regel jedoch zusätzliche Kosten für die Auslagerung der Produktion auf das Wochenende anfallen. Weiters stellt sich die Frage, ob eine Verlagerung von Betriebsurlauben eine sinnvolle Lösung darstellen kann. Letztendlich kann auch die freiwillige kurzzeitige Unterbrechung der Produktion eines Betriebs in Erwägung gezogen werden. Aufgrund der dabei auftretenden hohen Kosten, d.h. des Verlustes an Wertschöpfung, kann diese Möglichkeit jedoch nur als Notfallsmaßnahme betrachtet werden.

Neben der Verringerung der Spitzenlast und der dafür notwendigen Kraftwerkskapazitäten hat die Verschiebung des Verbrauches von Spitzenlast- in Niederlastzeiten eine Vergleichmäßigung des Lastprofils zur Folge. Daraus ergibt sich ein weiterer Vorteil für die Elektrizitätsunternehmen durch die bessere Auslastung des Kraftwerksparks. Durch die Vergleichmäßigung des Lastprofils könnte theoretisch auch eine Verringerung der quadratisch zunehmenden ohmschen Leitungsverluste (I^2R) im Stromnetz erreicht werden.

Die im Rahmen des Lastmanagements involvierten Verbraucher haben den Vorteil, dass sie günstigere Tarife erzielen können, was angesichts der Entwicklung der Strompreise in den letzten Jahren insbesondere für stromintensive Industriebranchen von hoher Bedeutung sein kann.

In Ländern mit einem hohen Windkraftanteil wie Deutschland können verbraucherseitige Maßnahmen auch dazu eingesetzt werden, dem Bedarf an Reservekraftwerken bzw. Ausgleichsenergie zu verringern (vgl. Klobasa [6]).

Weiters können verbraucherseitige Maßnahmen gezielt eingesetzt werden, um in Ausnahmesituationen des Übertragungsnetzes effektiv reagieren zu können.

2.2 Der Energiedienstleistungsspeicher als Idealfall des PDSM

Die Nutzung von Energiedienstleistungsspeichern (EDLS) stellt eine elegante, kurzfristig realisierbare und kostengünstige Maßnahme zur Lastbeeinflussung in Industriebetrieben dar. Die dahinter stehenden Überlegungen sollen in Folge dargestellt werden.

Im Normalfall wird elektrische Energie nicht direkt „konsumiert“, sondern zur Erbringung einer Energiedienstleistung eingesetzt. Diese Energiedienstleistung kann beispielsweise die Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen wie Licht, Druckluft, Wärme oder Kälte darstellen oder etwa in industriellen Produktionsprozessen die Veränderung der Eigenschaften und Erscheinungsformen von Materialien bewirken, z.B. beim Trocknen, Umformen, Mahlen, Schreddern, Sieben, Mischen oder Beschichten. In der industriellen Produktion tritt das Resultat der Energiedienstleistung zumeist als Änderung des physikalischen oder chemischen Zustandes eines Zwischen- oder Endprodukts in Erscheinung. Oftmals ist es möglich, diese Produkte im Voraus zu produzieren und zu

lagern, dabei wird eigentlich die Energiedienstleistung gespeichert. Beispielsweise ist die Energiedienstleistung in einer Mühle das Mahlen von Getreide zu Mehl. Das Mehl kann in einem Silo gelagert werden, der Silo stellt daher einen Energiedienstleistungsspeicher (EDLS) dar. Durch den gezielten Einsatz derartiger EDLS kann eine Entkopplung des Zeitpunkts des Stromverbrauchs vom Zeitpunkt der Nachfrage nach der Energiedienstleistung erreicht werden. Der EDLS stellt daher eine Möglichkeit der indirekten Speicherung von elektrischer Energie dar. In der Industrie sind derartige Speicher (Vorlagen, Bunker, Tanks, Lager, etc.) vielfach vorhanden, da verschiedene Produktionsschritte oft unterschiedliche Produktionskapazitäten oder Chargendauern aufweisen. Diese Gegebenheit ist in Abbildung 4 schematisch dargestellt.

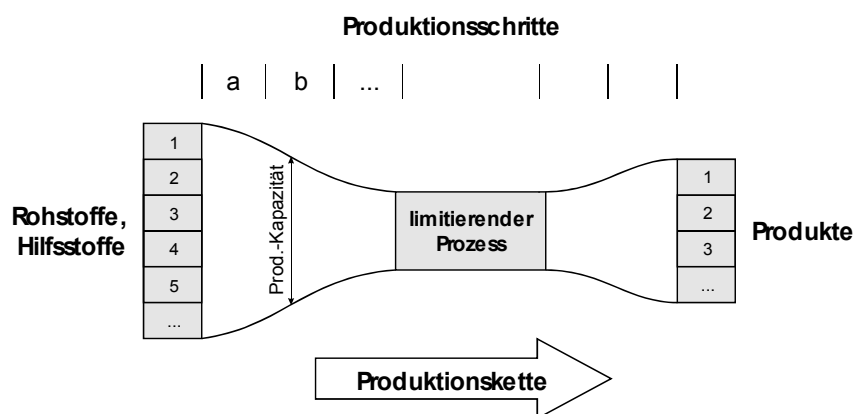


Abbildung 4: Schematische Darstellung unterschiedlicher Produktionskapazitäten in einer Produktionskette. [7]

In der Regel ist die Produktionskapazität einer Anlage durch einen limitierenden Produktionsschritt begrenzt, meist ist dies der Apparat mit den höchsten Investitionskosten. Der limitierende Anlagenteil wird im Dauerbetrieb genutzt, während bei den vor- und nachgeschalteten Produktionsschritten oftmals gewisse Überkapazitäten bzw. Redundanzen vorhanden sind, z.B. um teure Nachtarbeit und Wochenendbetrieb vermeiden zu können. Damit bei Ausfall oder Wartung eines Anlagenteils nicht die gesamte Produktionskette zum Stillstand kommt, sind in vielen Fällen Zwischenproduktspeicher installiert, welche eine fortlaufende Produktion der vor- und nachgeschalteten Anlagenteile ermöglichen. Wenn diese Zwischenproduktspeicher als EDLS eingesetzt werden, besteht in einigen Industriebetrieben die Möglichkeit, in Spitzenlastzeiten die aus dem Netz bezogene elektrische Leistung zu reduzieren. In diesem Fall kann der Industriebetrieb zur Verringerung der Leistungsspitze eines Verteilnetzes oder einer Bilanzgruppe beitragen, ohne dass seine Produktionsmenge verringert wird. Der EDLS ermöglicht somit eine rein organisatorische und daher kostengünstige Maßnahme des Spitzenlastmanagements. Die Tatsache, dass in vielen Betrieben Spitzenlastwächter verwendet werden, welche mittels Abwurf von Maschinen das Überschreiten einer eingestellten Maximalleistung verhindern, unterstreicht die technische und organisatorische Machbarkeit der Abschaltung vieler industrieller Produktionsprozesse.

2.3 Relevante Branchen für industrielles PDSM

Verbraucherseitige Maßnahmen können mit dem geringsten organisatorischen und steuerungstechnischen Aufwand dort eingesetzt werden, wo einzelne große Stromverbraucher vorhanden sind, daher sind (bezogen auf die gleiche schaltbare Leistung) Maßnahmen in Großbetrieben einfacher und kostengünstiger realisierbar als in kleinen Gewerbebetrieben oder Haushalten. Die Bereitschaft von Industriebetrieben, an der Umsetzung verbraucherseitiger Maßnahmen mitzuwirken, hängt andererseits von betriebsinternen Kosten-Nutzen-Überlegungen ab. Betriebe mit einem hohen Stromkostenanteil können von tariflichen Anreizen am meisten profitieren und werden somit am ehesten bereit sein, an PDSM-Maßnahmen teilzunehmen.

Gemäß Abbildung 5 sind dies die stromintensiven Branchen:

- Papier und Pappe,
- Eisen und Stahl,
- Bergbau, Steine und Erden,
- Chemie,
- Nichteisenmetalle sowie
- Gießerei.

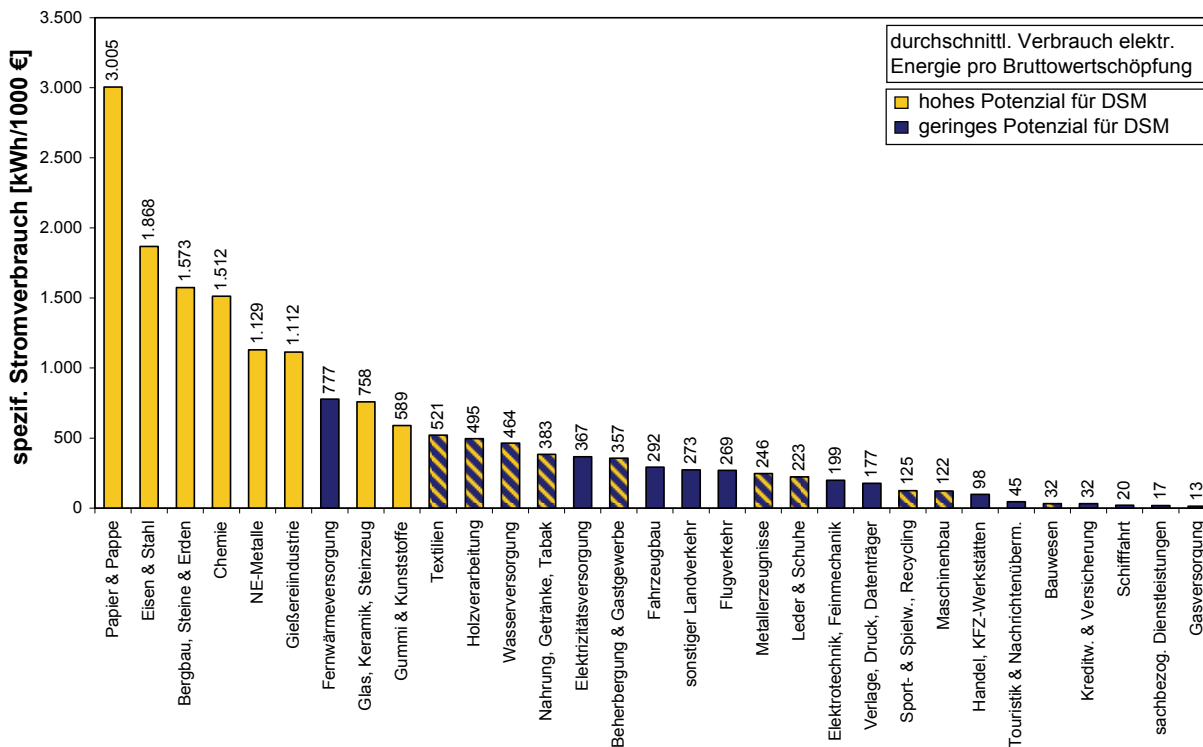


Abbildung 5: Abschätzung der Stromintensität österreichischer Wirtschaftsbranchen in Relation zur Bruttowertschöpfung für das Jahr 2002, basierend auf Zahlen von Statistik Austria [7-10].

2.4 Demonstrative Beispiele für PDSM-Potenziale in der Industrie

2.4.1 Steine und Erden

In Betrieben der Branche Steine und Erden besteht oftmals sehr hohes Potenzial für PDSM. In dieser Branche sind mehrere wesentliche Faktoren vorhanden, welche die Durchführung von Lastmanagement erleichtern. Zum einen gilt diese Branche als stromintensiv, insbesondere die zahlreichen Zerkleinerungsvorgänge konsumieren viel elektrische Energie. Je kleiner die zu mahlende Korngröße ist, umso stromintensiver wird das Produkt, was sich z.B. in der Zement- oder Kalkproduktion bemerkbar macht. Neben den diversen Mühlen und Brechern gibt es weitere leistungsstarke Verbraucher wie Abscheider, Siebe, Fördereinrichtungen oder Gebläse. Diese leistungsstarken Maschinen sind meist relativ einfach aufgebaut, sodass sie kurzfristig vom Netz genommen werden können. Da die Strombezugskosten einen wesentlichen Teil der Erzeugungskosten ausmachen, sind bereits heute in vielen Betriebsstätten Lastwächter installiert, die bei Überschreiten einer definierten Leistungsgrenze bestimmte Verbraucher gezielt vom Netz schalten. Aufgrund der saisonal stark schwankenden Auslastung der Branche werden die Leistungsgrenzen in den Wintermonaten oftmals niedriger eingestellt als in den Sommermonaten. Dies ist z.B. in Abbildung 6 anhand der monatlichen Leistungsspitze des Betriebs A im Jahr 2000 zu erkennen.

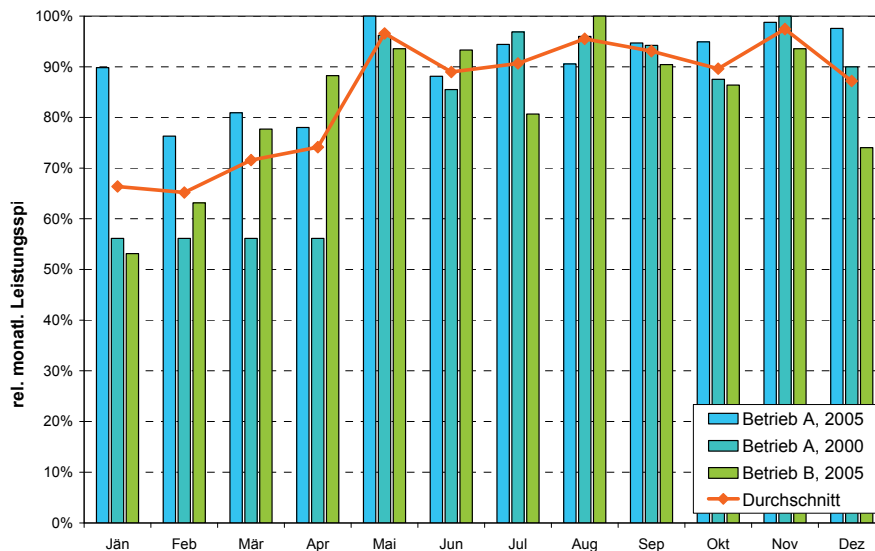


Abbildung 6: Jahresverlauf der monatlichen Leistungsspitze in zwei steirischen Schotterwerken; zwecks besserer Vergleichbarkeit sind die Werte auf die jeweilige Jahresspitze bezogen.

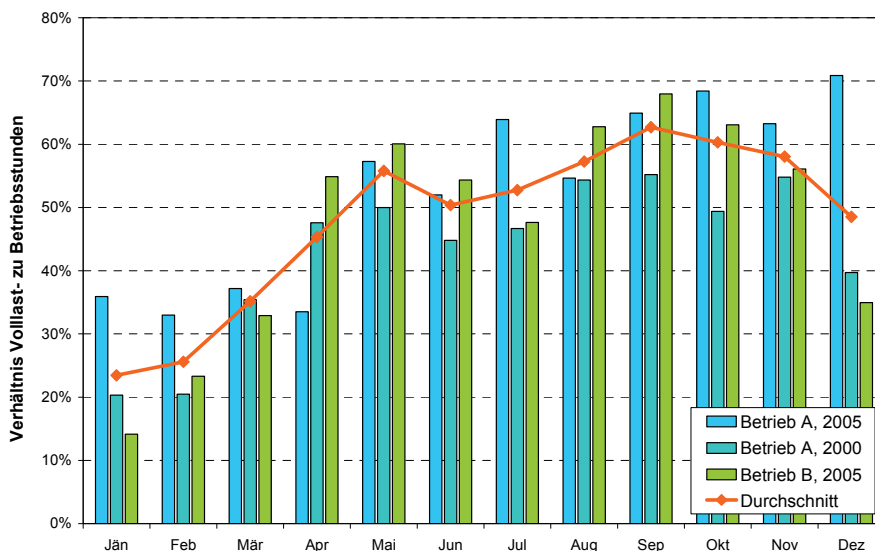


Abbildung 7: Monatlicher Verlauf des Verhältnisses von Volllaststunden zu Betriebsstunden in zwei steirischen Schotterwerken.

Die geringe Auslastung des elektrischen Anlagenparks in den Wintermonaten unterstreicht, dass diese Branche für PDSM sehr gut geeignet ist. In Abbildung 7 ist das Verhältnis der Volllaststunden zu den Betriebsstunden im monatlichen Verlauf abgebildet, man erkennt, dass in den Monaten Jänner bis März die Anlagen nur wenig ausgelastet sind. In Monaten mit wenigen Volllaststunden ist eine zeitliche Lastverschiebung durch den gezielten Einsatz des Anlagenparks in lastschwachen Zeiten und Lagerung des Produkts auf Halde oder in einem Silo am einfachsten möglich. Der Stromverbrauch der Branche Steine und Erden verläuft jahreszeitlich antizyklisch zum österreichischen Gesamtstromverbrauch, das macht die Branche besonders geeignet für den Einsatz von EDLS. Die Lastspitze wird in Österreich im Winter an den kältesten Tagen erreicht. Zugleich ist die Bauwirtschaft in dieser Jahreszeit klimabedingt nur wenig ausgelastet. Somit werden die Erzeugungskapazitäten der Zulieferbetriebe in den Wintermonaten nicht voll genutzt und eine Verlagerung der Produktion von Spitzenlast- in Schwachlastzeiten ist vergleichsweise einfach möglich. Weitere Vorteile sind das wenig kapitalintensive Produkt sowie die oftmals äußerst kostengünstigen Speichermöglichkeiten wie Freilager oder Schotterboxen. Lediglich bei sehr feinkörnigem Material, welches vor Witterung geschützt werden muss, sind Silos oder Lagerhallen erforderlich.

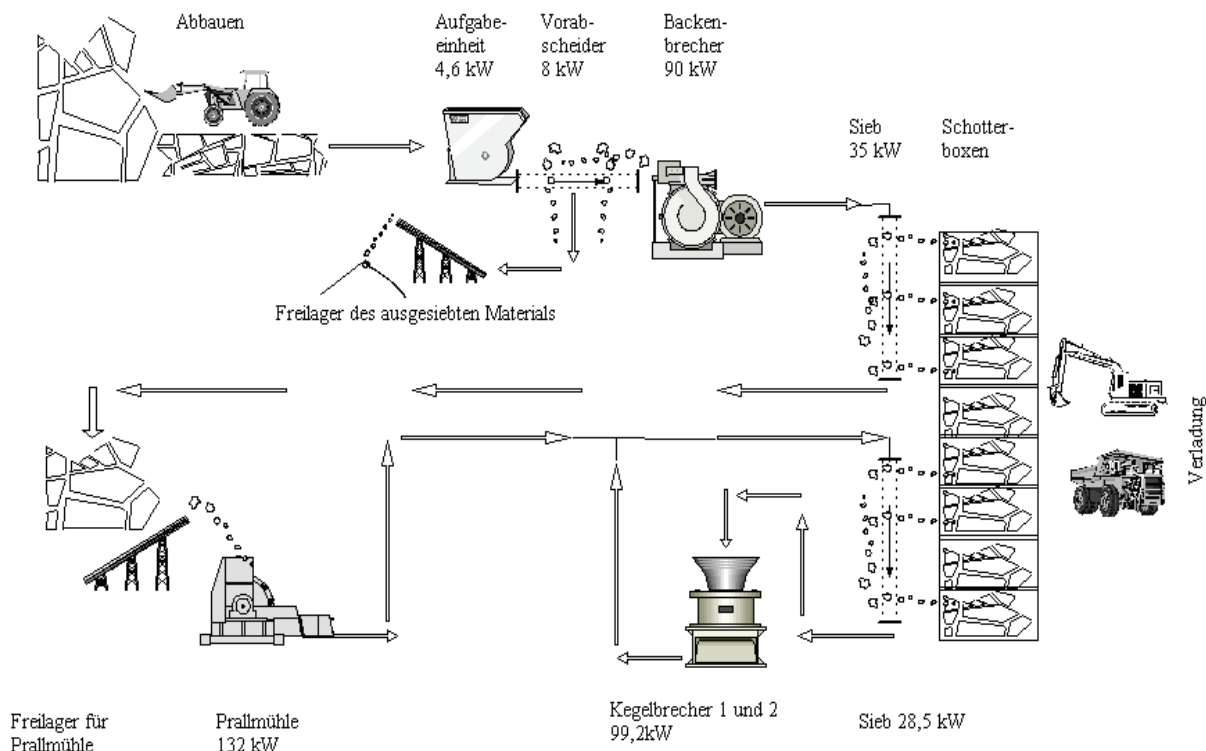


Abbildung 8: Materialflussbild eines Schotterwerks mit Angabe der wesentlichsten Stromverbraucher. [11]

Das Fließbild in Abbildung 8 demonstriert die genannten Gegebenheiten anhand des Beispiels eines typischen Schotterwerks. Die leistungsstärksten Verbraucher in diesem Betrieb sind die Prallmühle und der Kegelbrecher zur Erzeugung von Feinfraktionen sowie der Backenbrecher, die Siebe und der Vorabscheider für die Grobfraktionen. Alle diese Maschinen können mit einer Vorlaufzeit von wenigen Minuten bzw. teilweise direkt vom Netz genommen werden. Daher sind Spitzenlastwächter mit automatischem Lastabwurf in der Branche weit verbreitet.

Betriebe der Branchen Bergbau sowie Steine und Erden haben in Österreich einen durchschnittlichen Stromverbrauch von rund 2000 MWh/a. Abgesehen von großen Bergbaubetrieben und Zementwerken liegt die durchschnittliche Leistungsgröße meist im Bereich von 500 kW bis 2 MW. Dies ist zwar im Vergleich zu Papierfabriken oder Stahlwerken nicht sehr hoch, jedoch gibt es bundesweit eine Vielzahl von Unternehmen mit einem ähnlichen Maschinenpark. In Kombination mit der einfachen Umsetzbarkeit ergibt dies ein bedeutendes Potenzial für verbraucherseitiges Lastmanagement.

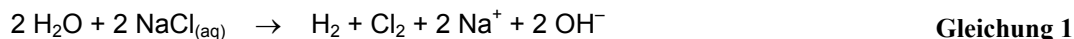
2.4.2 Stromintensive chemische Industrie

Die Produktionsprozesse in der chemischen Industrie sind unterschiedlichster Natur, eine generelle Aussage über Potenziale für PDSM kann daher nicht getätigt werden. Als potenzialmindernd wirkt sich in der chemischen Industrie oftmals die Komplexität der Produktionsprozesse mit vielen aufeinander abgestimmten Verfahrensschritten aus. Durch die gegenseitige Abhängigkeit der einzelnen Verfahrensschritte sind Änderungen in einem einzelnen stromintensiven Produktionsschritt vielfach nur begrenzt möglich, um die Stabilität der restlichen Anlagenteile nicht zu gefährden. Bei genauerer Betrachtung einzelner Betriebe oder Produktionsprozesse können dennoch oftmals Potenziale für Lastmanagement identifiziert werden. Beispielhaft für die Vielzahl an Möglichkeiten werden die Chlor-Alkali-Elektrolyse und die Kalziumkarbid-Produktion kurz dargestellt.

Chlor-Alkali-Elektrolyse

Die Chlor-Alkali-Elektrolyse zählt zu den technischen Grundreaktionen und ist in jedem entwickelten Wirtschaftsraum anzutreffen. Im Jahr 2000 gab es in Westeuropa 79 Produktionsstätten mit insgesamt 93 Einheiten, weltweit gibt es rund 500 Anlagen. Im Jahr 1999 wurden in Deutschland 3,6 Mio. t Chlor hergestellt, was 39 % der westeuropäischen Produktion entspricht. Die durchschnittliche Anlagenauslastung liegt zwischen 80 % und 95 %.

Bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse wird eine gesättigte Natriumchlorid-Sole auf galvanischem Weg in die Produkte Chlorgas, Wasserstoff und Natronlauge zerlegt. In Gleichung 1 ist die Summenreaktion der chemischen Prozesse in einer Elektrolysezelle dargestellt. [12,13]

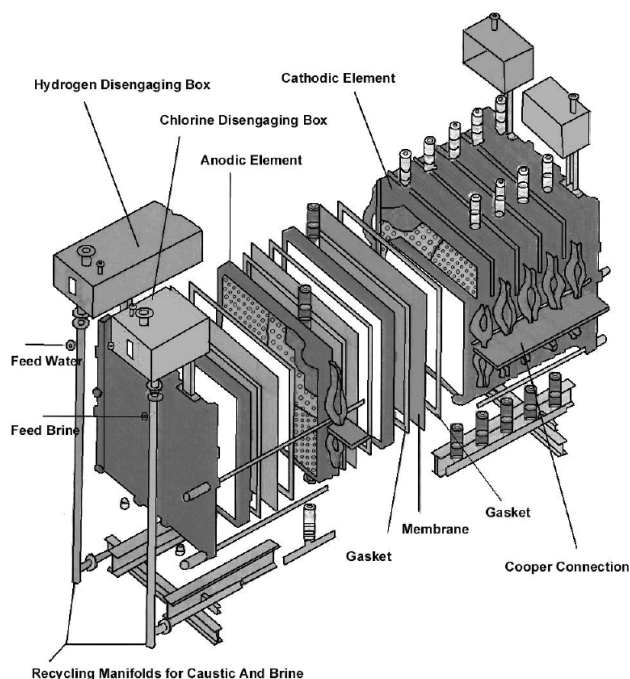


Zur industriellen Chlor-Alkali-Elektrolyse werden heute drei unterschiedliche Verfahren eingesetzt: das Quecksilber-Amalgam-Verfahren, das Diaphragma-Verfahren und das Membranverfahren. Jedes dieser Verfahren ist als sehr energieintensiv zu betrachten. Obwohl das Membranverfahren heute den Stand der Technik bzgl. Energieverbrauch und Umweltauswirkungen darstellt, arbeiten ein Großteil der bestehenden Anlagen noch nach dem Amalgam- oder Diaphragma-Verfahren. Die Eckdaten der drei Produktionsverfahren sind in Tabelle 1 zusammengefasst. [12,13]

Tabelle 1: Typische Parameter des Stromverbrauchs der industriellen Chlor-Alkali-Elektrolyse. [13]

	Amalgam-Verfahren	Diaphragma-Verfahren	Membran-Verfahren
theoretische Zellenspannung [V]	3,15	2,19	2,19
reale Zellenspannung [V]	3,9 – 4,2	2,9 – 3,5	3 – 3,6
Stromdichte [kA/m^2]	8 – 13	0,9 – 2,6	3 – 5
Stromeinsatz für Elektrolyse [$\text{kWh}_{\text{AC}}/\text{t}_{\text{Cl}_2}$]	3360 bei 10 kA/m^2	2720 bei $1,7 \text{ kA/m}^2$	2650 bei 5 kA/m^2
Stromeinsatz für Zusatzaggr. [$\text{kWh}_{\text{AC}}/\text{t}_{\text{Cl}_2}$]	200	250	140
gesamter Stromeinsatz [$\text{kWh}_{\text{AC}}/\text{t}_{\text{Cl}_2}$]	3560	2970	2790
Dampfeinsatz [$\text{kWh}/\text{t}_{\text{Cl}_2}$]	0	610	180
gesamter Energieeinsatz [$\text{kWh}/\text{t}_{\text{Cl}_2}$]	3560	3580	2970

Der Anteil der elektrischen Energie an den Erzeugungskosten wird auf mindestens 35 % geschätzt. Aufgrund der hohen relativen Stromkosten ist die Durchführung von PDSM-Maßnahmen diskussionswürdig. Der Elektrolyseur kann sehr schnelle Leistungsänderungen durchführen, jedoch ist die Stabilität der nachfolgenden Verfahrensschritte zu beachten. Laut Auskunft eines Anlagenbetreibers kann eine Leistungsänderung von 1,4 % der Nennleistung pro Minute problemlos durchgeführt werden; durch entsprechende vorbereitende Maßnahmen könnte die Änderungsrate noch erhöht werden. Bei dieser Reaktionsfähigkeit wäre es denkbar, dass derartige Elektrolyseanlagen einen Teil ihrer Kapazität sogar als Regelenergie zur Frequenzregelung anbieten könnten. Wenn z.B. 10 % der gesamten Leistungsaufnahme als Regelenergie zur Verfügung stehen sollten, so würde die relative Änderungsrate des Leistungsbezugs für dieses virtuelle Kraftwerk das Zehnfache der Änderungsgeschwindigkeit der Gesamtanlage ausmachen, in diesem Fall also mindestens 14 %/min. Im deutschen Regelenergiemarkt muss die als Minutenreserve angebotene Leistung binnen 15 min in vollem Umfang zur Verfügung stehen [14], die Elektrolyseanlage ist aus technischer Sicht also in der Lage, Minutenreserveleistung bereitzustellen. Zur Bereitstellung von Sekundärregelenergie muss die volle Leistung eines Kraftwerks binnen 5 min vollständig bereitgestellt werden können [15], dies entspricht einer Änderungsrate von 20 %/min, was nach vorbereitenden Maßnahmen in der Anlage ebenfalls als realistisch eingeschätzt werden kann. Somit kann ein Verbund von Elektrolyseanlagen in einer Regelzone als „Negawatt“-Kraftwerk zur Bereitstellung von Regelenergie fungieren.



In Abbildung 9 ist der Aufbau eines Membran-elektrolyseurs dargestellt. Die durchschnittliche Anlagengröße liegt in Westeuropa bei einer Kapazität von 25 – 200 kt/a [13]. Die Elektrolyse ist naturgemäß stromintensiv, beim Membranverfahren verursacht die Erzeugung von 1 t Chlor und 1,13 t Natriumhydroxid einen Stromverbrauch von 2,2 – 2,6 MWh_{el} und einen Dampfverbrauch von 0,2 – 0,4 MWh_{th} [75]. Insgesamt ist die Elektrolyse für mehr als 90 % des gesamten Stromverbrauchs in einem Chlor erzeugenden Betrieb verantwortlich. Bei einer Anlagengröße von 50 kt_{Cl}/a und einer mittleren Benutzungsdauer von 8000 h ist eine kontinuierliche Leistungsaufnahme von rund 17,4 MW_{el} erforderlich.

Abbildung 9: Aufbau eines monopolaren Membran-elektrolyseurs. [13]

Das Potenzial der Chlor-Alkali-Elektrolyse als Negawatt-Kraftwerk für Regelleistung soll durch eine einfache Abschätzung demonstriert werden. In Deutschland gab es im Jahr 2000 insgesamt 23 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 4282 kt_{Cl}/a. Bei Annahme einer Betriebsdauer von 8760 h/a verursachen diese Anlagen eine Bandlast von insgesamt 1.548 MW. Weiters wird angenommen, dass jede Anlage die Stromaufnahme mit einer Geschwindigkeit von 1,5 %/min verändern kann, ohne dass dadurch Probleme in den nachfolgenden Produktionsschritten auftreten. In der Praxis kann diese Leistungsänderungsrate wahrscheinlich weiter erhöht werden. Die Anlagen können somit in 5 min ihre Leistungsaufnahme um 127 MW und in 15 min um 380 MW verändern. Die Anlagenbetreiber könnten daher zusammen entweder 127 MW Sekundärregelleistung oder 380 MW Minutenreserveleistung liefern (siehe Tabelle 2). Die kontinuierliche Produktion der Anlagen wird dadurch nur um max. 7,5 % bzw. 22,5 % beeinflusst und es kommt dabei zu keinen spontanen Lastabwürfen.

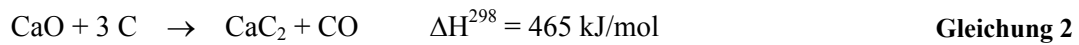
Tabelle 2: Abschätzung des Potenzials zu Bereitstellung von Regelleistung durch Chlor-Alkali-Elektrolyse Anlagen in Deutschland (Stand Juni 2000)

Chlor-Alkali-Elektrolyse in Deutschland	Verfahren				Summe
	Quecksilber	Diaphragma	Membran	andere	
Anzahl der Anlagen	13	3	4	3	23
Kapazität [kt]	1762	1446	844	230	4.282
typ. Stromverbrauch [MWh/kt]	3560	2970	2790	2790*	12.110
Jahresstromverbrauch [MWh] bei 100% Auslastung	6.272.720	4.294.620	2.354.760	641.700	13.563.800
Bandlast (P _N) bei 8760 h/a [MW]	716,1	490,3	268,8	73,3	1.548
mögliche Leistungsänderung					
in 1 min (1,5% v. P _N) [MW]	10,74	7,35	4,03	1,10	25,4
in 5 min (7,5 % v. P _N) [MW] Sekundärregelleistung	53,7	36,8	20,2	5,5	127
in 15 min (22,5 % v. P _N) [MW] Minutenreserve	161,1	110,3	60,5	16,5	381

*Annahme

Erzeugung von Calciumcarbid

Calciumcarbid in technischer Reinheit wird in einem dreiphasigen Lichtbogenofen bei 1800 – 2100 °C aus Branntkalk und Koks erzeugt. Die Reaktion gemäß Gleichung 2 ist endotherm, als Nebenprodukt entsteht Kohlenmonoxidgas. [12]



Die benötigte Hochtemperaturwärme wird heute ausschließlich elektrisch zugeführt, im Arbeitsbereich treten Spannungen von 100 – 300 V und Ströme bis zu 150 kA auf, der Leistungsfaktor liegt bei ca. 0,95. Bereits die ersten elektrisch beheizten Öfen zu Anfang des zwanzigsten Jahrhunderts hatten Leistungen von 3 MW bis 7,5 MW, heute liegt der Leistungsbedarf bei bis zu 60 MW. Der Energiebedarf für die Produktion von Calciumcarbid ist enorm, der theoretische Mindestbedarf an elektrischer Energie zur Beheizung der endothermen Reaktion liegt bei rund 2 MWh/t_{CaC₂}. Ein moderner Ofen benötigt für die Erzeugung einer Tonne Calciumcarbid der Qualitätsklasse 300-L neben 950 kg Kalk und 550 kg Koks an Rohstoffen rund 3,1 MWh_{el} an Energiezufuhr sowie 20 kg Elektrodenmaterial. [12]

Die Lagerung von Calciumcarbid unterliegt speziellen Vorschriften, da bei Kontakt mit Wasser explosive Gemische aus Acetylen und Luft entstehen können [12]. Die sachgemäße Lagerung ist jedoch seit Jahrzehnten Stand der Technik, daher ist eine Vorausproduktion bei ausreichenden Erzeugungskapazitäten möglich. Ein entsprechend genutzter EDLS könnte also relativ einfach realisiert werden.

Mitarbeiter eines Calciumcarbid produzierenden Betriebs bestätigten die technische Eignung der Anlage zur Durchführung von PDSM. Laut telefonischer Auskunft wird der eingesetzte Elektroofen bei 2000 °C betrieben und mit ca. 170 V versorgt. Ausgehend vom Normalbetrieb mit einer durchschnittlichen Leistungsaufnahme von 17 MW kann die Leistung des Ofens bei Anfrage des versorgenden Elektrizitätsunternehmens in 30 min auf 10 MW reduziert werden. Neben dem Elektroofen existieren im betrachteten Betrieb weitere stromintensive Anlagenteile wie z.B. Brecher, welche eine Leistung von bis zu 7 MW benötigen. Auch hier kann ein gewisses Reduktionspotenzial angenommen werden.

2.4.3 Weitere Potenziale

Weitere bedeutende Potenziale für PDSM sind

- in der **Papierindustrie** (Schleifer, Refiner),
- **Zement- und Kalkproduktion** (Mühlen, Brecher, Notstromaggregate),
- in der **Elektrostahlerzeugung** (Lichtbogenöfen)
- und bei **Nichteisenmetallen** (Aluminium, Kupfer)

gegeben. Weitere Möglichkeiten können z.B. bei **galvanischen Prozessen**, bei großen **Klima- und Kälteanlagen** (Kältespeicher), bei **Elektrowärmeanwendungen** (Rundsteuerung) oder der **Wasserversorgung** bestehen. Auf diese Potenziale sowie begünstigende und hemmende Faktoren wurde bereits in früheren Veröffentlichungen [6,7,16] näher eingegangen. Bei näherer Betrachtung lassen sich in sehr vielen Produktionsbetrieben spezifische Potenziale identifizieren.

Vielfach besteht jedoch sowohl bei Elektrizitätsunternehmen als auch in den Betrieben ein Informationsdefizit bzgl. der Vorteilen und Möglichkeiten des PDSM, sodass diese Potenziale oftmals ungenutzt bleiben.

3 Abschätzung der Potenziale für DSM-Maßnahmen

3.1 Internationale Erfahrungen

In den skandinavischen Ländern wurden die Potenziale von Lastreduktionsmaßnahmen genau untersucht. In Schweden lag die Jahreshöchstlast 2004 bei rund 26,4 GW. Für industrielle Großverbraucher errechnet eine schwedische Studie ein Potenzial von mindestens 500 MW. Für den kurzzeitigen Zugriff auf Elektrowärmegeräte über Rundsteuerung wird ein Potenzial von mindestens 10 GW angenommen. Dieser hohe Wert ergibt sich durch die starke Verbreitung diverser Elektrowärmeanwendungen in Schweden. [17,18]

Eine Abschätzung der theoretischen Demand Response Potenziale in Deutschland [6] ermittelte bedeutende Leistungen für industrielles Lastmanagement. In der Branche Chemie wurde ein Potenzial von 580 MW abgeschätzt, in der Branche Papier 810 MW, in der Branche Eisen und Stahl 400 MW, bei Nichteisenmetallen rund 300 MW und bei der Zementerzeugung 180 MW. [6]

3.2 Erhebung der UCTE

Auch die Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) schließt seit wenigen Jahren die Möglichkeit des verbraucherseitigen Lastmanagements in ihre Prognosen bzgl. der erforderlichen Erzeugungskapazitäten im UCTE-Netzbereich ein. Daher werden inzwischen auch die Möglichkeiten für PDSM in den einzelnen Ländern bzw. Regelzonen erhoben. Die Ergebnisse der Erhebungen der Jahre 2006 und 2007 sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Demnach werden bereits heute in der UCTE Maßnahmen zur Lastreduktion im Umfang von mind. 11.450 MW eingesetzt. Es ist auffallend, dass PDSM in den einzelnen Ländern in sehr stark unterschiedlichem Umfang eingesetzt wird.

Tabelle 3: UCTE-Länder, welche verbraucherseitiges Lastmanagement gemeldet haben. [19-22]

Land	Jahreshöchstlast 2006 [MW]	Maßnahmen zur Lastreduktion				Verhältnis DSM-Potenzial zu Jahreshöchstlast
		2006 [MW]	Jan. 2007 [MW]	Juli 2007 [MW]	Prognose 2008 [MW]	
Belgien	13.848	200	200	200	200	1,4%
Deutschland	77.800	-	100	100	200	0,3%
Frankreich	86.280	3.900	3.700	1.000	3.600	4,2%
Griechenland	9.889	-	k. A.	k. A.	400	4,0%
Italien	55.619	-	-	-	4.000	7,2%
Luxemburg	1035	-	-	-	20	1,9%
Montenegro	742*	-	-	-	30	4,0%
Niederlande	16.469	k. A.	1.000	1.000	1.000	6,1%
Polen	22.673	-	k. A.	k. A.	-	-
Portugal	8.804	-	k. A.	k. A.	-	-
Rumänien	8.151	k. A.	k. A.	k. A.	-	-
Schweiz	10.200	-	k. A.	k. A.	-	-
Slowenien	2.075	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	-
Spanien	41.907	2.000	2.000	2.000	2.000	4,8%
Tschechien	10.484	k. A.	100	100	-	1,0%
Ungarn	6.074	k. A.	0	0	0	0,0%
West-Ukraine	1.028	45	-	-	-	4,4%
	Summe	mind. 6.145	mind. 7.100	mind. 4.400	mind. 11.450	

*2004

k. A. ... Maßnahmen wurden gemeldet jedoch nicht quantifiziert

Aus Tabelle 3 kann abgeleitet werden, dass bei entsprechender Umsetzung mittels PDSM auf eine Leistung von mind. 4 % der Jahreshöchstlast eines Landes zugegriffen werden kann. In diesem Umfang wird PDSM derzeit in Frankreich, Griechenland, Italien, Montenegro, den Niederlanden und Spanien eingesetzt. Von den genannten Ländern tritt die Jahreshöchstlast in Italien und Griechenland in den Sommermonaten auf, in alle anderen Länder in den Wintermonaten. PDSM kann also sowohl zur Beeinflussung von Winter- als auch Sommerspitzen eingesetzt werden. Weiters wird aus dem Vergleich der Jahre 2006 bis 2008 ersichtlich, dass die Bedeutung von verbraucherseitigem Spitzenlastmanagement in der UCTE stark zunimmt. Dies ist wahrscheinlich eine Folge der stark sinkenden Überkapazitäten im Kraftwerkspark der UCTE-Länder (vgl. UCTE [19-21]) und dem generellen Anstieg der Strompreise für Endkunden. Lediglich in Frankreich kam es zu einem geringfügigen Rückgang der durch verbraucherseitige Maßnahmen beeinflussbaren Leistung. Der Grund liegt in einer generellen Verringerung des Stromverbrauchs in der energieintensiven Industrie dieses Landes.

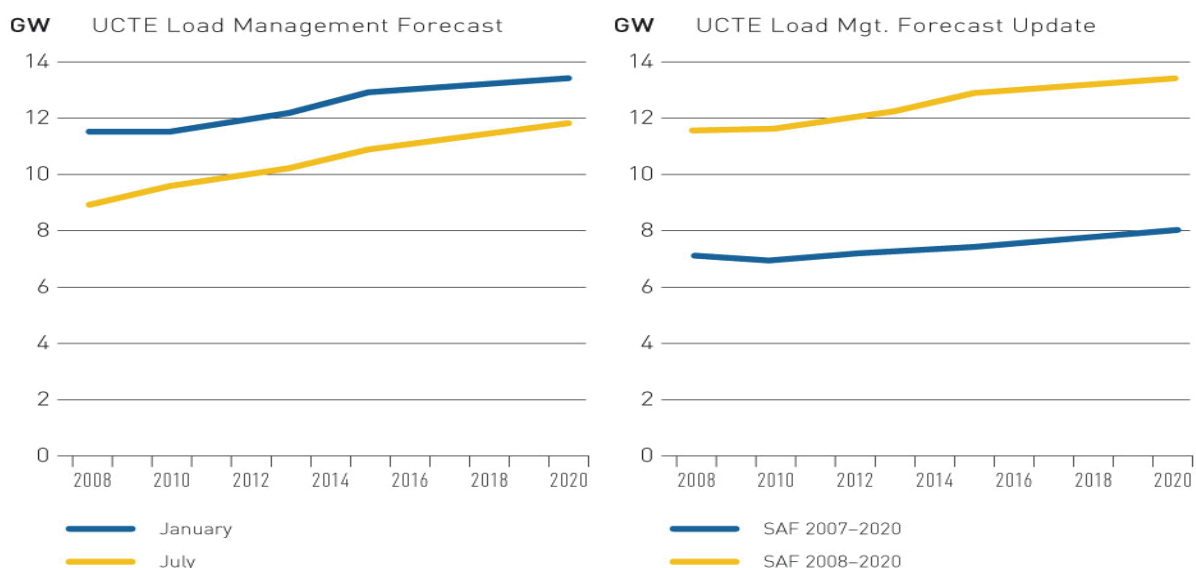


Abbildung 10: Zunehmender Bedeutung des PDSM gemäß Prognosen der UCTE [21]

Für die Zukunft ist mit einem weiteren Anstieg der Bedeutung verbraucherseitiger Maßnahmen in der UCTE zu rechnen. Gemäß Abbildung 10 prognostiziert die UCTE bis zum Jahr 2020 ein Potenzial von über 13 GW in den Wintermonaten. Die Tatsache, dass die UCTE PDSM-Potenziale in diesem Umfang in der Deckungsrechnung berücksichtigt, unterstreicht die Bedeutung des verbraucherseitigen Spitzenlastmanagements.

3.3 Abschätzung des technischen Potenzials in der österreichischen Industrie

Da europaweit mit einer zunehmenden Bedeutung des PDSM in technischer als auch wirtschaftlicher Hinsicht zu rechnen ist, ist es von hohem Nutzen auch die umsetzbaren Potenziale in Österreich quantifizieren zu können. Basierend auf den Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern (siehe Tabelle 3) kann ein Potenzial von mind. 4 % der Jahresspitzenlast angenommen werden. Für die österreichische Situation mit einer Winterspitze von 9.481 MW¹ liefert diese Grobabschätzung ein Potenzial von mind. 380 MW, was in etwa der Leistung eines neuen GuD-Blocks entspricht.

Um eine bessere Aussage über das maximale Potenzial für verbraucherseitige Lastreduktion treffen zu können, wurden die Stromverbrauchsdaten der größten industriellen Stromverbraucher in Öster-

¹ im Jahr 2006 [22]

reich erhoben. Die Informationen über die relevantesten Unternehmen wurden veröffentlichten Unternehmensberichten entnommen, etwa ein Drittel der untersuchten Unternehmen wurde telefonisch kontaktiert und detailliert zum betriebsinternen Stromverbrauch sowie zu den Abläufen und Eigenschaften der vorhandenen Produktionsprozesse befragt. Der Schwerpunkt der Detailuntersuchungen lag in den stromintensiven Branchen Eisen und Stahl, Papier und Zellstoff, Steine und Erden sowie Nichteisenmetalle, die untersuchten Unternehmen sind für bis zu 87 % des Stromverbrauchs der jeweiligen Branche verantwortlich. Aus den erhobenen Informationen wurde ein maximales Potenzial für jeden Betrieb ermittelt. Dieses Potenzial gibt die mögliche Leistungseinsparung für mindestens eine Stunde an, ohne dass die Gesamtproduktion des jeweiligen Unternehmens dadurch stark beeinträchtigt wird. Auf der Basis der untersuchten Betriebe erfolgte eine lineare Extrapolation für die gesamte Branche. Zur Bereitstellung dieses Potenzials ohne wesentliche Beeinträchtigung der Produktionsprozesse sind gegebenenfalls Zusatzinvestitionen in Speicherkapazitäten erforderlich. Mehrtägige Stilllegungen von gesamten Betriebsstandorten werden in der Potenzialermittlung nicht berücksichtigt. Mittels Rundsteuerung gesteuerte Elektrowärmeanwendung (Nachtspeicher, Wärmepumpen) wurden in der Erhebung ebenfalls nicht berücksichtigt, da anzunehmen ist, dass diese Potenziale bereits in hohem Maße genutzt werden.

Die unter den beschriebenen Rahmenbedingungen abgeschätzten Potenziale sind in Tabelle 4 für die einzelnen Wirtschaftsbranchen dargestellt. Die angegebenen Zahlen stellen die technisch realisierbaren Potenziale dar, die auftretenden Kosten bzw. die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen wurde nicht erhoben. Dabei ist anzumerken, dass manche der befragten Firmen keine Bereitschaft bzw. wesentlich geringere Möglichkeiten zur Lastreduktion angaben. In Tabelle 4 werden die Lastreduktionsmöglichkeiten der einzelnen Firmen ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitseffekten summiert, in der praktischen Umsetzung ist jedoch zu beachten, dass nicht alle Möglichkeiten der Lastreduktion zum selben Zeitpunkt abgerufen werden können.

Tabelle 4: Abschätzung des maximalen technischen Potenzials für verbraucherseitige Lastreduktion in Österreich. (Quellen: Statistik Austria [23], publizierte Unternehmensdaten, Befragungen)

Branche	Branchenstromverbrauch		untersuchte Unternehmen			Gesamtpotenzial [MW]
	2004 [MWh]	2005 [MWh]	Verbrauch [MWh]	Anteil	Potenzial [MW]	
Eisen- und Stahlerzeugung	3.094.538	3.153.171	2.308.345	73%	92	126
Chemie und Petrochemie	3.541.578	3.608.681	2.009.391	56%	36	64
Nicht-Eisen Metalle	767.069	781.603	588.156	75%	20	26
Steine und Erden, Glas	1.800.133	1.834.241	504.341	27%	29	104
Fahrzeugbau	929.399	939.740	219.006	23%	0,7	3
Maschinenbau	2.590.305	2.639.384	100.589	3,8%	1,5	40
Bergbau	666.466	679.094	4.000	0,6%	0,6	100
Nahrungs- und Genussmittel	1.528.029	1.556.981	53.813	3,5%	0	4
Papier und Druck	4.908.586	4.879.684	4.258.637	87%	129	148
Holzverarbeitung	1.198.074	1.441.193	-	-	-	8*
Bau	440.119	480.009	8.040	1,7%	0	0
Textil und Leder	628.236	640.140	-	-	-	4*
sonst. produzierender Bereich	1.284.653	1.308.993	306.999	23%	2,1	9
Eisenbahn	1.930.000	1.966.568	-	-	-	0
sonstiger Landverkehr	1.154.411	1.176.284	452	0,0%	0	0
Transport in Rohrfernleitungen	174.326	177.629	-	-	-	0
Binnenschifffahrt	0	0	-	-	-	0
Flugverkehr	0	0	-	-	-	0
öffentl. und private Dienstleist.	12.995.195	13.241.419	45.881	0,3%	0,1	28
Private Haushalte	14.429.348	14.661.925	0	-	-	0
Landwirtschaft	1.218.815	1.219.053	0	-	-	0
Summe	55.279.280	56.385.792	10.217.651		310	664

* mit rund 4 % der durchschnittlichen Last abgeschätzt

Unter den beschriebenen Randbedingungen liefert die Abschätzung der Möglichkeiten zur industriellen Lastreduktion in Österreich in Summe einen Wert von rund 660 MW, davon 310 MW in den detailliert betrachteten Unternehmen. Das tatsächlich umsetzbare Potenzial ist von der Auslastung der entsprechenden Unternehmen, den betrieblichen Gegebenheiten und natürlich den wirtschaftlichen Anreizen für eine Lastreduktion auf Abruf abhängig. Die technischen Möglichkeiten für eine automatisierte Abschaltung sowie für die messtechnische Erfassung und Verrechnung der durchgeführten Lastreduktionen müssen mit den jeweiligen Netzbetreibern abgeklärt werden. Um eine genauere Erhebung des technisch-wirtschaftlichen Potenzials in Österreich zu ermöglichen, wären flächendeckende Untersuchungen unter verstärkter Einbeziehung der betroffenen Unternehmen sowie der Netzbetreiber erforderlich.

3.4 Kosten der Nutzung von PDSM-Maßnahmen

Der Einsatz von PDSM-Maßnahmen ist gesamtwirtschaftlich nur dann sinnvoll, wenn die dadurch verursachten Kosten bei den Verbrauchern niedriger sind als die Kosten für zusätzliche Kraftwerkskapazitäten bei den Erzeugern. Die Ermittlung der verbraucherseitigen Kosten ist jedoch sehr schwierig, da die Betriebe in der Regel nicht bereit sind, ihre interne Kostenrechnung zu veröffentlichen.

Klobasa et al. [6] haben sich dieser Thematik in Bezug auf notwendige Ausgleichsenergie aufgrund der Windenergieeinspeisung in Deutschland angenommen, die Ergebnisse können folgendermaßen zusammengefasst werden:

Die Kosten zur Aktivierung von PDSM-Potenzialen wurden für vier Stufen der Beeinflussung des Produktionsbetriebs abgeschätzt. Für den Fall, dass es zu keinen betrieblichen Mehraufwendungen durch die erforderlichen Abschaltungen kommt, wurden Kosten von 33 – 39 €/MWh errechnet. Fallen nur zusätzliche Personalkosten an, so ist mit Kosten im Bereich von 38 – 153 €/MWh zu rechnen. Wenn die Betriebsverlagerungen auch zusätzliche Wartungskosten verursachen, so erhöhen sich die Kosten auf 41 – 342 €/MWh. Sobald sich schließlich die Produktion der Anlagen aufgrund der Lastmanagementmaßnahmen verringert, erhöhen sich diese Kosten sehr stark auf Werte von 68 – 493 €/MWh. Die kostengünstigsten Potenziale stellen die Aluminiumschmelzflusselektrolyse sowie die Chlor-Alkali-Elektrolyse dar. Weiters wurde der Einsatz der industriellen Anlagen zur lastseitigen Regelleistungsbereitstellung abgeschätzt. Bei einer Aktivierungsdauer von 100 h werden Kosten von 9,0 – 10,6 €/(MW·Tag) errechnet. Bei einer Aktivierungsdauer von 200 h erhöhen sich die Kosten der Regelleistungsbereitstellung bereits auf 21 – 84 €/(MW·Tag). Für eine Aktivierungsdauer von 1.000 h werden Kosten von 185 – 1350 €/(MW·Tag) errechnet. Wiederum stellen die großen Elektrolyseverfahren die günstigsten Potenziale dar. Es wird daraus gefolgert, *„dass bei geringen Einschränkungen des Produktionsbetriebs Regelleistung sehr günstig zur Verfügung gestellt werden kann.“* Die Autoren kommen weiters zum Schluss, *„dass der Einsatz von Demand Response Potenzialen insbesondere zur Bereitstellung von Leistungsreserven zu Effizienzsteigerungen im Energiesystem führen kann. [...] Es zeigt sich die hohe Attraktivität des Reservemarktes für industrielle Demand Response Potenziale, wohingegen die Erlöse im Spotmarkt kaum über den anfallenden Kosten liegen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass ein Großteil der Industriepotenziale bereits ausgeschöpft ist.“* [6]

Eine Abschätzung der Kosten infolge einer Produktionsunterbrechung von Industriebetrieben gelingt durch die Berechnung von spezifischen Opportunitätskosten mithilfe veröffentlichter Jahresabschlüsse der Unternehmen. Auf der Basis des ermittelten Deckungsbeitrags können bei Kenntnis des Jahresstromverbrauchs die spezifischen Opportunitätskosten für einen Betrieb grob abgeschätzt werden. Diese Vorgehensweise wird in Tabelle 5 und Gleichung 3 erläutert.

Tabelle 5: Berechnung des Deckungsbeitrags aus den Kennzahlen der Gewinn- und Verlustrechnung. [24]

Umsatzerlöse
+/- Veränderung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen
+ andere aktivierte Eigenleistungen
- Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen
= <u>Deckungsbeitrag (Rohertrag)</u>

$$\text{spezifische Opportunitätskosten [€/(MW·h)]} \approx \frac{\text{Deckungsbeitrag [€]}}{\text{Jahresstromverbrauch [MWh]}} \quad \text{Gleichung 3}$$

In Tabelle 6 sind die mit dieser Methode abgeschätzten spezifischen Opportunitätskosten für einige große Industriebetriebe in Österreich wiedergegeben. Man erkennt, dass die Opportunitätskosten v. a. bei Papierfabriken mit Holzschliffproduktion sehr niedrig sind. Dennoch liegen die errechneten Opportunitätskosten deutlich über den durchschnittlichen Spotmarktpreisen für elektrische Energie in den letzten Jahren. Eine vollständige Produktionsunterbrechung eines Betriebs erscheint daher bei der derzeitigen Situation des Strommarktes nur in Ausnahmefällen im Ausmaß von einigen Stunden pro Jahr sinnvoll. In den letzten beiden Jahren wurden Spotmarktpreise von 200 €/MWh an der EEX und EXAA jeweils nur an 30 – 45 Stunden pro Jahr überschritten.

Tabelle 6: Abschätzung der spezifischen Opportunitätskosten ausgewählter österreichischer Industriebetriebe mit Potenzialen für verbraucherseitiges Lastmanagement im Jahr 2005.

Betrieb	Leistung [MW]	spezifische Opportunitätskosten [€/(MW·h)]
Papierfabrik A (mit Holzschliffproduktion)	95	190
Papierfabrik B (mit Holzschliffproduktion)	85	200
Papierfabrik C (mit chemischen Aufschluss)	30	470
Papierfabrik D (mit chemischen Aufschluss)	90	400
Zelluloseerzeugung und -verarbeitung	65	550
Zementwerk A	13	510
Zementwerk B	10	580
Stahlwerk A (Baustahl)	35	210
Stahlwerk B (Edelstahl)	57	570
Eisen- und Stahlgusswerk	8,5	730
Kupferhütte (ohne Elektrolyse)	7,8	950
Holzverarbeitung	23	1.340
Aluminiumverarbeitung	6	440
Aluminiumgusswerk A	10	1.370
Aluminiumwalzwerk	16,5	2.330
Aluminiumgusswerk B	1,6	3.970

Wesentlich geringere Kosten können erreicht werden, wenn nur Anlagenteile abgeschaltet werden, welche bei Vorhandensein von Produktspeichern kurzfristig nicht für die Aufrechterhaltung der Produktion erforderlich sind (vgl. Kap. 2.2). Der Industriebetrieb verliert daher keine Deckungsbeiträge, gegebenenfalls treten jedoch Kosten für Zusatzinvestitionen in Speicherkapazitäten, logistischen Aufwand oder zusätzliche Personalkosten auf. Die tatsächlichen Kosten der Nutzung von PDSM sind also von betriebsinternen Gegebenheiten abhängig und können nicht pauschal für eine Branche angegeben werden. Für die Produktion von Holzschliff mittels Refiner können aus Verträgen vor der Zeit der Liberalisierung des österreichischen Strommarkts Kosten in der Größenordnung von etwa 34.700 €/MW (Basis 2007) für bis zu dreißig Abschaltungen in einem Jahr abgeschätzt werden. In der Zementindustrie kann analog auf Kosten von rund 61.300 €/(MW·a) geschlossen werden.

4 Das Tarifsystem als mögliches Hemmnis für PDSM

Zur Gewährleistung einer möglichst hohen technischen und in weiterer Folge wirtschaftlichen Effizienz des Elektrizitätsversorgungssystems ist es von besonderer Bedeutung, dass die im System für die Abdeckung der Bedürfnisse der Verbraucher anfallenden Kosten verursachergerecht auf die unterschiedlichen Kundengruppen aufgeteilt werden.

Hinsichtlich der erforderlichen Kapazität des Kraftwerksparks sind in Mittel- und Nordeuropa die Wintermonate ausschlaggebend (vgl. Kap. 1.2). Die Abdeckung der Winterspitzenlast erfolgt somit durch den zusätzlichen Einsatz thermischer Kraftwerke, deren Vollkosten der Stromerzeugung sind somit für die Kosten der Spitzenlastabdeckung maßgeblich. Neben der Nachfragedifferenz zwischen den Sommer- und Wintermonaten ist die unterschiedlich hohe Nachfrage während des Tages und in der Nacht ebenfalls von hoher Bedeutung. In der Elektrizitätswirtschaftlichen Praxis werden Tarife daher oftmals an vier Tarifzeiten angepasst, man unterscheidet zwischen Winterhochtarif (WHT), Winterniedertarif (WNT), Sommerhochtarif (SHT) und Sommerniedertarif (SNT).

Die bei der Erzeugung elektrischer Energie auftretenden Kosten werden in der Praxis in variable Kosten und Fixkosten unterteilt. Dabei stellen die Brennstoffkosten, hierzu sind auch die Kosten für Emissionszertifikate zu zählen, sowie die Kosten für weitere Betriebsmittel, etwa zur Rauchgasreinigung, den Hauptbestandteil der variablen Kosten dar, diese können relativ einfach auf die erzeugte Arbeitseinheit, z.B. eine kWh, umgerechnet werden. Die Kapitalkosten, welche die Zinsen und Abschreibungen der Anfangsinvestition umfassen, und der Großteil der Personalkosten sind hingegen Fixkosten, welche nicht von der erzeugten Arbeitseinheit sondern von der Erzeugungskapazität und dem Alter eines Kraftwerks abhängen. Die Kosten für Wartung und Betrieb der Kraftwerke beinhalten sowohl kapazitätsabhängige Anteile (Fixkosten) als auch erzeugungsabhängige Anteile (variable Kosten).

Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollten die Preise für Grundlast und Spitzenlast so angesetzt werden, dass weder zu viel noch zu wenig Erzeugungskapazität installiert ist [25]. Der Kraftwerkspark sollte unter Berücksichtigung des Kundennutzens, welcher eine zeitlich variierende Nachfrage bedingt, möglichst gut ausgenutzt werden. Dazu ist ein Tarifsystem erforderlich, welches Anreize für eine Verschiebung der Nachfrage nach elektrischer Energie von Spitzenlastzeiten hin zu Schwachlastzeiten liefert. In einem derartigen Tarifsystem sollten die zuvor beschriebenen Anteile der Stromerzeugungskosten verursachergerecht auf die einzelnen Verbraucher aufgeteilt werden. Während die Zuordnung der variablen Kosten auf die Verbraucher durch Verrechnung der bezogenen Arbeit unter Berücksichtigung des Zeitpunktes des Arbeitsbezugs relativ einfach möglich ist, stellt die Zuordnung der Fixkosten (Kapazitätskosten) auf die einzelnen Verbraucher eine Problematik dar, welche in der Praxis oftmals nicht zufriedenstellend gelöst ist.

Diese Problemstellung ist bereits seit langem bekannt und wird u. a. von Meier [25] ausführlich behandelt. Nach dem klassischen Spitzenlastmodell von Steiner wird das Maximum der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt dann erreicht, wenn die Kapazitätskosten (Fixkosten) ausschließlich der Spitzenlastperiode zugeordnet werden [25]. Dieses Ergebnis der mathematischen Optimierungsrechnung kann dadurch erklärt werden, dass es tatsächlich die Konsumenten in den Spitzenlastzeiten sind, welche den Ausbau der Erzeugungskapazitäten erforderlich machen. Die Anwendung des klassischen Spitzenlastmodells führt jedoch nicht zum betriebswirtschaftlichen Optimum, welches aus der Sicht der Elektrizitätsunternehmen anzustreben ist. Die Erweiterung des klassischen Spitzenlastmodells zur Bestimmung des maximalen betriebswirtschaftlichen Gewinns eines Monopolisten kommt zu dem Ergebnis, dass zusätzlich zu den variablen und fixen Kosten auch die jeweiligen Elastizitäten der Nachfrage in den beiden Perioden berücksichtigt werden müssen. Demnach verhalten sich die Preise für Spitzenlast und Schwachlast umgekehrt proportional zu den Elastizitäten der Nachfrage in den einzelnen Perioden. Die grundlegende Erkenntnis, dass die Kapazitätskosten grundsätzlich der

Spitzenlastperiode zugerechnet werden müssen, bleibt jedoch erhalten. Erweiterte Ansätze teilen auch der Schwachlastperiode einen geringen Anteil der Kapazitätskosten zu, der Grossteil wird jedoch stets der Spitzenlastperiode zugeordnet. [25]

Als Kritikpunkt an der klassischen Spitzenlasttheorie sowie den darauf aufbauenden Modellen muss angemerkt werden, dass davon ausgegangen wird, dass keine Wechselelastizitäten zwischen Spitzenlast- und Schwachlastperiode auftreten. Dies ist in der Praxis der Elektrizitätswirtschaft nur begrenzt gültig. Zwar tritt infolge von Tarifänderungen in der kurzfristigen Nachfrage nur eine geringe Substitution zwischen der Nachfrage in der Tages- und Nachtzeit auf, über den Zeitraum mehrerer Jahre kann eine größere Verlagerung der Nachfrage in die jeweils andere Tarifperiode jedoch nicht ausgeschlossen werden [26]. Bei Berücksichtigung einer verbundenen, tarifabhängigen Nachfrage zu Spitzenlast- und Schwachlastzeiten bestimmt Meier [25] ein **aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht effizientes Preisniveau** mithilfe von Preisbildungsregeln, welche die jeweiligen Grenzkosten der Stromerzeugung sowie die Elastizitäten der Nachfrage in den beiden Tarifzeiten berücksichtigen. Die Anwendung dieser Preisbildungsregeln gestaltet sich jedoch schwierig, da in der Praxis die Elastizitäten zumeist kaum bestimmbar sind und auch die Ermittlung der langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung in Spitzenlastzeiten aufwendig und teils umstritten ist.

In der Praxis sind die Endkundenpreise in der österreichischen Elektrizitätsversorgung derzeit aufgrund des Unbundlings von Erzeugung und Verteilung in getrennte Tarife für Netznutzung und Energiebezug unterteilt. Die regulierten Systemnutzungstarife des Netzes [27] sind zu einem großen Teil als Kapazitätskosten anzusehen. Dementsprechend setzen sich die Tarife (Netznutzungsentgelt) nicht nur aus einem arbeitsabhängigen Anteil zusammen, welcher nach SHT, SNT, WHT und WNT unterscheidet, sondern beinhalten auch einen **Leistungspreis** als leistungsabhängigen Anteil. Dieser Leistungspreis berechnet sich aus dem Jahresmittelwert der höchsten bezogenen durchschnittlichen Leistung in einem 15 min-Intervall jedes Monats [27]. Hierbei ist zu bemängeln, dass keine Gewichtung nach dem Zeitpunkt des Auftretens der Lastspitze erfolgt. D.h. der Leistungspreis (in €/kW) ist über das Jahr konstant und es findet weder eine Berücksichtigung der Jahreszeit noch der Tageszeit des Auftretens der Leistungsspitze statt. Als positiver Anreiz für verbraucherseitige Lastmanagementmaßnahmen entfällt jedoch bei unterbrechbarer Stromversorgung in manchen Bundesländern der Leistungspreis in der Netzebene 5 und 6 und im gesamten Bundesgebiet in der Netzebene 7. Die Kapazitätskosten werden in den Systemnutzungstarifen des Netzes also berücksichtigt, wenn auch nicht in ausreichendem Maße. Ein praktisches Beispiel für die Berücksichtigung von Kapazitäts- und Arbeitskosten stellen Regelenergiemärkte wie z.B. in Deutschland dar [28]. Hier werden die erforderlichen Kapazitäten ausgeschrieben, zusätzlich sind bei Inanspruchnahme der Netzdienstleistung auch Arbeitspreise zu bezahlen. Die Ausschreibung und Tarifierung der Systemdienstleistungen des Netzes zeigen Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Kapazitätskosten auf. Es muss jedoch hinzugefügt werden, dass die Nachfrage nach Netzdienstleistungen zum Teil anderen Gesetzmäßigkeiten unterliegt als die Endkundennachfrage nach elektrischer Energie und daher die beschriebenen Tarifierungssysteme nicht zwingend auf den Energiemarkt übertragbar sein müssen.

Bei den Tarifen für elektrische Arbeit wird in Österreich nur die bezogene Arbeit verrechnet, wobei sich der Preis für Großkunden oftmals am stündlichen Börsenpreis orientiert. Anders als bei den Netznutzungstarifen ist jedoch keine leistungsabhängige Tarifkomponente vorhanden. Diese wäre jedoch zur Berücksichtigung der hohen Investitionskosten für Kraftwerkskapazitäten bzw. der daraus resultierenden jährlichen Fixkosten im Sinne eines effizienten Tarifsystems gemäß der klassischen Spitzenlasttheorie erforderlich. Das Fehlen einer kapazitätsabhängigen Tarifkomponente einschließlich einer Berücksichtigung der Tageszeit der Nachfrage in den Arbeitspreisen ist als Hemmnis für die Effizienzsteigerung des Elektrizitätssystems anzusehen, da für verbraucherseitigen Maßnahmen zur Verringerung der Jahresspitzenlast keine tariflichen Anreize geschaffen werden. Bei der Einführung neuer Steuern und Abgaben besteht zudem die Gefahr, dass weitere Hemmnisse geschaffen werden können. Beispielsweise kritisieren Konsumentenschützer den Umstand, dass mit der Einführung einer

Zählpunktpauschale im Rahmen der Ökostromgesetz-Novelle 2006 [29] die Nutzung von Nachtstrom zur Warmwasserbereitung für Kleinverbraucher unrentabel werden kann [30].

Mögliche Ansätze für die vorgeschlagene Berücksichtigung der benötigten Kapazitäten in den Verbrauchertarifen sind beispielsweise auf einigen amerikanischen Elektrizitätsmärkten zu finden. Die Federal Energy Regulatory Commission (FERC) der Vereinigten Staaten behandelt im aktuellen Vorschlag für ein „*Standard Electricity Market Design*“ [31] auch den Handel mit Erzeugungskapazitäten. Die Verbraucher bzw. Großhändler müssen demzufolge neben der elektrischen Energie auch die erforderlichen Kraftwerkskapazitäten zur Abdeckung der benötigten Leistung für einen gewissen Zeitraum einkaufen. Ein derartiger Handel mit „*Capacity Credits*“ auf täglicher bzw. monatlicher Basis ist beispielsweise im „PJM Electricity Market“ der Staaten Pennsylvania, New Jersey, Maryland, Delaware, District of Columbia, Virginia, West Virginia und Ohio implementiert [32].

Im österreichischen Strommarkt werden derartige Aspekte momentan hingegen kaum berücksichtigt, weshalb davon ausgegangen werden muss, dass das implementierte Handelssystem den Einsatz verbraucherseitiger Maßnahmen zur Erreichung einer maximalen Effizienz des Elektrizitätssystems nicht ausreichend fördert.

5 Zusammenfassung

Verbraucherseitiges Spitzenlastmanagement, vor allem mittels EDLS, kann eine Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems aus Stromerzeugung, -verteilung und -verbrauch bewirken. In der Elektrizitätswirtschaft können teure Spitzenlastkraftwerke bzw. Reservekraftwerke eingespart werden, zugleich steigt die Auslastung des bestehenden Kraftwerksparks, da zwar die Spitzenlast verringert wird, der Stromverbrauch insgesamt jedoch konstant bleibt. Auch die Bereitstellung von Minutenreserve und sogar Sekundärregelleistung durch PDSM ist denkbar. Netzbetreibern bietet die Zugriffsmöglichkeit auf hohe Verbraucherleistungen zusätzlichen Spielraum zur Vermeidung von Netzengpässen und Unterfrequenzen. Die am PDSM teilnehmenden Industriebetriebe können eine Verringerung ihrer Strombezugskosten erreichen. Eine mögliche Erhöhung der Netzstabilität und der Ausfallssicherheit durch die zusätzlichen verbraucherseitigen Maßnahmen kommt sowohl der Wirtschaft als auch den Privatkunden zu Gute.

Vor allem durch den immer stärker werdenden Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten aufgrund des Verbrauchsanstiegs und der Überalterung des bestehenden Kraftwerksparks gewinnt PDSM in der UCTE zunehmend an Bedeutung und wird sogar in den Systemdeckungsprognosen berücksichtigt. Für 2008 sind in der UCTE PDSM-Maßnahmen im Umfang von mind. 11.450 MW vorgesehen. Die Erfahrungen aus vielen UCTE-Ländern zeigen, dass PDSM-Potenziale im Umfang von mindestens 4 % der Jahreshöchstlast realisiert werden können.

In Österreich finden verbraucherseitige Maßnahmen derzeit noch kaum Beachtung. Um die Entscheidungsträger in Elektrizitätswirtschaft und Industrie für diese Thematik zu sensibilisieren, wurden die Möglichkeiten für PDSM in der österreichischen Wirtschaft abgeschätzt. Große Potenziale sind in den Branchen Papier und Pappe, Bergbau, Steine und Erden, Eisen und Stahl, Chemie und Nichteisenmetalle zu finden. Das gesamte technische Potenzial für PDSM in der österreichischen Industrie wird mit ca. 660 MW abgeschätzt.

Ein Hemmnis für die verstärkte Umsetzung von PDSM ist darin zu sehen, dass im derzeitigen Tarifsystem keine verursachergerechte Aufteilung der Fixkosten der Elektrizitätserzeugung stattfindet. Eine Berücksichtigung der Fixkosten ist z.B. in den Netztarifen und Regelenergiemärkten implementiert, nicht jedoch beim Markt für elektrische Arbeit. Eine verursachergerechte Aufteilung der Kapazitätskosten des Elektrizitätssystems auf die einzelnen Kundengruppen würde zu einer Erhöhung der Gesamteffizienz des Systems führen und sowohl den Erzeugern als auch den Verbrauchern einen Vorteil bringen.

6 Quellenverzeichnis

- [1] Eurelectric, *Ensuring Investments in a Liberalised Electricity Sector*, 2004; www.eurelectric.org.
- [2] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2002*, 2002.
- [3] International Energy Agency (IEA), *World Energy Investment Outlook, 2003 Insights*, 2003.
- [4] VGB PowerTech, *Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2007*, 2007; www.vgb.org
- [5] E-Control GmbH, (*vorläufige*) *Betriebsstatistik der Jahre 2002 bis 2006*, www.e-control.at.
- [6] Klobasa M., Sensfuß F., Cremer C., Ragwitz M., *Modelltechnische Untersuchung von Demand Response Potenzialen zur verbesserten Integration der Windenergie*, Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT2007 an der TU Wien, 14.-16. 2. 2007.
- [7] Gutschi C., Stigler H., *Verbraucherseitiges Spitzenlastmanagement zur Optimierung des Gesamtsystems von Erzeugern und Verbrauchern*, 9. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 15. – 17. Februar 2006.
- [8] Statistik Austria, *Leistungs- und Strukturstatistik 2002*, Wien, 2004.
- [9] Statistik Austria, *Energiebilanzen Österreich, 1970 – 2004*, Wien 2005.
- [10] Statistik Austria, *Nutzenergie-Analyse 1998*, Wien, 2000.
- [11] Zotter P., *Energiekennzahlen in der Industrie der Steine und Erden*, Bakkelaureatsarbeit zur Übung Innovative Energietechnologien, Institut für Elektrizitätswirtschaft, TU Graz, 2006.
- [12] *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Wiley-VCH, 2005.
- [13] Wunderlich D., *Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU), Referenzdokument über die Besten Verfügbaren Techniken in der Chloralkaliindustrie, mit ausgewählten Kapiteln in deutscher Übersetzung*, Dezember 2001, Umweltbundesamt Deutschland, Subject NFP-IPPC.
- [14] *Transmission Code, Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung (Stand 31.08.2006)*, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, August 2006; www.regelleistung.net.
- [15] *Transmission Code 2003, Anhang D 2: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB (Stand Aug. 2003)*, Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, August 2003; www.regelleistung.net.
- [16] Gutschi C., *Interdisziplinäre Beiträge zur Effizienzsteigerung im Energiesystem durch Energiespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung*, Dissertation, Technische Universität Graz, 2007.
- [17] Hull L., *A Practical Guide to Demand-Side Bidding*, International Energy Agency Demand-Side Management Programme, Task VIII: Demand-Side Bidding in a Competitive Electricity Market; dsm.iea.org.
- [18] Eurelectric, *Statistics and Prospects for the European electricity sector (1980-1990; 2000-2010)* (EUROPROG 2004), 32nd Edition, 2004.
- [19] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), *UCTE system adequacy forecast 2006 – 2015*, Dez. 2005; www.ucte.org.
- [20] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), *UCTE system adequacy forecast 2007–2020*, UCTE, Jan. 2007; www.ucte.org.
- [21] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), *UCTE system adequacy forecast 2008 – 2020*, Jan. 2008; www.ucte.org.
- [22] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), *Statistical Yearbook 2006*; Sep. 2007 www.ucte.org
- [23] Statistik Austria, *Energiebilanzen Österreich, 1970 – 2005*, Wien, 2006.
- [24] Hirschler K., *Jahresabschlussanalyse – Kennzahlen*, Akademie der Wirtschaftstreuhänder, BW-Steuerlehre Modul 1, Beispielkurs BWL, Herbst/Winter 2005/06.
- [25] Meier K., *Spitzenlasttarifierung, Oekonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit, Eine angewandte Studie der elektrizitätswirtschaftlichen Preisbildung*, Verlag Paul Haupt, Bern, 1983.
- [26] Bergstrom T., MacKie-Mason J. K., *Some Simple Analytics of Peak-Load Pricing*, The RAND Journal of Economics, Vol. 22, Iss. 2 (Summer 1991), 241-249.
- [27] *Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006), geändert wird (SNT-VO 2006 Novelle 2008)*, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 18. Dezember 2007).
- [28] EnBW Transportnetze AG, *Deutsche ÜNB Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung* (Stand: 23.11.2006); www.regelleistung.net.
- [29] *105. Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz und das Energie-Regulierungsbehördengesetz geändert werden* (Ökostromgesetz-Novelle 2006), BGBl. I Nr. 105/2006.
- [30] *Nachtstrom: für viele teurer als Tagstrom*, ZAK Zeitung der Kammer für Arbeiter und Angestellte für Steiermark, Nr.3/2007, S.9, Graz, 2007.
- [31] United States of America, Federal Energy Regulatory Commission, *Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design*, Docket No. RM01-12-000, Notice of Proposed Rulemaking (July 31, 2002)
- [32] PJM Interconnection, L.L.C., *Third Revised Rate Schedule FERC No. 24, Amended and Restated Operating Agreement of PJM Interconnection, L.L.C.*, January 19, 2007.