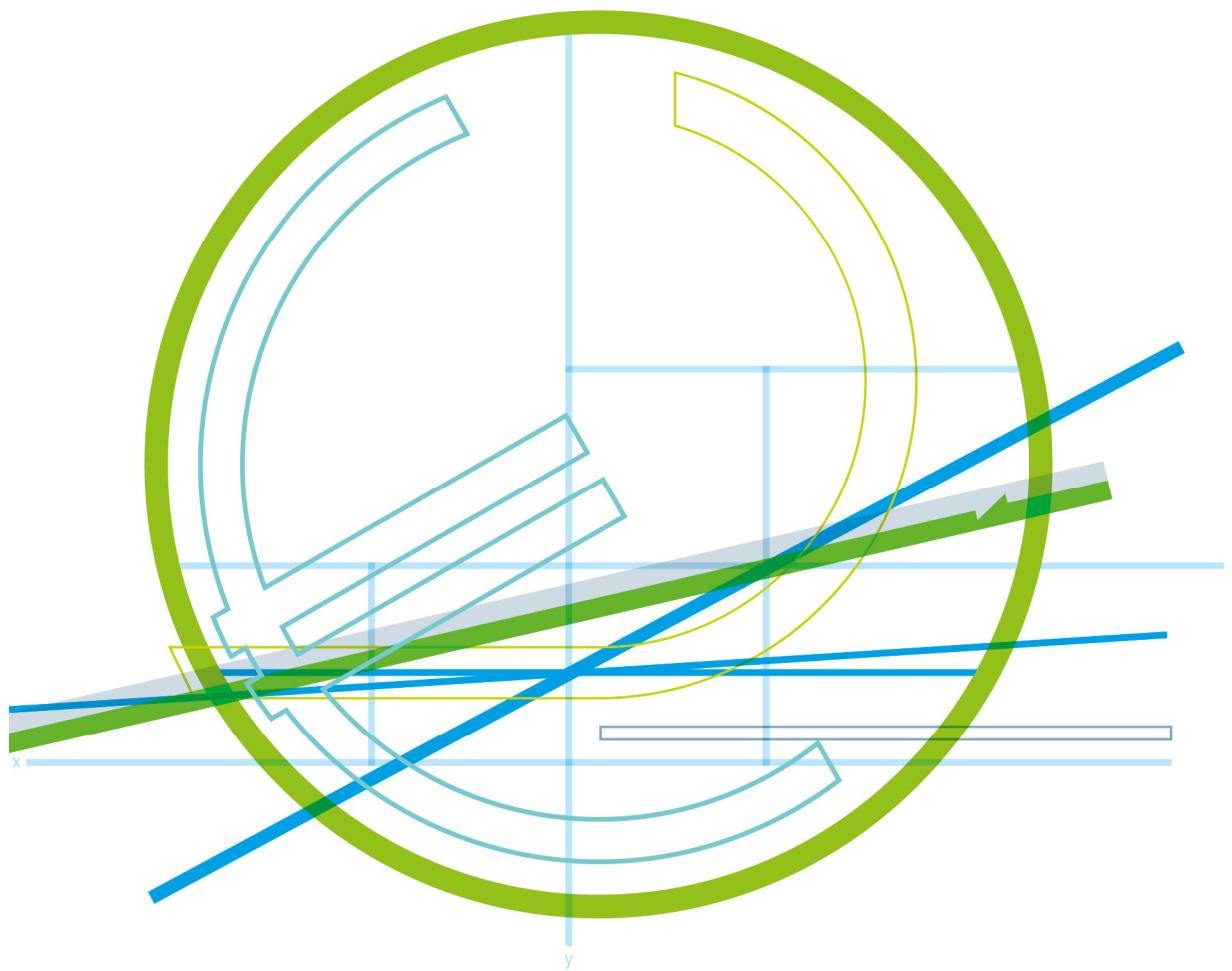


Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector



VORWORT

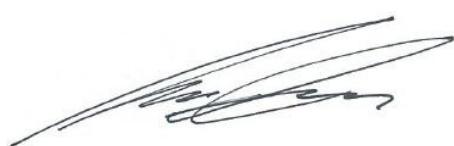
Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!



Ingmar Höb Barth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds



Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung	7
1.1. Aufgabenstellung	7
1.2. Schwerpunkte des Projektes	8
1.3. Einordnung in das Programm.....	9
1.4. Verwendete Methoden	10
1.5. Aufbau der Arbeit	11
2. Inhaltliche Darstellung	14
2.1. Analyse existierender Demand Response Programme und Technologien (AP2) ...	14
2.1.1. Begriffsabgrenzung zwischen Lastverschiebung und sonstigen Energieeffizienzmaßnahmen.....	14
2.1.2. Historische Entwicklung des Demand Response Marktes	18
2.1.3. Historische Entwicklung des Elektrizitätssektors in den USA (Abriss)	19
2.1.4. Marktüberblick zu Demand Response Programmen in den USA.....	22
2.1.5. Analyse unterschiedlicher Demand-Response Programme (Typologie)	26
2.1.5.1. Incentive-based Demand Response Programme	26
2.1.5.2. Preisbasierende Demand Response Programme.....	28
2.1.6. Häufigkeit des Einsatzes der unterschiedlichen Demand Response Programme je Kundengruppe und Programmtyp.....	32
2.1.7. Marktanalyse betreffend Anbieter von Demand Response Programmen.....	39
2.1.8. Detailanalyse von DR-Anbietern im Kundensegment Industrie.....	45
2.1.9. Detailanalyse von DR-Anbietern im Kundensegment Gewerbe	48
2.1.10. Aggregatoren und sonstige DR-Dienstleister	51
2.1.10.1. EnerNOC	51
2.1.10.2. Converge	52
2.1.10.3. CPower	54
2.1.11. Typische Produktportfolios von DR-Anbietern am Beispiel Kalifornien.....	56
2.1.12. Analyse des DR-Produktportfolios der Pacific Gas & Electric (PG&E)	60
2.1.12.1. Critical Peak Pricing (CPP)	61
2.1.12.2. Base Interruptible Program (BIP)	63
2.1.12.3. Demand Bidding Program (DBP)	65
2.1.12.4. Capacity Bidding Program (CBP)	67
2.1.12.5. Scheduled Load Reduction Program (SLRP)	70

2.1.12.6. PeakChoice.....	72
2.1.12.7. Vergleich zwischen den einzelnen DR-Programmen.....	74
2.1.12.8. Kooperationen der PG&E mit Aggregatoren.....	76
2.1.13. Analyse des DR-Produktportfolios der Alabama Power Company	78
2.1.13.1. Time of Use Tarif SCGTU für Industriesektor Steine-, Erden- und Glasindustrie.....	78
2.1.13.2. Time of Use Tarif FIRTU für Bewässerungsanlagen	80
2.1.13.3. Time of Use Tarif XWP für Wasserwerksinfrastruktur.....	83
2.1.13.4. Unterscheidung zwischen Real Time Pricing und Time of Use Tarifen....	84
2.1.14. Zusammenhang zwischen Energieeffizienz und Lastverschiebung.....	87
2.1.15. Aktuelle Trends des Demand Response Marktes in den USA	91
2.1.16. Wichtigste Parameter, um Lastverschiebungsprodukte zu charakterisieren („Terms & Conditions“).....	94
2.1.17. Matrix zur Erhebung des Lastverschiebungspotentials und zur Charakterisierung zukünftiger Lastverschiebungsprodukte.....	104
2.1.17.1. Dimension 1 der Matrix zur Bestimmung des Potentials und der Kostenfunktion für Lastverschiebung	104
2.1.17.2. Dimension 2 der Matrix zur Bestimmung des Potentials und der Kostenfunktion für Lastverschiebung	104
2.1.17.3. Darstellung der Bewertungsmatrix zur Bestimmung des Potentials und der Kostenfunktion der Lastverschiebung	106
2.2. Analyse des Lastverschiebungspotentials nach der Top-Down Methode	107
2.2.1. Stromleistungsbedarf in Österreich	107
2.2.2. Strompreisgestaltung in Österreich	108
2.2.3. Ausgleichsenergie in Österreich.....	111
2.2.4. Stromverbrauchssituation in Österreich.....	112
2.2.5. Stromintensität der produzierenden und nicht-produzierenden österreichischen Gewerbesektoren.....	117
2.2.6. TOP DOWN Erfassung und erste Grobabschätzung des Demand/Response Potentials	121
2.2.6.1. Kriterien betreffend die Eignung unterschiedlicher Verbraucher bzw. Prozesse zur Verschiebung elektrischer Lasten.....	122
2.2.6.2. Erste Grobabschätzung des DR-Potentials mittels Bewertungsfaktoren.	123
2.2.7. TOP DOWN Potential - Abschätzung anhand von Studienergebnissen	127
2.3. Berechnung des Lastverschiebungspotentials mittels Bottom-up Ansatz	130

2.3.1. Vorgehensweise.....	130
2.3.2. Standortpotentiale	132
2.3.2.1. Papierindustrie	133
2.3.2.1.1. Papierfabrik 1.....	136
2.3.2.1.2. Papierfabrik 2.....	137
2.3.2.1.3. Papierfabrik 3.....	138
2.3.2.1.4. Papierfabrik 4.....	139
2.3.2.1.5. Papierfabrik 5.....	141
2.3.2.2. Stahlindustrie	143
2.3.2.2.1. Stahlwerk 1	143
2.3.2.2.2. Stahlwerk 2	145
2.3.2.2.3. Stahlwerk 3	147
2.3.2.3. Chemieindustrie	148
2.3.2.3.1. Chemiewerk 1	148
2.3.2.3.2. Chemiewerk 2	150
2.3.2.3.3. Chemiewerk 3	151
2.3.2.3.4. Chemiewerk 4	153
2.3.2.4. Steine & Erden.....	153
2.3.2.4.1. Zementwerk 1	155
2.3.2.4.2. Zementwerk 2	157
2.3.2.4.3. Steine & Erden Werk 3.....	159
2.3.2.4.4. Steine & Erden Werk 4.....	161
2.3.2.5. Nichteisen Metall Industrie	164
2.3.2.5.1. NE Metall Werk 1	164
2.3.2.5.2. NE Metall Werk 2	166
2.3.2.6. Holzindustrie	167
2.3.2.6.1. Holzverarbeitung Werk 1-3.....	167
2.3.2.7. Lebensmittelindustrie	170
2.3.2.7.1. Lebensmittelindustrie Werk 1	170
2.3.2.8. Öffentliche & private Dienstleistungen (ÖPD).....	171
2.3.2.8.1. Abwasserbehandlung.....	173
2.3.2.8.2. Krankenanstalt.....	175
2.3.2.8.3. Kühlhaus.....	176

2.3.2.8.4. Facility Management - Bürogebäude.....	178
2.3.2.8.5. Abschätzung DR Gesamtpotential – ÖPD Sektor.....	179
2.3.3. Charakteristik der Demand Response tauglichen Verbrauchsgruppen.....	182
2.4. Gesamtpotential für elektrische Lastverschiebung in der österreichischen Industrie & Gewerbe.....	184
2.4.1. Potentiale anhand der verfügbaren Technologien (Kap. 2.1.17)	184
2.4.2. Darstellung & Analyse der Potentiale nach Sektoren & Intervallen.....	185
2.4.2.1. 5 Minuten Potential	186
2.4.2.2. 15 Minuten Potential	187
2.4.2.3. 60 Minuten Potential	189
2.4.2.4. 240 Minuten Potential	190
2.4.2.5. Zusammenfassung der Potentiale	192
2.5. Entwicklung von Cost-Curves.....	195
2.5.1. Entstehende Kosten durch elektrische Lastverschiebung bzw. Demand Response in den Betrieben (methodischer Exkurs)	195
2.5.2. Cost-curves für die Intervalle 5, 15, 60, 240 Minuten.....	198
2.6. Vergleich der Bottom-Up Ermittlung des Verschiebe-potentials mit der ersten Top Down - Grobabschätzung und Top Down Studienergebnissen (2.2.7)	207
2.7. Vergleich mit Kosten von Stromspeichern	209
2.8. Auswahl und Analyse einer Modellregion bzw. eines Modellsektors.....	211
2.8.1. Zementwerk 1	212
2.8.2. Zementwerk 2	218
2.8.3. Zementwerk 3	224
2.8.4. Demand Response Potential – Modellbranche Zementindustrie	228
2.9. Demand Response Bestrebungen seitens der Unternehmen, Energieversorger & Netzbetreiber	231
2.10. Empfehlungen für Stakeholder von Demand Programmen/ elektrischer Lastverschiebung (AP6).....	232
2.10.1. Empfehlungen für weiterführende F&E Aktivitäten	232
2.10.1.1. Grundlagenstudie zur Entwicklung von Geschäftsmodellen für elektrische Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe	232
2.10.1.1.1. Ziele des vorgeschlagenen Nachfolgeprojektes	232
2.10.1.1.2. Angestrebte Ergebnisse eines solchen Nachfolgeprojektes	234
2.10.1.1.3. Methodischer Ansatz eines solchen Nachfolgeprojektes	235

2.10.1.1.4. Ergänzende Ausführungen zu den einzelnen Arbeitspaketen	239
2.10.1.2. Demonstrationsprojekte in einer Modellregion bzw. einem Modellsektor	246
2.10.1.3. Detaillierte Potentialerhebung im kommunalen Umfeld (inkl. Geschäftsmodelle und möglicher technischer Lösungen)	247
2.10.1.4. Empfohlene Forschungsaktivitäten zu weiteren, ergänzenden Aspekten	
.....	248
2.10.2. Ergänzende Handlungsempfehlungen für bestimmte Stakeholdergruppen	248
2.10.2.1. Empfehlungen an die Regulierungsbehörde.....	249
2.10.2.2. Empfehlungen an den Gesetzgeber	250
2.10.2.3. Empfehlungen an Energielieferanten	251
2.10.2.4. Empfehlungen an Fördergeber (Bund, Länder)	251
2.10.2.5. Empfehlungen an Kunden (Industrie und Gewerbe)	252
3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen	253
4. Ausblick und Empfehlungen	256
5. Literatur-, Abkürzungs-, Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	262
5.1. Literaturverzeichnis	262
5.2. Abkürzungsverzeichnis	270
5.3. Abbildungsverzeichnis.....	273
5.4. Tabellenverzeichnis.....	277
A. Anhang.....	281
A.1. Gewählte Methodik zur statistischen Berechnung	281
A.2. Fragebogen - Standortpotential.....	286

1. Einleitung

1.1. Aufgabenstellung

Nachfrageseitige Maßnahmen sind wesentliche Elemente in zukünftigen Energiesystemen. Die Verschiebung von elektrischen Lasten ermöglicht die Reduktion der bereitzustellenden Spitzenlast, die ansonsten durch Spitzenlastkraftwerke aufgebracht werden muss. Dadurch kann ein wichtiger Beitrag zur Reduktion von CO₂-Emissionen und zur Erfüllung von Klimaschutzz Zielen geleistet werden.

Zentrale Aufgabenstellung des nun abgeschlossenen Forschungsprojektes war es daher, die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich zu identifizieren und deren Kosten im Detail zu ermitteln, um eine Entscheidungsgrundlage für Regulator und politische Entscheidungsträger zu liefern. Darauf aufbauend sollen in Folgeprojekten passende Geschäftsmodelle entwickelt und Demonstrationsprojekte vorbereitet werden. Bisherige Studien über das Potential von Lastverschiebung in Österreich behandelten hingegen vor allem private Haushalte, die aufgrund der höheren technischen Komplexität der IT-Anbindung wie auch der unterschiedlichen Verbreitungsstrategien getrennt betrachtet werden müssen.

Die Analyse des Demand Response Potentials in Industrie und Gewerbe basierte dabei auf den folgenden Arbeitsschritten:

- Recherche und Evaluierung international vorhandener Demand Response Programme mit Fokus auf Industrie und Gewerbe
- Entwicklung einer Bewertungsmatrix und Spezifikation möglicher Lastverschiebungsprodukte
- Ermittlung des Potenzials von Lastverschiebung in Österreich, wobei zwei sich ergänzende Methodiken (Top-Down und Bottom-Up) eingesetzt werden
- Darstellung der ermittelten Lastverschiebungspotenziale und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem in Form von Cost-curves
- Analyse des Lastverschiebungspotenzials in einer Modellregion bzw. Modellsektors
- Ableitung von Empfehlungen hinsichtlich notwendiger F&E-Folgeprojekte sowie von Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger, Regulator und sonstige Stakeholder
- Verbreitung der Ergebnisse über bestehende Forschungs- und Industriekonferenzen, Netzwerke, Symposien und Kongressen sowie eine eigene Projekthomepage

In nachfolgenden Leuchtturmprojekten soll elektrische Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe – gemeinsam mit Energieversorgungsunternehmen – in Praxisprojekten auch umgesetzt werden.

1.2. Schwerpunkte des Projektes

Inhaltlicher Schwerpunkt des Forschungsprojekts war es, die technischen und wirtschaftlichen Potenziale für Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich zu identifizieren und deren Kosten im Detail zu ermitteln, um eine Entscheidungsgrundlage für Regulator und politische Entscheidungsträger zu liefern.

Vor allem in den stromintensiven Großbetrieben in der Grundstoffindustrie (Papier, Metall, Zement, Glas) wurde erhebliches wirtschaftliches Lastverschiebungspotential identifiziert, was auch Schwerpunkt der Projektarbeit war. In diesen Sektoren kann durch große Einzelverbraucher mit relativ geringem Aufwand ein großes Potential erschlossen werden. Insbesondere bei peripheren Verbrauchern, die nicht direkt im Hauptprozess eingebunden sind, wären Lastverschiebungsmaßnahmen besonders einfach umzusetzen. Beispiel hierfür sind in der Zementindustrie die Zementmühlen, die nicht direkt mit dem Drehrohrofen gekoppelt sind, Brecheranlagen in Steinbrüchen oder Holzzerkleinerungsanlagen in Papierwerken. Weiteres Potential liegt auch im Gewerbe und bei kommunaler Infrastruktur, ist jedoch aufgrund der im Vergleich zur Industrie nur geringen Leistungsreduktion pro Standort bzw. Aggregat viel schwieriger zu heben.

Die unterschiedlichen Charakteristika der möglichen Lastverschiebungen (notwendige Vorlaufzeiten, minimale oder maximale Dauer von Events, Einschränkung bei Häufigkeit der Events) erfordern jeweils branchen- bzw. teilweise sogar unternehmensspezifische Geschäftsmodelle. Bei großen industriellen Anlagen (z.B. Papierindustrie) ist beispielsweise aber eine Teilnahme am Minutenreservemarkt bereits derzeit möglich. Auf die diesbezüglichen Fragestellungen wurde insbesondere bei der Betrachtung des Modellsektors Zementindustrie näher eingegangen.

Auf Basis der nun vorliegenden Ergebnisse erscheint die Realisierung von Demonstrationsprojekten im Rahmen der nationalen Smart Grid Aktivitäten bzw. der Smart Cities Initiative des SET-Plans möglich und höchst vielversprechend. Diesbezüglich sind jedoch zunächst insbesondere Fragen zur Vermarktung von elektrischer Lastverschiebung auf den Energiemarkten bzw. zu neuen Geschäftsmodellen zu adressieren.

Bisherige Studien über das Potential von Lastverschiebung in Österreich behandelten hingegen vor allem private Haushalte, die aufgrund der höheren technischen Komplexität der IT-Anbindung wie auch der unterschiedlichen Verbreitungsstrategien getrennt betrachtet werden müssen.

1.3. Einordnung in das Programm

Das Projekt adressiert das Themenfeld **Energiesysteme, Netze und Verbraucher**. Diesbezüglich wurde schwerpunktmäßig der Unterpunkt **3.1.4 Beiträge zur Realisierung von Smart-Grid-Modellregionen** gemäß Leitfaden zur 3. Ausschreibung Neue Energien 2020 adressiert.

Die Erhebung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials in Österreich für Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe sowie die Ermittlung der damit zusammenhängenden Kosten (Cost-Curves) ist ein zentraler Beitrag zu den Programmzielen dieses Unterpunktes und liefert wichtige Entscheidungsgrundlagen für Regulator und politische Entscheidungsträger. Darauf aufbauend können passende Geschäftsmodelle entwickelt und Demonstrationsprojekte vorbereitet werden. Bisherige Studien über das Potential von Lastverschiebung in Österreich behandelten hingegen vor allem private Haushalte, die aufgrund der höheren technischen Komplexität der IT-Anbindung wie auch der unterschiedlichen Verbreitungsstrategien getrennt betrachtet werden müssen.

Insbesondere wurden die Möglichkeiten der Umsetzung eines Demonstrationsprojektes im Modellsektor **Zementindustrie** untersucht. Neben der quantitativen Erhebung des Potentials und der mit der Lastverschiebung in den Betrieben anfallenden Kosten wurden ergänzend Barrieren, Stärken und Schwächen für den Einsatz von Demand-Response Programmen (in Industrieunternehmen) ganz allgemein sowie auch speziell für ein zukünftigen Smart-Grids Modellprojekt in der Zementindustrie identifiziert.

Die entwickelten Cost-Curves veranschaulichen Nutzen und Kosten der Lastverlagerung, speziell auch im Vergleich mit (zukünftigen) Stromspeichertechnologien und liefern daher ergänzend Beiträge zu Themenpunkt **3.9.2 Gesamtwirtschaftliche Betrachtung von Smart-Grid-Lösungen** sowie Themenfeld **3.2 Fortgeschrittene Speichertechnologien**.

Aufgrund des relativ hohen Lastverschiebungspotential in Industrie und Gewerbe bei verhältnismäßig geringen Kosten eignet sich dieser Sektor besonders gut für zukünftige Demonstrationsprojekte in Smart Grids- bzw. Smart Cities Modellregionen. Aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist der kommerzielle Einsatz von elektrischer Lastverschiebung im industriellen und kommerziellen Sektor daher zukünftig viel leichter möglich als im Bereich der privaten Haushalte.

1.4. Verwendete Methoden

Die Analyse des Demand Response Potentials und der Chancen für die Umsetzung elektrischer Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich erfolgte entsprechend folgender methodischer Vorgangsweise:

- Recherche und Evaluierung von bisher im Ausland umgesetzten Demand Response Programmen mit Fokus auf Industrie und Gewerbe (Best Practice Beispiele in USA)
- Entwicklung einer Bewertungsmatrix und Spezifikation möglicher Lastverschiebungsprodukte
- Ermittlung des Potenzials von Lastverschiebung in Österreich, wobei zwei sich ergänzende Methodiken (Top-Down und Bottom-Up) eingesetzt werden
- Darstellung der ermittelten Lastverschiebungspotenziale in Form von Cost-Curves,

Im Laufe des aktuellen Forschungsvorhabens wurden weiters das Lastverschiebungspotenzial in einer Modellregion ermittelt sowie Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger, Regulator und sonstige Stakeholder abgeleitet.

Da die Verschiebung elektrischer Lasten zugleich ein Ersatz für – noch zu entwickelnde – elektrische Speicher ist, wurden die Ergebnisse der Studie (Cost Curves) außerdem mit den Kosten verfügbarer bzw. zukünftiger Speichertechnologien verglichen.

Eine detaillierte Darstellung der methodischen Vorgangsweise erfolgt in den jeweiligen Unterabschnitten bei der inhaltlichen Darstellung in Abschnitt 2.

1.5. Aufbau der Arbeit

Nach einem kurzem Abriss der Aufgabenstellung in Abschnitt 1.1 werden in Abschnitt 1.2 die Schwerpunkte des Projekts dargestellt. Im darauf folgenden Abschnitt 1.3 wird das Projekt in die Programmlinie Neue Energien 2020 (3. Ausschreibung) eingeordnet und in Abschnitt 1.4 die verwendeten Methoden dargestellt. Im gegenständlichen Abschnitt 1.5 wird nun der Aufbau dieses Endberichtes beschreiben, während der darauf folgende Abschnitt 2 der Darstellung der Ergebnisse gewidmet ist.

Der erste Unterabschnitt 2.1 ist der Darstellung der Ergebnisse von Arbeitspaket 2, der Analyse von bereits existierenden Demand Response Programmen und internationalen Best Practice Beispielen, gewidmet. Nach einer kurzen Begriffserklärung (Abschnitt 2.1.1) wird zunächst die historische Entwicklung des Demand Response Marktes dargestellt (Abschnitt 2.1.2) und durch einen Abriss über die historische Entwicklung des Elektrizitätssektors in den USA (Abschnitt 2.1.3) ergänzt.

Im darauf folgenden Abschnitt 2.1.4 erfolgt ein Marktüberblick über die bisher in den USA eingesetzten Demand Response Programme, wobei im nachfolgenden Abschnitt 2.1.5 die unterschiedlichen Programmtypen näher betrachtet und detaillierter analysiert werden.

Im Abschnitt 2.1.6 wird die jeweilige Häufigkeit des Einsatzes der zuvor identifizierten unterschiedlichen DR-Programme untersucht, während in Abschnitt 2.1.7 die unterschiedlichen Anbieter von Demand Response Programmen analysiert werden. In den darauf folgenden Abschnitten erfolgt jeweils eine Detailanalyse der Anbieter in den Sektoren Industrie (Abschnitt 2.1.8) und Gewerbe (Abschnitt 2.1.9). Dies wird ergänzt durch eine Beschreibung der Rolle der Aggregatoren und sonstiger DR-Dienstleister (Abschnitt 2.1.10), wobei die derzeit wichtigsten drei Anbieter von Aggregationsleistungen in den USA vorgestellt werden.

Anschließend werden die Produktportfolios von DR-Anbietern am Beispiel von Kalifornien zunächst allgemein analysiert (Abschnitt 2.1.11), um anschließend beispielhaft das Produktportfolio der Pacific Gas & Electric (Abschnitt 2.1.12) im Detail zu betrachten. Ergänzend dazu wird das DR-Produktportfolio der Alabama Power Company in Abschnitt 2.1.13 analysiert, die im Unterschied zur PG&E lediglich „price based“ Demand Response Programme anbieten. Beispielhaft werden dabei besondere „Time of Use“ im Sektor „Steine-, Erden- und Glasindustrie sowie für Bewässerungsanlagen oder Wasserwerksinfrastruktur betrachtet.

Im darauf folgenden Abschnitt 2.1.14 wird auf die Unterschiede zwischen den jeweiligen Lastverschiebungsarten (temporäre versus permanente) und klassischen Energieeffizienzmaßnahmen eingegangen. Ergänzend werden in Abschnitt 2.1.15 aktuelle Trends in den USA beschrieben, wie zum Beispiel der Trend zu zunehmender

Automatisierung (Automated Demand Response), zur Kombination von incentive-based Programmen und TOU-Tarifen sowie zur (weitergehenden) Integration von DR-Produkten in die Elektrizitätsmärkte.

Im darauf folgenden Abschnitt 2.1.16 wird auf die unterschiedlichen Charakteristika und Parameter eingegangen, mit denen zukünftige Lastverschiebungsprodukte beschrieben werden können. In Abschnitt 2.1.17 werden dann die einzelnen Elemente einer Bewertungsmatrix zur Erhebung des Lastverschiebungspotentials sowie zur Charakterisierung zukünftiger Lastverschiebungsprodukte dargestellt und die jeweiligen Dimensionen bzw. Achsen der Matrix zueinander in Beziehung gesetzt.

Aufbauend auf diese Vorarbeiten wird in Abschnitt 2.2 das Lastverschiebungspotential aus Top-Down Sicht analysiert, was dem Arbeitspaket 3 entspricht. Dazu werden in den jeweiligen Unterabschnitten (2.2.1 bis 2.2.3) zunächst der Stromleistungsbedarf und Strompreisgestaltung in Österreich sowie der Ausgleichsenergiemarkt kurz skizziert.

Im nächsten Unterabschnitt 2.2.4 wurden die Energieverbrauchsstruktur in den jeweiligen Industriesektoren, bezogen auf die Hauptverbrauchsgruppen, dargestellt und anschließend in Unterabschnitt 2.2.5 die Stromintensität der unterschiedlichen Sektoren und Verbrauchergruppen ermittelt und grafisch dargestellt. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 2.2.6 das Demand Response Potential mittels Bewertungsfaktoren zunächst grob abgeschätzt und anschließend mit den Ergebnissen von bisherigen nationalen und internationalen Studien verglichen.

Der Abschnitt 2.3 widmet sich der Berechnung des Lastverschiebepotentials (entspricht Arbeitspaket 4). In den jeweiligen Unterabschnitten werden dazu die Standortpotentiale in den wichtigsten Industriesektoren wie Papierindustrie (Unterabschnitt 2.3.2.1), Stahlindustrie (Unterabschnitt 2.3.2.2), Chemieindustrie (Unterabschnitt 2.3.2.3), Steine & Erden (Unterabschnitt 2.3.2.4), Nicht-Metall Industrie (Unterabschnitt 2.3.2.5), Holzindustrie (Unterabschnitt 2.3.2.6), Lebensmittelindustrie (Unterabschnitt 2.3.2.7) sowie öffentliche und private Dienstleistungen (Unterabschnitt 2.3.2.8) betrachtet.

Aufbauend auf dieser Analyse des Demand Response Potentials an den unterschiedlichen Industriestandorten bzw. unterschiedlichen Sektoren erfolgt in Abschnitt 2.4 eine Berechnung des gesamtösterreichischen Lastverschiebungspotentials für unterschiedliche Zeitintervalle (von 5 min bis 240 min).

Im folgenden Abschnitt 2.5 wird auf die entstehenden Kosten und ihre Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit bei elektrischer Lastverschiebung bzw. der Teilnahme an Demand Response Programmen eingegangen und die Ergebnisse dann in Form von Cost Curves dargestellt. Die erzielten Ergebnisse werden abschließend mit den Ergebnissen der ersten Grobabschätzung sowie den Kosten von Stromspeichern (Abschnitt 2.7) verglichen.

Abschnitt 2.8 widmet sich der Darstellung der Ergebnisse der Arbeiten im Modellsektor Zementindustrie (Arbeitspaket 5). Dazu werden die Möglichkeiten für elektrische Lastverschiebung bei den unterschiedlichen Aggregaten (Zementmühlen, Brecher, etc.) im Detail analysiert, die unterschiedlichen Möglichkeiten der Verwertung dieser Lastverschiebung dargestellt sowie Cost-Curves erstellt.

Die Ergebnisse aus der Untersuchung des österreichweiten Potentials sowie des Modellsektors werden abschließend in Abschnitt 2.9 zusammengefasst, während in Abschnitt 2.10 auf Empfehlungen für Stakeholder eingegangen wird (Arbeitspaket 6). Dazu werden in Unterabschnitt 2.10.1 zunächst Empfehlungen für als notwendig erachtete Forschungsprojekte formuliert, während in Unterabschnitt 2.10.2 ergänzende Empfehlungen für bestimmte Stakeholdergruppen abgegeben werden.

In Abschnitt 3 werden die Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus diesem Projekt nochmals zusammengefasst, während in Abschnitt 4 ein Ausblick über mögliche weitere Entwicklungen gegeben sowie abschließende Empfehlungen ausgesprochen werden.

2. Inhaltliche Darstellung

2.1. Analyse existierender Demand Response Programme und Technologien (AP2)

2.1.1. Begriffsabgrenzung zwischen Lastverschiebung und sonstigen Energieeffizienzmaßnahmen

Verbrauchsseitige Maßnahmen sind wesentliche Elemente in zukünftigen Energiesystemen. Diese Maßnahmen werden unter dem Begriff Demand Side Management (DSM) zusammengefasst. Diesbezüglich muss zwischen zwei Kategorien von Maßnahmen, jenen zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Änderung des Lastverhaltens, unterschieden werden. In der Praxis gehen diese Maßnahmen zwar oft Hand in Hand, sind jedoch konzeptionell klar zu unterscheiden:

Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zielen auf die Reduktion des Energieverbrauchs hin. Das kann im Industriebereich etwa durch den Einsatz energieeffizienterer Verbrauchsgeräte (z.B. Motoren und Antriebe) oder durch die Reduktion von Verlusten (z.B. Verringerung von Leckagen in Druckluftsystemen) erfolgen. Diese Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz reduzieren den Energieverbrauch, ohne das jedoch das Lastprofil dadurch verändert wird.

Maßnahmen des Lastmanagements (Load Management)

Maßnahmen zum Lastmanagement zielen hingegen darauf ab, das Lastprofil von Verbrauchern zu beeinflussen. Dabei wird zwar der Zeitpunkt des Energieverbrauches verändert, ohne dass sich jedoch die insgesamt verbrauchte Energiemenge reduziert.

Obwohl sich durch den Einsatz von Lastmanagement der Energieverbrauch insgesamt nicht verändert, können aus Sicht der Gesamteffizienz des Energiesystems erhebliche Vorteile durch die Verschiebung von elektrischen Lasten erzielt werden. Intelligente Geschäfts- und Tarifmodelle vorausgesetzt, können sowohl der CO₂-Fußabdruck wie auch die Energiekosten deutlich reduziert werden.

Lastmanagement wurde auch in der österreichischen Industrie bereits seit vielen Jahren eingesetzt. Ziel dieses Lastmanagement ist die Reduktion des Strombezugspreises, der sich grundsätzlich aus Arbeitspreis und Leistungspreis zusammensetzt¹.

¹ Der Arbeitspreis ist dabei von der Menge an verbrauchter Energie, der Leistungspreis von der maximalen Entnahmleistung abhängig.

Diese Maßnahmen beschränkten sich jedoch in den meisten Fällen auf die sogenannte „Spitzenlastkappung“, die in Abbildung 1 schematisch dargestellt ist.

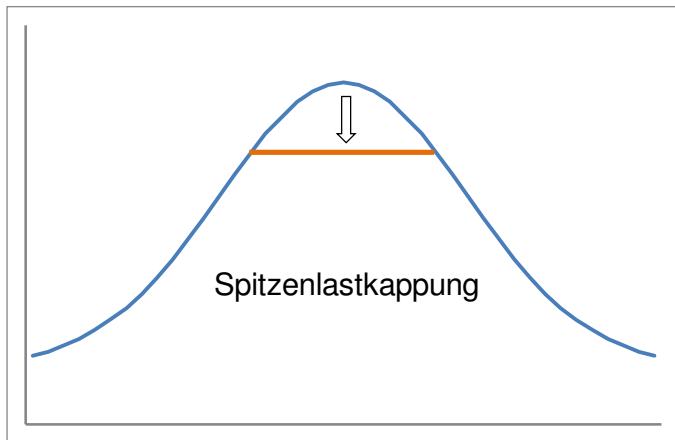


Abbildung 1: Spitzenlastkappung (schematisch²; Quelle: eigene Darstellung)

Vor der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft war der Leistungspreis in der Regel stärker noch als bisher von der maximalen jährlichen Spitzenlast abhängig. Eine auch nur kurzfristige Lastspitze konnte zu einer deutlichen Erhöhung der gesamten jährlichen Strombezugskosten führen. Aus diesem Grund waren in sehr vielen Industriebetrieben einfache Lastmanagementsysteme im Einsatz, welche den Gesamtverbrauch beobachten und im Extremfall entsprechende Maßnahmen setzten (Lastabwurf), um eine unerwünschte Verbrauchsspitze und entsprechende Zusatzkosten zu verhindern.

Seit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft ist die Notwendigkeit eines Lastmanagements aus Kundensicht jedoch zurückgegangen. Diesbezüglich muss jedoch zwischen Netztarifen und Kosten für die Energielieferung unterschieden werden:

Energielieferung

Die Energielieferung unterliegt dem freien Wettbewerb. Im Segment der Industrie- und Gewerbekunden werden zwar Arbeits-, oft aber keine Leistungspreise mehr verrechnet. Aus Sicht der Kostenoptimierung der reinen Energielieferung sind daher Lastmanagementsysteme zur Spitzenlastkappung nicht mehr notwendig.

Netznutzungsentgelte (Netztarife)

Nach der derzeit geltenden Systemnutzungstarife-Verordnung [SNT-VO 2010], welche die Höhe der Netztarife festlegt, richtet sich die Höhe des Leistungspreis nach dem „arithmetischen Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich ermittelten bzw. gemessenen höchsten viertelstündigen Durchschnittsbelastung“³.

² In dieser wie in den folgenden Abbildungen ist die Tageslastkurve schematisch dargestellt. Dabei entspricht die vertikale Achse dem Energieverbrauch pro Zeiteinheit (Leistung), die horizontale Achse dem Zeitintervall.

³ § 7 [SNT-VO 2010]

Der Einfluss einer einmaligen Lastspitze beträgt daher nur mehr ein Zwölftel jenes Wertes, der bei einer Berechnung des Leistungspreises auf Basis der maximalen jährlichen Leistungsspitze anfallen würde. Aufgrund der dadurch insgesamt geringeren Abhängigkeit der Gesamtbezugskosten von der maximalen Leistungsspitzen haben klassische Lastmanagementsystem im Industriebereich daher seit Beginn der Liberalisierung deutlich an Bedeutung verloren.

Die Spitzenlastkappung ist jedoch nur eine von mehreren Möglichkeiten zur Beeinflussung der Lastkurven. Typische Veränderungen der Lastkurve ist die Absenkung des Verbrauches zu Spitzenzeiten (Spitzenlastabsenkung; siehe Abbildung 2) oder die Anhebung der Last in Schwachlastzeiten (Schwachlastanhebung; siehe Abbildung 3).

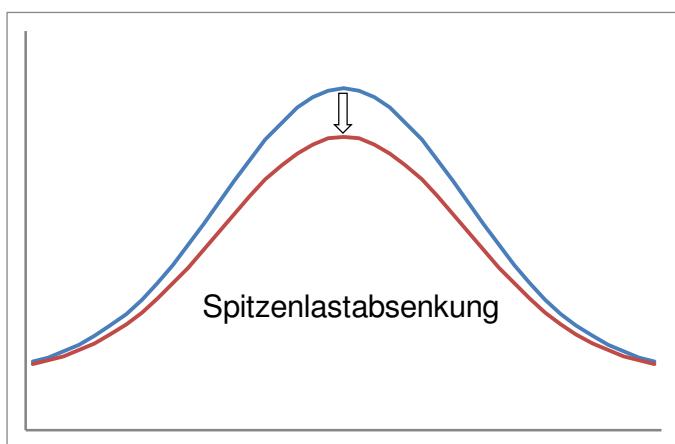


Abbildung 2: Spitzenlastabsenkung (schematisch; Quelle: eigene Darstellung)

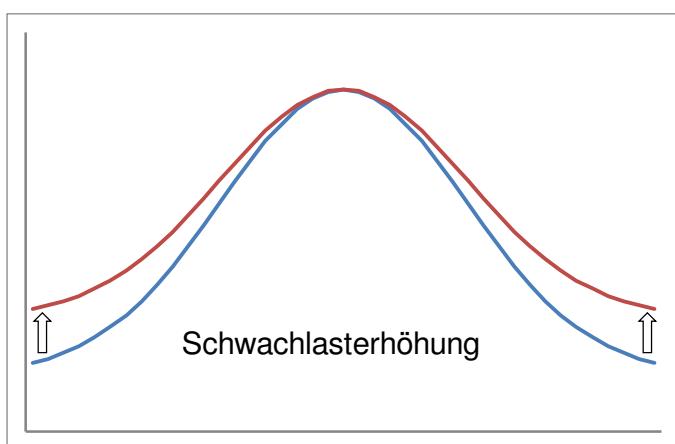


Abbildung 3: Schwachlastanhebung (schematisch; Quelle: eigene Darstellung)

Die Kombination von Spitzenlastanhebung und Schwachlastanhebung ergibt eine Lastverlagerung (siehe Abbildung 4). Der Verbrauch zu Spitzenzeiten wird reduziert und in Richtung der Schwachlastzeiten verschoben, wobei sich über eine 24 Stunden Periode gerechnet jedoch keine Änderung im Gesamtverbrauch ergibt.

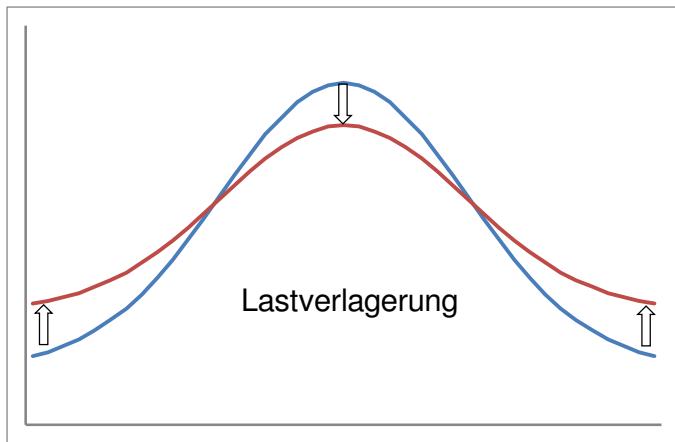


Abbildung 4: Lastverlagerung (schematisch; Quelle: eigene Darstellung)

Eine solche Lastverlagerung kann durch vielfältige Maßnahmen erreicht werden. Wird die Last jedoch nicht permanent verschoben sondern dynamisch an die jeweiligen Erfordernisse oder wirtschaftlichen Parameter (wie z.B. Echtzeitpreise) angepasst, spricht man von Lastführung (siehe Abbildung 5).

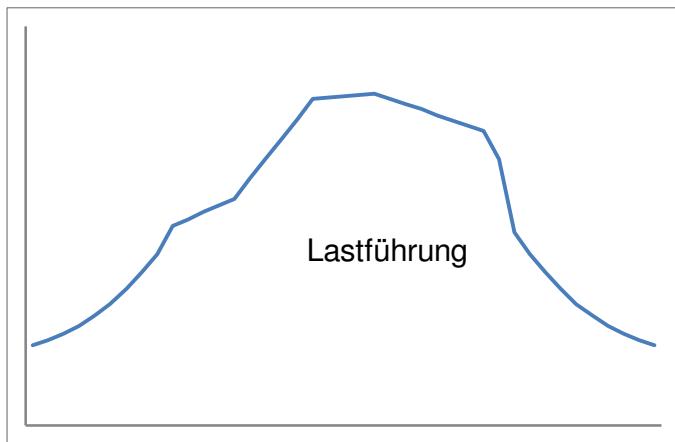


Abbildung 5: Lastführung (schematisch; Quelle: eigene Darstellung)

Die Interaktion zwischen Verbraucher und Energiesystem kann dabei entweder durch einen direkten Eingriff (z. B. Laststeuerung) oder aber auch indirekt durch einen zeitvariablen Tarif erfolgen. Im Folgenden werden unter dem Begriff Demand Response alle Arten der Lastverschiebung, mit Ausnahme der reinen Spitzenlastkappung, subsummiert.

2.1.2. Historische Entwicklung des Demand Response Marktes

Die Grundideen von Demand Response Programmen sind in den USA bereits in den 70-iger Jahren entwickelt und bekannt gemacht worden. Wissenschaftler und Promotoren der ersten Stunde waren beispielsweise Roger Sant oder Amory Lovins. Anstelle von Neuinvestitionen in Erzeugungs- oder Transportkapazitäten wäre die Reduktion bzw. die Verlagerung des Verbrauches - und die finanzielle Kompensation der Kunden für eine solche Reduktion bzw. Verschiebung der Last – die volkswirtschaftlich sinnvollere Lösung [Ruff 2002].

Diese Konzepte aus den 70-iger sind Ende der 80-iger und Anfang der 90-iger Jahre vermehrt von den Regulierungsbehörden aufgegriffen worden. Die Sinnhaftigkeit bzw. der Nutzen der ersten Demand Response Programme wird jedoch unterschiedlich gesehen. So konnten zwar die Spitzenverbräuche gesenkt werden. Zugleich wurde jedoch vielfach argumentiert, dass die Zusatzkosten für die DR-Programme die regulierten Preise weiter ansteigen lassen lassen und der volkswirtschaftliche Nutzen dadurch zumindest teilweise konterkariert wurde [Ruff 2002].

Bei den ersten DR-Konzepten handelte es sich entweder um (klassische) unterbrechbare Tarife oder die direkte Laststeuerung von Warmwasserboilern oder Air-Condition Anlagen. Obwohl sich insbesondere die Geschäftsmodelle laufend weiterentwickelt haben, sind die technischen Lösungen oft sehr einfach geblieben. In vielen Fällen erfolgt die Steuerung der Geräte nicht automatisch, sondern insbesondere im Bereich Industrie und Gewerbe noch manuell durch die Betriebsleiter nach einer Benachrichtigung per Telefon, Email oder Pager⁴.

DR-Programme werden jedoch oft nicht von den Energieversorgern selbst gemanagt, sondern von dritten Dienstleistern, auch Aggregatoren genannt. Die größten drei Aggregatoren und deren Leistungsportfolio werden in Abschnitt 2.1.10 vorgestellt.

In den letzten Jahren ist jedoch ein klarer Trend sowohl zur vermehrten Automatisierung der Lastverschiebung (Automated Demand Response) wie auch hinsichtlich der Standardisierung von Protokollen und Schnittstellen zu beobachten⁵. Während historisch die meisten Demand Response Programme als Notfallprogramme entstanden sind (Lastreduktion, um das Energiesystem vor Ausfällen und Black Outs zu schützen), geht der aktuelle Trend immer mehr in Richtung zeitvariabler Tarife. Im Smart Grid Kontext werden innovative DR-Lösungen oft als „Killerapplikation“ bezeichnet, da bei elektrischer Lastverschiebung, vor allem in Industrie und Gewerbe, eine deutlich höhere Wirtschaftlichkeit als bei anderen Smart Grids Anwendungen oder Lösungen erwartet wird.

Bevor in Abschnitt 2.1.4 ein Überblick über das derzeitige Marktvolumen in den USA gegeben und in Abschnitt 2.1.5 die unterschiedlichen im Einsatz befindlichen DR-

⁴ Siehe dazu beispielhaft Abschnitt 2.1.12 (Analyse des DR-Produktportfolios der Pacific Gas & Electric (PG&E))

⁵ Siehe dazu auch Abschnitt 2.1.10

Programme analysiert werden, wird im folgenden Abschnitt 2.1.3 ein kurzer Abriss über die Entwicklung des Elektrizitätssektors eingefügt, der zum Verständnis der folgende Kapitel und des regulatorischen Umfeldes hilfreich bzw. notwendig ist.

2.1.3. Historische Entwicklung des Elektrizitätssektors in den USA (Abriss)

Historisch war der Elektrizitätssektor in den USA, seit der Errichtung des ersten Kraftwerkes in New York im Jahr 1882 durch Thomas A. Edison, primär durch private Unternehmen geprägt. Daneben sind einige Energieversorger, wenn auch zu einem kleineren Teil, im öffentlichen Besitz (kommunal, staatlich, bundesstaatlich) oder sind als Genossenschaften gegründet worden. So waren in den USA zu Beginn der 80er Jahre noch mehr als 3.500 Unternehmen in die Produktion, den Transport und die Verteilung von Elektrizität involviert [APERC 2000].

Bis Anfang der 90er Jahre war die Elektrizitätswirtschaft vorwiegend durch monopolistische Strukturen geprägt. Die Preise wurden durch die Behörden festgelegt, wobei die Regulierung sowohl auf Ebene der einzelnen Staaten wie auch durch die Bundesbehörden erfolgte.

Der Energy Policy Act von 1992 war die Rechtsgrundlage für eine weitgehende Deregulierung des Sektors. Durch Verordnungen der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) wurde im Laufe der Folgejahre der Markt für neue Marktteilnehmer geöffnet und der Wettbewerb zunächst im Großkundenmarkt erzwungen. Weiters wurden die Transportleitungen auf eigene TSOs (Transmission System Operators) übertragen, die als nicht gewinnorientierte Unternehmen geführt werden. Auch wenn das Ausmaß und die Geschwindigkeit der Deregulierung von Bundesstaat zu Bundesstaat stark unterschiedlich gehandhabt wurde, hatten im Jahr 2000 bereits rund die Hälfte aller Staaten den Stromsektor entweder bereits dereguliert oder dies geplant [Kwoka 2006].

Die Deregulierung des Sektors in Kalifornien war eine der weitgehendsten. Bereits im Jahr 1996 wurde die Gesetzgebung dafür geschaffen und durch Verordnungen der kalifornischen Public Utilities Commission umgesetzt. Die zuvor integrierten Versorgungsunternehmen in Kalifornien wurden dazu gezwungen große Teile ihrer Erzeugungskapazitäten nicht-regulierten Marktteilnehmer abzugeben. Die Stromerzeugung und der Markt im Großkundensegment wurden komplett liberalisiert, während die Endkundenpreise jedoch weiterhin durch die Regulierungsbehörden festgesetzt wurden.

Letztendlich führte die fehlerhafte bzw. ungenügende Umsetzung der Deregulierung zur kalifornischen Energiekrise, in dessen Folge im Jahr 2001 durch Black-Outs hundertausende Kunden ohne Strom waren. Neben der ungenügenden Umsetzung der Deregulierung war die

Marktmanipulation durch einen der großen Marktteilnehmer (Enron⁶) der auslösende Faktor für die Krise, in dessen Folge unter anderem einer der größten Energieversorger der USA, die Pacific Gas & Electric Co., Konkurs anmelden musste⁷ [FERC 2010a].

Die Probleme in Kalifornien waren der Auslöser dafür, dass es in vielen Bundesstaaten der USA nicht mehr zu einer Deregulierung des Sektors kam oder diese sogar rückgängig gemacht wurde. Aus Abbildung 6 ist der aktuelle Status der Liberalisierung bzw. Restrukturierung des Elektrizitätssektors in den einzelnen Bundesstaaten zu erkennen⁸.

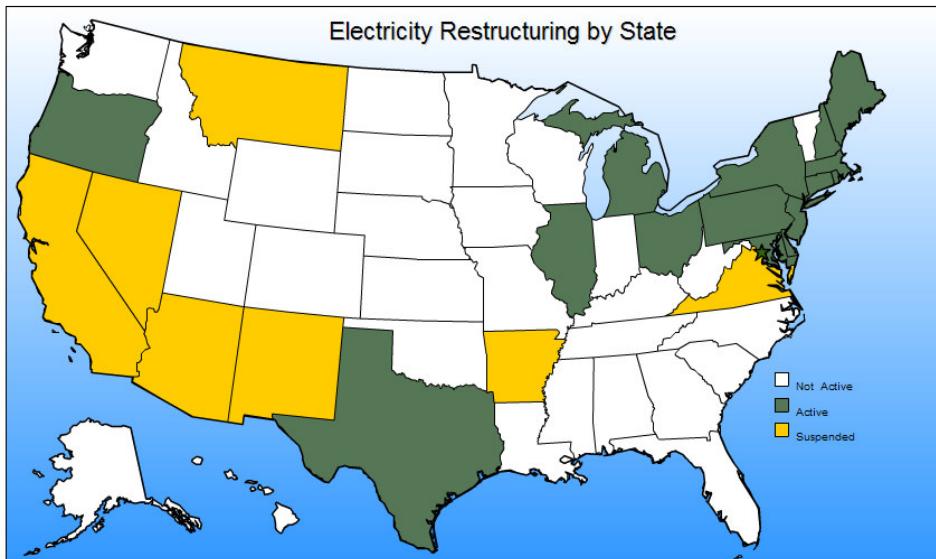


Abbildung 6: Status der Liberalisierung des Elektrizitätssektors in den USA (Quelle: EIA)

In den dunkelgrün markierten Bundesstaaten ist die Stromwirtschaft bereits dereguliert worden und die Endkunden können ihren Stromlieferanten frei wählen. In den weiß markierten Bundesstaaten ist es hingegen noch zu keiner Deregulierung gekommen und die zuvor herrschende Monopolstellung der bisherigen Versorger und Preisregulierung durch die Behörde ist weiterhin aufrecht.

Die gelb markierten Bundesstaaten, wie etwa der Bundesstaat Kalifornien, nehmen eine Sonderstellung ein. In diesen Staaten ist es zwar zu einer Deregulierung oder zu Pilotversuchen gekommen, die jedoch wieder zurückgenommen oder nicht weitergeführt wurden. Auch in diesen Regionen ist derzeit keine freie Wahl des Stromlieferanten möglich.

⁶ Das Unternehmen Enron war Ende der 90er-Jahre einer der größten Konzerne in den USA. Massive Bilanzfälschungen des Unternehmens waren die Ursache für eine der größten Unternehmensskandale in den USA und führten im Jahr 2001 zur Insolvenz des Unternehmens.

⁷ Das Versorgungsunternehmen war gezwungen, den Strom am freien Spotmarkt zu überhöhten Preisen einzukaufen, während man zugleich keinen Einfluss auf die regulierten Endkundenpreise hatte und diese nicht erhöhen konnte. Dies führte letztlich zum Konkurs des Unternehmens. Ein weiterer großer kalifornischer Energieversorger, die Southern California Edison, konnte nur knapp vor dem Konkurs gerettet werden.

⁸ Stand: Juli 2010

Im Zusammenhang mit DR-Programmen ist von Interesse, dass Lastverschiebungs- bzw. Demand Response Programme sowohl in regulierten wie deregulierten Bundesstaaten zu finden sind.

Wenn auch naturgemäß die konkreten Umsetzungen (=Geschäftsmodell) voneinander abweichen, sind interessante DR-Programme sowohl in deregulierten Bundesstaaten (wie z.B. New York), in Bundesstaaten ohne erfolgter Deregulierung (z.B. Florida) wie auch in solchen mit zurückgenommener Deregulierung (z.B. Kalifornien) anzutreffen.

2.1.4. Marktüberblick zu Demand Response Programmen in den USA

Betreffend der derzeitigen Marktgröße von Demand Response Programmen und der bisherigen Entwicklung konnte auf offizielles statistisches Zahlenmaterial des U.S. Department of Energy zurückgegriffen werden.

In einer jährlichen statistischen Auswertung wird von der U.S. Energy Information Administration (EIA) von den Energieversorgern der Erfolg von nachfrageseitigen Maßnahmen abgefragt. Es werden dabei sowohl die Einsparungen aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen wie von Lastmanagementmaßnahmen, wie etwa Demand Response Programmen, erhoben⁹. Die Ergebnisse dieser jährlichen Auswertungen der EIA sind in Tabelle 1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu sehen.

In MW	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Total Actual Peak Load Reduction	32.741	30.253	27.240	25.710	23.532	22.904	22.936	24.955	22.901	26.455	27.231	25.284
Energy Efficiency	19.650	17.710	15.959	15.351	14.272	13.581	13.420	13.027	12.873	13.452	13.591	13.327
Load Management	13.091	12.543	11.281	10.359	9.260	9.323	9.516	11.928	10.027	13.003	13.640	11.958

Tabelle 1: Jährliche Effekte von Demand Side Management Programmen je Programmkatgorie, 1997 bis 2008 (Quelle: [EIA 2010a])

Nach diesen Daten der EIA tragen sowohl Energieeffizienz- wie auch Lastmanagementprogramme Beiträge zur Lastreduktion in etwa ähnlicher Größenordnung bei, auch wenn klassische Energieeffizienzprogramme betragsmäßig von größerer Bedeutung sind (60% Anteil von Energieeffizienzprogrammen, 40% Anteil von Lastmanagementprogrammen zur tatsächlichen Lastreduktion im Jahr 2008).

Die gesamte tatsächliche Spitzenlastreduktion war im Jahr 2008 um 22,8% höher als im Jahr 1997. So war die tatsächliche Lastreduktion nach einem vorläufigen Maximum im Jahr 1998 die Jahre 1999 bis 2003 über tendenziell rückläufig. Erst ab den Jahren 2004/2005 war der Trend wieder klar in Richtung zunehmender Lastreduktionen.

Die angegebenen Werte entsprechen jedoch nicht den Einsparungen durch alle von den Kunden durchgeführten Effizienzmaßnahmen, sondern vielmehr nur jene, die durch eigene Programme der Energieversorger (z.B. Energie-Effizienzchecks, Förderprogramme, etc.) indiziert wurden.

⁹ In den Erhebungen der EIA werden jedoch nur „large utilities“ berücksichtigt, d.h. Versorger mit einem jährlichen Stromabsatz von mehr als 150.000 MWh. Alle anderen Versorger sind „small utilities“ und wurden in den folgenden Daten nicht berücksichtigt.

In der folgenden Tabelle 2 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. werden die aktuelle Höhe der Lastverschiebung durch Lastmanagementprogramme¹⁰ um weitere Angaben (potentielle und tatsächliche Lastverschiebung, Energieeinsparungen) ergänzt.

	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Actual Peak Load Reduction (MW)	13.091	12.543	11.281	10.359	9.260	9.323	9.516	11.928	10.027	13.003	13.640	11.958
Potential Peak Load Reductions (MW)	26.215	23.087	21.270	21.282	20.998	25.290	26.888	27.730	28.496	30.118	27.840	27.911
Energy Savings (1.000 MWh)	1.824	1.857	865	1.006	2.047	2.020	1.790	990	875	872	392	953

Tabelle 2: Jährliche Effekte von Load Management (Demand Response) Programmen je Programmkatgorie (Quelle: [EIA 2010a])

Aus der Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. wird ersichtlich, wie wichtig es ist, zwischen tatsächlichen und potentiellen Lastreduktionen zu unterscheiden. Während etwa im Jahr 2008 die potentielle Lastreduktion¹¹ durch Lastmanagementprogramme 26,2 GW betrug, betrug die tatsächliche Lastreduktion lediglich 13,1 GW. D.h. dass lediglich 49,9% der tatsächlichen Lastreduktion auch tatsächlich abgerufen wurde. Die Entwicklung des Verhältnisses von tatsächlicher zu möglicher Lastreduktion in den Jahren 1997 bis 2008 ist in Abbildung 7 zu sehen.

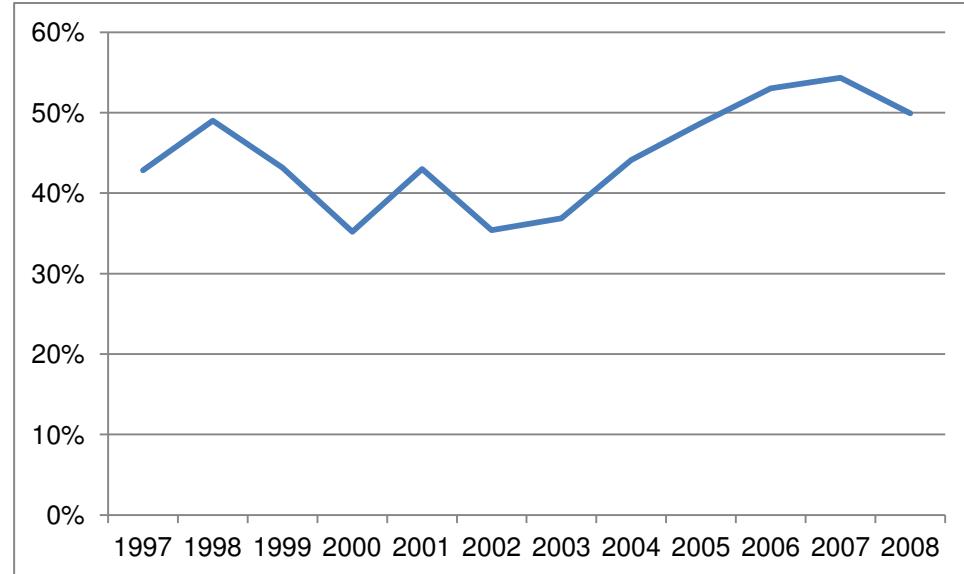


Abbildung 7: Verhältnis von tatsächlicher und maximal möglicher (potentieller) Lastreduktion durch Lastmanagementprogramme in den USA (Quelle: eigene Berechnung/Darstellung auf Basis von Daten aus [EIA 2010a])

¹⁰ Lastmanagement = Demand Response Programme

¹¹ Unter Lastverschiebungspotential wird in diesem Abschnitt jene Lastverschiebung verstanden, die entsprechend den Programmmerkriterien jederzeit abgerufen werden kann. Dies ist nicht identisch mit dem gesamten technischen oder wirtschaftlichen Lastverschiebungspotential, das naturgemäß deutlich höher liegt, da nur ein Teil der Kunden tatsächlich an den DR-Programmen teilnimmt bzw. diese Programme auch nur einen Teil des gesamten möglichen Potentials adressieren.

So ist die mögliche Lastreduktion in den Jahren 2000 und 2002 mit 35,2 % bzw. 35,4 % der maximal möglichen potentiellen Lastverschiebung am wenigsten genutzt worden, während diese in den Jahren 2006 und 2007 mit 53,0 % bzw. 54,3% am meisten abgerufen wurde. Diese Abweichung zwischen tatsächlicher und maximal möglicher (potentieller) Lastverschiebung liegt vor allem darin begründet, das „emergency triggered“ DR-Programme nur äußerst selten tatsächlich abgerufen werden (müssen)¹².

In Tabelle 3 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind die potentiellen (maximal möglichen) jährlichen Lastreduktionen auf die unterschiedlichen Sektoren Haushalte, Gewerbe, Industrie, Verkehr und Transportation/Sonstiges aufgeschlüsselt¹³.

In MW	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Residential	16.803	15.263	13.040	12.097	11.967	12.525	12.072	12.274	12.970	12.812	13.022	16.662
Commercial	13.802	10.201	10.006	10.214	9.624	8.943	9.298	10.469	9.114	8.868	12.210	12.896
Industrial	15.091	15.271	14.119	14.260	13.665	17.298	18.321	17.344	18.775	17.237	15.512	11.035
Transportation	169	62	64	62	14	105	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Other	NA	NA	NA	NA	NA	NA	617	670	510	4.653	686	644
Total	45.865	40.797	37.229	36.633	35.270	38.871	40.308	40.757	41.369	43.570	41.430	41.237

Tabelle 3: Potentielle Lastverschiebung durch Demand-Side Management Programme je Sektor in den USA, jährliche Effekte (Quelle: [EIA 2010a])

In der folgenden Tabelle 4 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist die tatsächliche Lastverschiebung durch Demand-Side Management Programme in den Jahren 1997 bis 2008 in den jeweiligen Sektoren zu sehen.

In MW	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Residential	13.592	13.192	10.730	9.432	8.870	9.431	9.137	9.619	9.446	9.976	9.327	10.799
Commercial	11.130	8.054	7.779	7.926	7.194	6.774	6.839	8.210	6.987	7.777	9.482	8.174
Industrial	7.893	8.990	8.692	8.343	7.454	6.594	6.500	6.553	6.141	6.360	7.927	5.812
Transportation	126	17	39	9	14	105	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Other	NA	NA	NA	NA	NA	NA	460	573	327	2.342	495	498
Total	32.741	30.253	27.240	25.710	23.532	22.904	22.936	24.955	22.901	26.455	27.231	25.284

Tabelle 4: Tatsächliche Lastverschiebung durch Demand-Side Management Programme je Sektor in den USA, jährliche Effekte (Quelle: [EIA 2010a])

Beim Vergleich der Zahlen von Tabelle 3 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und Tabelle 4 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt sich, dass das Verhältnis von möglicher und tatsächlicher (abgerufene) Lastverschiebung je nach Sektor unterschiedlich ist (siehe Abbildung 8).

¹² Zur Typologie der unterschiedlichen DR-Programme, siehe Abschnitt 2.1.5.

¹³ Die Angaben in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beziehen sich auf Demand Side Management Programme gesamt, d.h. sowohl auf Lastmanagement (Lastverschiebung) wie auch Energieeffizienzmaßnahmen

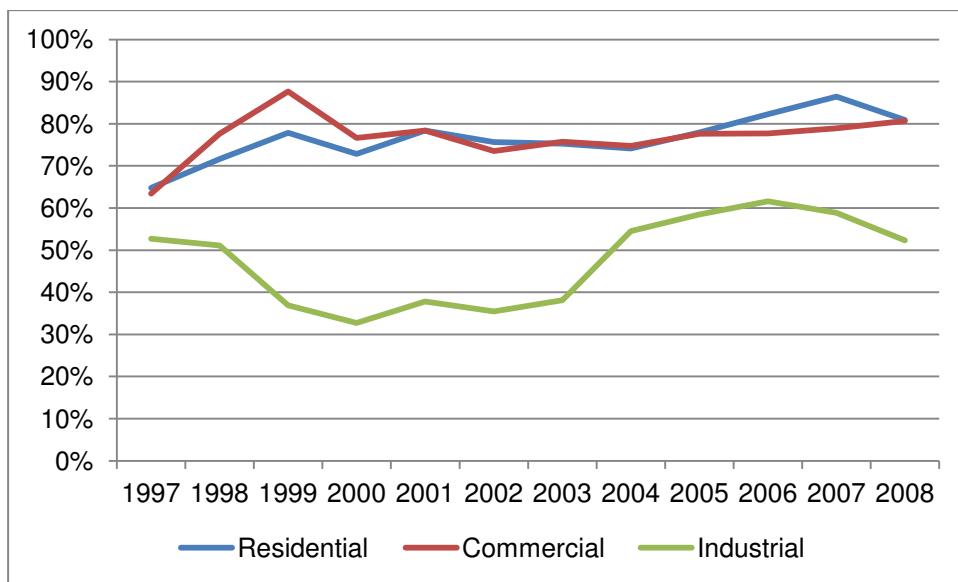


Abbildung 8: Verhältnis von tatsächlicher und maximal möglicher (potentieller) Lastreduktion durch Demand Side Management Programme in den USA je Sektor (Quelle: eigene Berechnung/Darstellung auf Basis von Daten aus [EIA 2010a])

Während die Lastreduktion durch Demand-Side Management Programme in den Sektoren Haushalte und Gewerbe zumeist auch tatsächlich abgerufen wurde (im Schnitt zu 80% bis 90%), ist das Lastreduktionspotential in der Industrie in den meisten Jahren zu weniger als 60% ausgenutzt worden. Die Gründe dafür liegen u. A. primär im unterschiedlichen Design der DR-Programme für die einzelnen Sektoren bzw. die unterschiedliche Häufigkeit der jeweils eingesetzten DR-Programme¹⁴.

¹⁴ Zur Typologie der unterschiedlichen DR-Programme, siehe Abschnitt 2.1.5.

2.1.5. Analyse unterschiedlicher Demand-Response Programme (Typologie)

In den USA wurden bereits sehr unterschiedliche Demand Response Programme umgesetzt. Die Vielzahl an Programmen lässt sich grob in zwei Kategorien bzw. Produktfamilien einordnen, die *Incentive-based Demand Response* Programme und die *Time-based Rate* Programme.

Diese beiden Produktfamilien sowie deren Unterkategorien werden in den beiden folgenden Abschnitten näher beschrieben, wobei auf die von der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) verwendeten Definitionen und Kriterien zurückgegriffen wird [FERC 2008].

2.1.5.1. Incentive-based Demand Response Programme

1. Direct load control

Direct load control (direkte Lastkontrolle) sind Demand Response Programme, in welchen dazu geeignete Kundenendgeräte, typischerweise Klimaanlagen oder Heißwasserboiler, vom Programmsponsor (Versorger, Aggregator) zyklisch gesteuert bzw. im Bedarfsfall abgeschaltet werden.

Direkte Lastkontrolle gehören zu den am häufigsten angewandten Demand Response Programmen. Das erste dieser Programme wurde bereits im Jahr 1968 in Betrieb genommen. Die Programme mit den meisten teilnehmenden Kunden sind jene der Florida Power & Light (rd. 780.000 teilnehmende Kunden) und der Northern States Power Company (rd. 370.000 teilnehmende Kunden) [FERC 2008].

2. Interruptible/curtailable rate

Interruptible/curtailable rates (unterbrechbare Tarife) sind Sonderverträge, in welchen der Energieversorger mit den Kunden vereinbart, diese unter bestimmten Umständen (z.B. Netzüberlastung, etc.) teilweise oder komplett vom Netz zu nehmen. Als Ausgleich dafür gelangen für diese Kunden niedrigere Tarife zur Anwendung¹⁵.

3. Emergency Demand Response

Bei Emergency Demand Response Programmen (Notfall Demand Response) werden den teilnehmenden Kunden Ausgleichszahlungen für Lastabschaltungen während bestimmter

¹⁵ Bei der Festsetzung der Netztarife sind in bestimmten Netzebenen und Netzbereichen auch in Österreich unterbrechbare Tarife festgelegt [SNT-VO 2010]. Diese Tarife beziehen sich allerdings lediglich auf die Netzkosten und nicht auf die Kosten der Energielieferung.

Events geleistet. Im Unterschied zu unterbrechbaren Tarifen kann der Kunde von Fall zu Fall entscheiden, ob er die Lasten reduzieren und die Ausgleichszahlung – deren Höhe üblicherweise bereits im vorhinein vereinbart wird – in Anspruch nehmen will, oder auch nicht.

4. Capacity Market Programs

In diesen Programmen verpflichtet sich der Kunde, beim Erreichen bestimmter Kapazitätsgrenzen im Energiesystem (Netz und/oder Erzeugung) eine der Höhe nach bereits im Vorhinein festgelegte Lastreduktion durchzuführen.

Im Unterschied zu Emergency DR-Programmen werden jedoch Strafzahlungen verrechnet, sollten die vereinbarten Lastreduktionen durch den Kunden nicht erfolgen. Im Ausgleich für die eingegangene Verpflichtung bekommt der Kunde eine garantierte Prämienzahlung, unabhängig davon, ob die Lastreduktion überhaupt abgerufen wird.

5. Demand Bidding/Buyback Programme

Bei diesen DR Programmen handelt es sich um Auktionen, bei denen Großverbraucher eingeladen werden, Preise für Lastreduktionen abzugeben (Preisgebote). Weitere Programme bieten den Kunden die Möglichkeiten, Lastreduktionen zu einem bestimmten, vorgegebenen Preis anzubieten (Mengengebote).

6. Ancillary services and market Programms

Bei diesen Demand Response Programmen werden Systemdienstleistungen für die Netzbetreiber generiert. Ein Beispiel dafür ist die Zurverfügungstellung von „non-spinning reserve“, vergleichbar mit Regelenergie (Sekundärregelung) im europäischen System.

In folgender Tabelle **5Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** werden abschließend die zur Produktkategorie „incentive-based DR“ gehörenden Programmtypen und deren wichtigsten Charakteristika zusammengefasst und gegenübergestellt.

Programmtyp	Programmbeschreibung	Bemerkungen
Direct load Control (Direkte Laststeuerung)	Kundengeräte werden zyklisch gesteuert und im Bedarfsfall abgeschaltet.	Typischerweise Klimageräte oder Warmwasserboiler; häufig im Haushaltsektor eingesetzt
Interruptible/curtailable rate (unterbrechbare Tarife)	Energieversorger können den Kunden jederzeit vom Netz nehmen. Im Ausgleich dafür kommen niedrigere Tarife zur Anwendung.	-
Emergency Demand Response	Großabnehmern, die im Eventfall freiwillig	Die Kunden können von Fall zu Fall entscheiden, ob sie eine

	Lastreduktionen vornehmen, werden Ausgleichszahlungen gewährt.	Lastreduktion vornehmen wollen.
Capacity Market Programs	Kunden verpflichten sich, im Fall bestimmter Events Lastreduktionen in festgelegter Höhe vorzunehmen.	Strafzahlungen kommen zur Anwendung, wenn Kunden die vereinbarten Lastreduktionen nicht durchführen.
Demand Bidding/Buyback Programme	Auktionsverfahren, bei dem Großverbraucher eingeladen werden, Lastreduktionen anzubieten.	Preis- oder Mengengebote
Ancillary services and Market Programms	DR-Programme als Substitut für Systemdienstleistungen im Netz	Beispiel: „non-spinning reserve“, vergleichbar mit Regelenergie (Sekundärregelung) im europäischen System

Tabelle 5: Übersicht über „incentive-based“ DR-Programme (Quelle: eigene Darstellung)

2.1.5.2. Preisbasierende Demand Response Programme

Während die „incentive-based“ DR-Programme eine Lastreduktion durch eine direkte Interaktion zwischen Kunden und DR-Anbieter bewirken wollen¹⁶, erfolgt dies bei preisbasierenden DR-Programme lediglich indirekt. Bei diesen Programmen werden die Kunden durch zeitabhängige Tarife dazu angehalten, ihre Lasten in andere Zeitabschnitte zu verlagern.

Im Unterschied zur ersten Kategorie ist jedoch oft schwer vorherzusagen, in welchem Ausmaß tatsächlich eine Lastverschiebung erfolgt. Dies ist insbesondere bei Time of use Tarifen von entscheidender Bedeutung, da ein von den Erwartungen abweichendes Verbraucherverhalten die Ertragsmarge des Energielieferanten deutlich beeinflussen kann.

Grundsätzlich kann zwischen drei verschiedenen Typen von dynamischen Tarifsystemen unterschieden werden [DOE 2009]:

1. Time of Use Pricing (TOU)

Time of use (TOU) Tarife sind solche, deren Höhe von der Tageszeit abhängig ist. Die Zeitdauer der „on peak“ Zeiten, an denen der Strompreis am höchsten ist, ist je nach Programm unterschiedlich, liegt aber typischerweise zwischen vier und zehn Stunden.

¹⁶ Die direkte Interaktion kann entweder die direkte Laststeuerung, die Unterbrechung einer unterbrechbaren Tarife oder das Abrufen einer Lastreduktion in einem Capacity Market- oder Demand Bidding Programmes sein.

Manche Tarife haben lediglich zwei Tarifstufen, andere auch mehrere (typischerweise drei). Die Preisstufen eines typischen Time of use Tarifs sind in Abbildung 9 zu sehen.

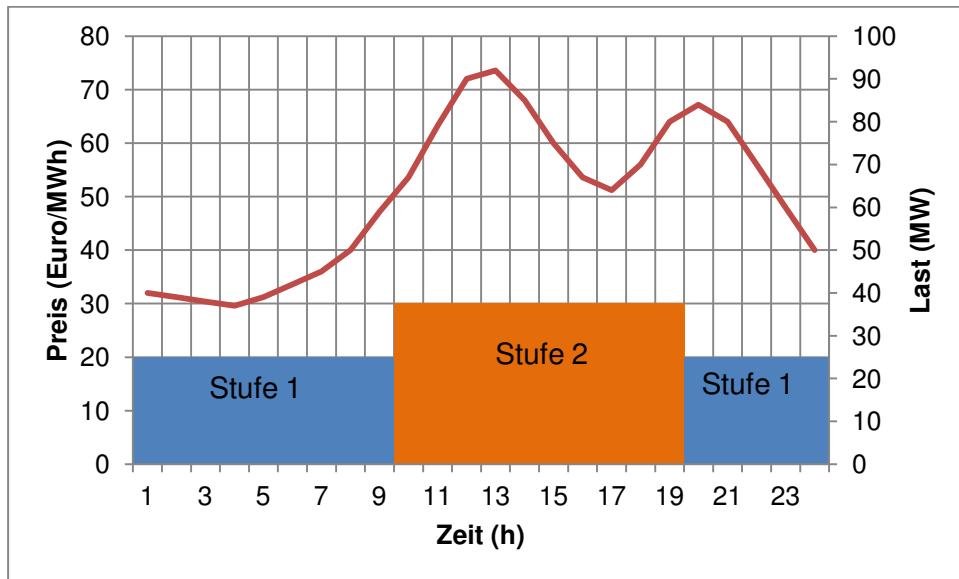


Abbildung 9: Preisstufen beim Time of Use Pricing (Quelle: eigene Darstellung)

2. Critical Peak Pricing (CPP)

Critical Peak Pricing ist grundsätzlich ein zeitabhängiger Tarif (Time of Use), der sich jedoch in Abhängigkeit von äußeren Umständen (Events) verändern kann. Im Unterschied zu reinen Time of use Tarifen, wo die Tarifstufen im Vorhinein festgelegt sind (z.B. in 6-Stunden Intervallen oder beschränkt auf bestimmte Jahreszeiten), sind beim „critical peak pricing“ die „on peak“ Zeiten nicht im Vorhinein bestimmt. Die Preisstufen beim „critical peak pricing“ sind in Abbildung 10 zu sehen.

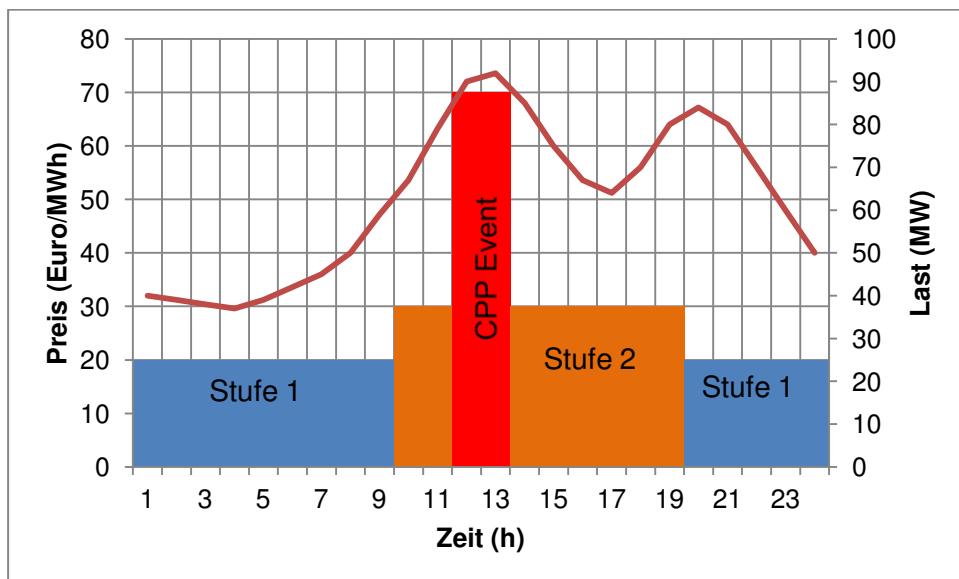


Abbildung 10: Preisstufen beim Critical Peak Pricing (Quelle: eigene Darstellung)

Die „on peak“ Zeitintervalle werden nur kurz vorher festgelegt und den Kunden mitgeteilt. Typischerweise handelt es sich bei den „on peak“ Tagen um jene mit der höchsten Außentemperatur und damit der höchsten Kühllast.

Die kritischen „on peak“ Zeiten sind jedoch in praktisch allen Fällen auf eine bestimmte maximale Anzahl von Tagen pro Jahr oder eine bestimmte maximale Zeitdauer beschränkt. Typische Ausgestaltungsvarianten nach [FERC 2008] sind:

Fixed-period critical peak pricing

Bei diesen Programmtypen sind sowohl Beginn (Uhrzeit) als auch Dauer der „on peak“ Periode im Vorhinein festgelegt, nicht jedoch die Tage, an denen diese gelten. Die Gültigkeit der „on peak“ Tarife werden den Kunden üblicherweise am Vortag mitgeteilt, damit diese ihre Lasten entsprechend zeitgerecht reduzieren können.

Variable-period critical peak pricing

Im Unterschied zu den vorherigen Programmtypen sind beim variable-period critical peak pricing auch der Beginn und die Dauer des Events im vorhinein nicht festgelegt. Die Kunden werden oft erst am selben Tag von einem on-peak Event informiert. Aus diesem Grund wird dieser Programmtypus meist nur in Zusammenhang mit automatischer Laststeuerung (z.B. steuerbare Thermostate, die auf Preissignale reagieren können) eingesetzt.

Variable peak pricing

Im Unterschied zu den vorherigen Programmtypen werden beim „variable peak pricing“ die Hochpreistarife nicht für eine gesamte Rechnungsperiode im Vorhinein festgelegt, sondern periodisch (z.B. einmal im Monat für das Folgemonat) an die Marktverhältnisse angepasst.

Peak time rebates

Bei dieser Tarifvariante verbleibt der Kunde grundsätzlich in einem Standarttarif, erhält aber Gutschriften auf seine Stromrechnung, falls er zu „on peak“ Perioden eine Lastreduktion vornimmt.

3. Real-Time Pricing (RTP)

Beim Real Time Pricing handelt es sich um Echtzeittarife. Die Strompreise variieren zumindest stündlich und geben die echten Kosten der Stromproduktion wieder. Der Preis kann dabei entweder an externe Preisindikatoren (z.B. Preis an einer Strombörse) oder von den tatsächlichen Kosten des Erzeugers bzw. Lieferanten (Eigenkosten + vereinbarte Marge) gebunden sein.

Die Preisstufen werden bei den meisten Tarifen entweder am Vortag (day ahead) oder eine Stunde zuvor (hour ahead) bekanntgegeben. Typische Preisstufen beim Real Time Pricing sind beispielhaft in Abbildung 11 dargestellt.

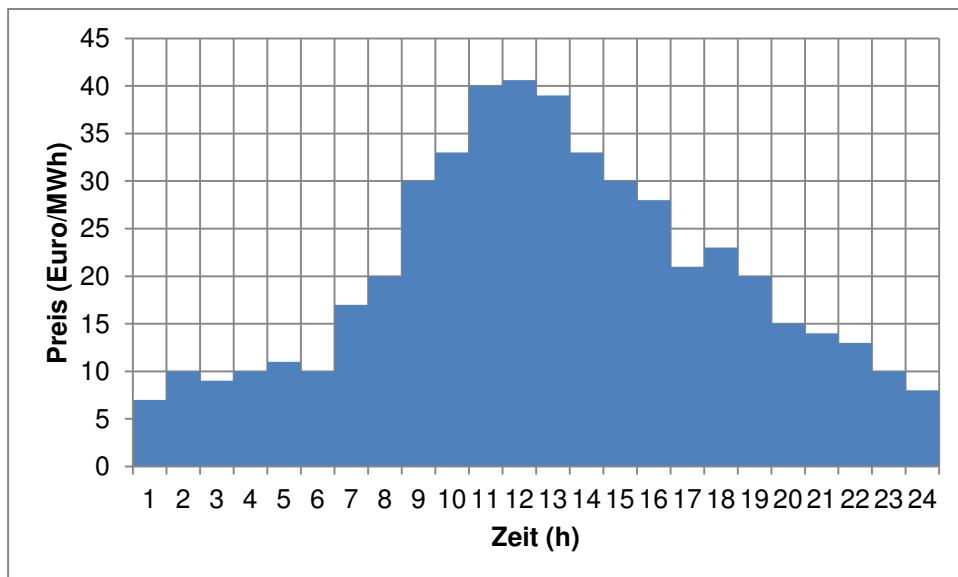


Abbildung 11: Preisstufen beim Real Time Pricing (Quelle: eigene Darstellung)

In folgender **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** werden abschließend die zur Produktkategorie „price-based DR“ gehörenden Programmtypen und deren wichtigsten Charakteristika zusammengefasst und gegenübergestellt.

Programmtyp	Variabler Tarifbestandteil	Bemerkungen
Time of Use (TOU) (Zeitvariabler Tarif)	Arbeitspreis in Stufen; abhängig von Tageszeit, Wochentag und Jahreszeit	-
Critical Peak Pricing (CPP) (zeitvariabler Tarif mit Tarifsprüngen)	Arbeitspreis zeitvariabel wie bei Time of Use; zusätzliche Preissprünge bei DR-Events	DR-Events können sowohl einzelne Tage oder auch nur wenige Stunden andauern
Real Time Pricing (RTP) (dynamischer Tarif)	Jeweils veränderliche Preisstufen (zumeist stündlich)	Bekanntgabe der Preisstufen üblicherweise am Vortag (Day ahead) oder stündlich (hour ahead)

Tabelle 6: Übersicht über „price based“ DR-Programme / zeitabhängige Tarife (Quelle: eigene Darstellung)

2.1.6. Häufigkeit des Einsatzes der unterschiedlichen Demand Response Programme je Kundengruppe und Programmtyp

Ausgangsbasis der Analysen dieses Abschnittes ist das statistische Zahlenmaterial der U.S. Energy Information Administration (EIA). Eine Vielzahl von Daten von den einzelnen Unternehmen¹⁷ werden jährlich im Fragebogen EIA-861¹⁸ abgefragt und stehen dann öffentlich zur Verfügung [EIA 2010].

Ergänzend wurden die Ergebnisse der Umfragen der FERC¹⁹ aus den Jahren 2006 und 2008 berücksichtigt. Im Unterschied zu den jährlichen Erhebungen der EIA wurden in diesen Umfragen nicht ausschließlich nur die großen, sondern alle Energieversorger in den USA berücksichtigt. Auch wenn aufgrund der Freiwilligkeit der Teilnahme nur ein Teil der Versorger tatsächlich geantwortet hat, konnte durch die relativ hohe Rücklaufquote von 55 % auf die gesamte Marktgröße rückgeschlossen werden.

Als einer der Ergebnisse der FERC-Umfrage ist in Abbildung 12 die mögliche Lastreduktion- bzw. -verschiebung durch Demand Response Programme je Kundengruppe zu sehen.

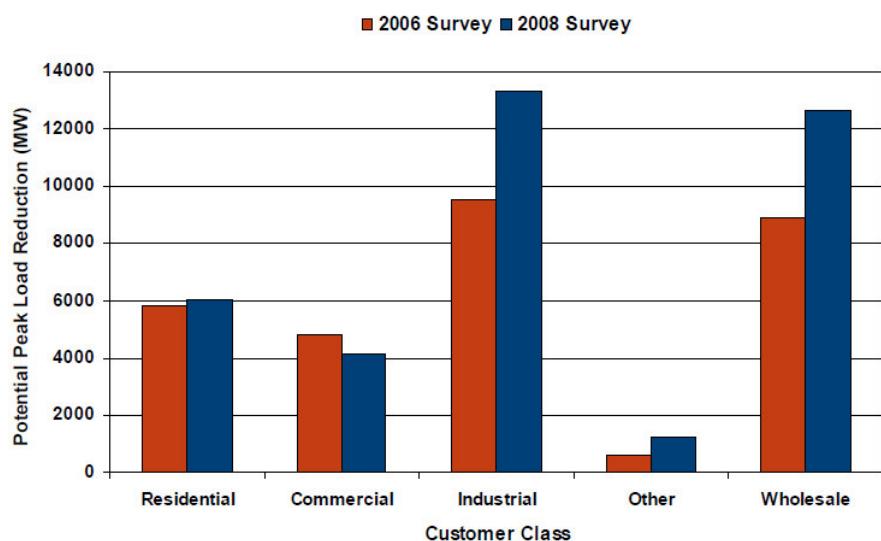


Abbildung 12: Mögliche Lastverschiebung²⁰ je Kundengruppe in den USA (Quelle: [FERC 2008])

¹⁷ Allerdings eingeschränkt auf „large utilities“, d.h. Versorger mit einem jährlichen Stromabsatz von mehr als 150.000 MWh.

¹⁸ Struktur des Fragebogen EIA-861, Begriffserläuterungen etc. sind ebenfalls über [EIA 2010] online abrufbar.

¹⁹ Federal Energy Regulatory Commission

²⁰ Unter „Potential Peak Load Reduction“ ist die maximal mögliche nutzbare Lastverschiebung zu verstehen. Dabei wird keine Aussage darüber getroffen, ob diese mögliche Lastverschiebung auch tatsächlich abgerufen wurde.

Unter der Kategorie „Wholesale“ wird dabei jenes Lastverschiebungspotential angegeben, dass nicht von den befragten Energieversorgern selbst gemanagt, sondern über Dritte verwaltet und zugekauft wird²¹.

Im Vergleich der Daten der Befragungen von FERC und EIA lässt sich erkennen, dass die DR-Ressourcen im industriellen Sektor von den befragten Energieversorgern zum Großteil selbst gemanagt werden, während ein großer Teil²² der DR-Ressourcen im Sektor Haushalte und Gewerbe über Dritte gepoolt und verwaltet wird.

Während die Daten der EIA lediglich die Anzahl der Kunden je DR-Programmtyp beinhalten, wurden in der FERC-Umfrage auch die Höhe die möglichen Lastverschiebungen bis auf die Ebene des Programmtyps hinunter gebrochen. Das Lastverschiebungspotential, kategorisiert nach Kundensegment und DR-Programmtyp, sind in Abbildung 13 dargestellt.

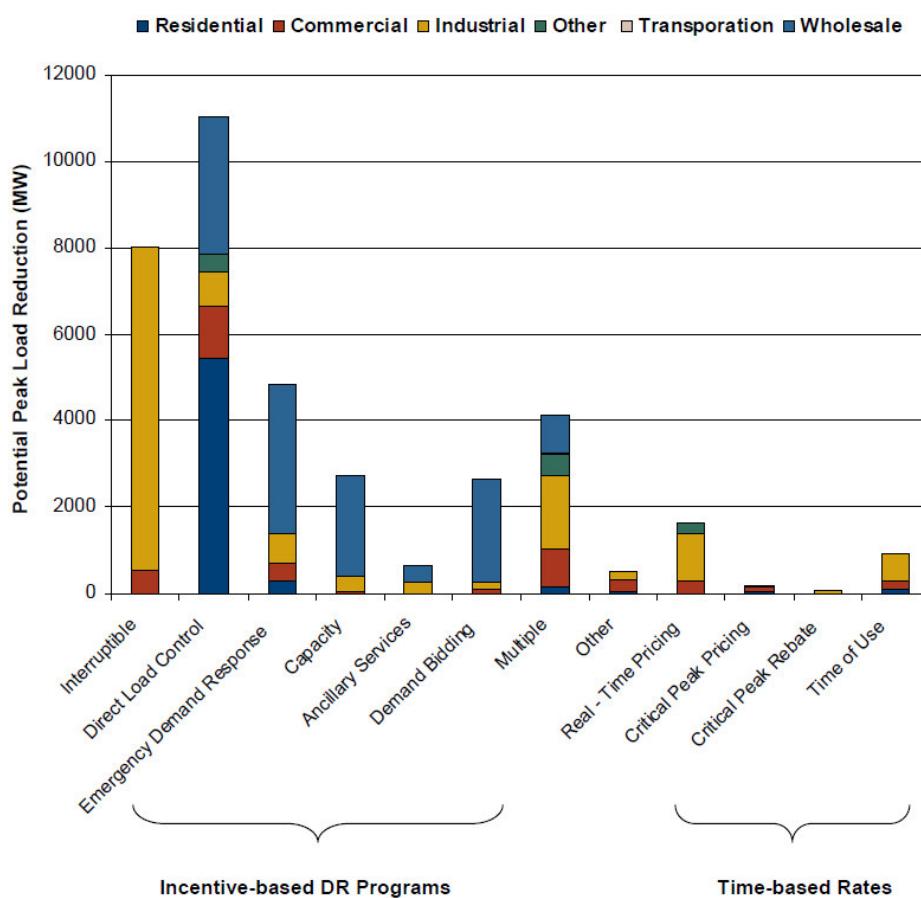


Abbildung 13: Mögliche Lastverschiebung je Programmart und Kundengruppe in den USA
(Quelle: [FERC 2008])

²¹ Dabei handelt es sich um Aggregatoren wie Enernoc oder Comverge (siehe dazu Abschnitt 1.8), und um Verteilnetzbetreiber, die DR-Ressourcen für ISO/RSOs verwalten. ISOs (Independent System Operators) und RSOs (Regional System Operators) sind den TSOs (Transmission System Operators) im europäischen System vergleichbar.

²² Geschätzt mit etwas mehr als 50 %.

Aus dieser Auswertung ist zum einen zu erkennen, dass klassische „incentive-based“ Programme aktuell in den USA eine deutlich höhere Lastreduktion generieren können als zeitvariable Tarife. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich bei den angegebenen Daten um die mögliche Lastverschiebung handelt. Während viele der DR-Programme der erstgenannten Programmkatgorie (wie z.B. unterbrechbare Tarife, Emergency DR) teilweise nur äußerst selten zum Einsatz kommen und abgerufen werden, bewirken preisbasierte DR-Programme (Time-based Rates), von critical peak pricing abgesehen, permanente Lastverschiebungen.

Interessant ist auch die Verbreitung der unterschiedlichen Programmtypen in den einzelnen Sektoren. Während etwa im Industriebereich der klassische unterbrechbare Tarif dominiert, ist im Haushaltsbereich die direkte Lastkontrolle der häufigste DR-Typus.

Dritte Dienstleistern (Aggregatoren) spielen vor allem bei den Programmtypen Emergency Demand Response, Capacity Programms und Demand Bidding eine Rolle, bei denen der Großteil der Kapazität durch diese verwaltet wird. Auch bei Programmen mit direkter Lastkontrolle wird ein Großteil des Potentials durch Aggregatoren administriert.

Im Unterschied zu den Umfragen der FERC gibt das Datenmaterial der EIA zwar keine Auskunft darüber, welches Lastverschiebungspotential je Programmtyp von den einzelnen Unternehmen verwaltet wird. Dafür reichen die Daten bis hinunter auf die Einzelunternehmen und machen nachvollziehbar, welche Versorger welche DR-Kategorien in welchen Kundensegmenten anbieten²³.

Aus diesem Datenmaterial wurde erhoben und in Tabelle 7 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt, wie viele der Energieversorger in den USA welchen Mix an DR-Programmen anbieten²⁴.

²³ Alle Auswertungen, welche als Grundlage das EIA-Datenmaterial verwenden, beziehen sich ausschließlich auf sogenannte „large utilities“, d.h. Versorger mit einem jährlichen Stromabsatz von mehr als 150.000 MWh. Alle anderen Versorger gelten als „small utilities“ und sind in diesen Auswertungen nicht berücksichtigt.

²⁴ Vollständige Auswertung aller „large utilities“ mit jährlichem Stromabsatz von mehr als 150.000 MWh.

	Anzahl	Prozent von allen Anbietern ²⁵
Energieversorger, die DR-Programme anbieten	279	35,2%
- Energieversorger, die sowohl incentive-based als auch time-based Programme bzw. Tarife anbieten	89	11,2%
- Energieversorger, die ausschließlich incentive-based Programme anbieten	97	12,2%
- Energieversorger, die ausschließlich time-based Tarife anbieten	93	11,7%
Energieversorger, die kein(en) DR-Programm oder Tarif anbieten	607	64,8%

Tabelle 7: Anbieter von Demand Response Programmen (Quelle: eigene Auswertung auf Basis statistisches Zahlenmaterial von [EIA 2010]; Daten für das Jahr 2008)

Nach dieser Auswertung bieten mehr als ein Drittel der Energieversorger Demand Response Programme an²⁶. Von diesen bietet jeweils ca. ein Drittel entweder nur incentivized-based Programme, zeitabhängige Tarife oder auch beides an. Diese Ergebnisse der Tabelle 7 sind zur Illustration graphisch in Abbildung 14 dargestellt.

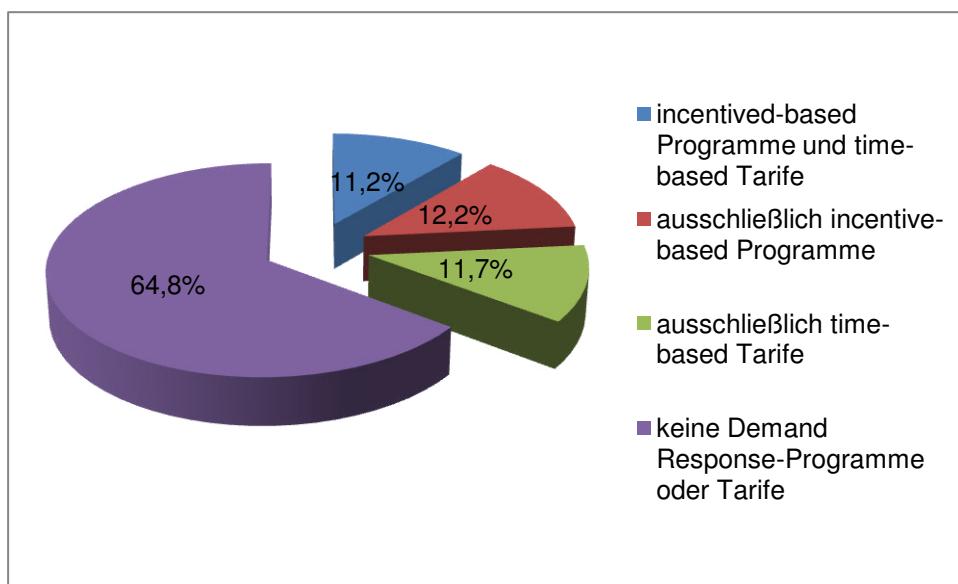


Abbildung 14: Prozentsätze der Energieversorger, die Demand Response Programme/Tarife anbieten (Quelle: eigene Berechnung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

Das vorhandene Datenmaterial wurde folgend dahingehend ausgewertet, welche Energieversorger in welchen Sektoren (Haushalte, Gewerbe oder Industrie) DR-Programme

²⁵ Insgesamt 793 Versorger (large utilities) sind in dieser Statistik berücksichtigt. Andere Umfragen, wie z.B. [FERC 2008] berücksichtigen auch kleine Versorger und kommen daher teilweise zu davon abweichenden Zahlenwerten.

²⁶ Energieeffizienzprogramme werden hingegen von praktisch allen Energieversorgern angeboten (791 von 793 Unternehmen; Quelle: Auswertung der Daten von [EIA 2010]).

(bzw. welcher Kategorie) anbieten. Die Ergebnisse dieser Datenauswertung sind in Tabelle 8Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zu sehen.

	Anzahl	Prozent von allen Anbietern (insgesamt 793)
Anbieter von incentive-based Demand Response Programmen	186	25,5%
- Haushalte	98	12,4%
- Gewerbe	106	13,4%
- Industrie	97	12,2%
Anbieter von time-based Rates (zeitabhängige Tarife)	182	23,5%
- Haushalte	89	11,2%
- Gewerbe	132	16,6%
- Industrie	113	14,2%

Tabelle 8: Anzahl der Anbieter von DR-Programmen (Quelle: eigene Auswertung auf Basis statistisches Zahlenmaterial von [EIA 2010]; Daten für das Jahr 2008)

Nach dieser Auswertung werden incentive-based und price-based Programme bzw. Tarife von den Energieversorgern ungefähr gleich häufig angeboten (186 bzw. 182 Anbieter). Bemerkenswert ist jedoch, dass sehr viele Versorger DR-Programme nur in einem oder zwei Kundensegmenten anbieten, aber nicht in allen drei²⁷.

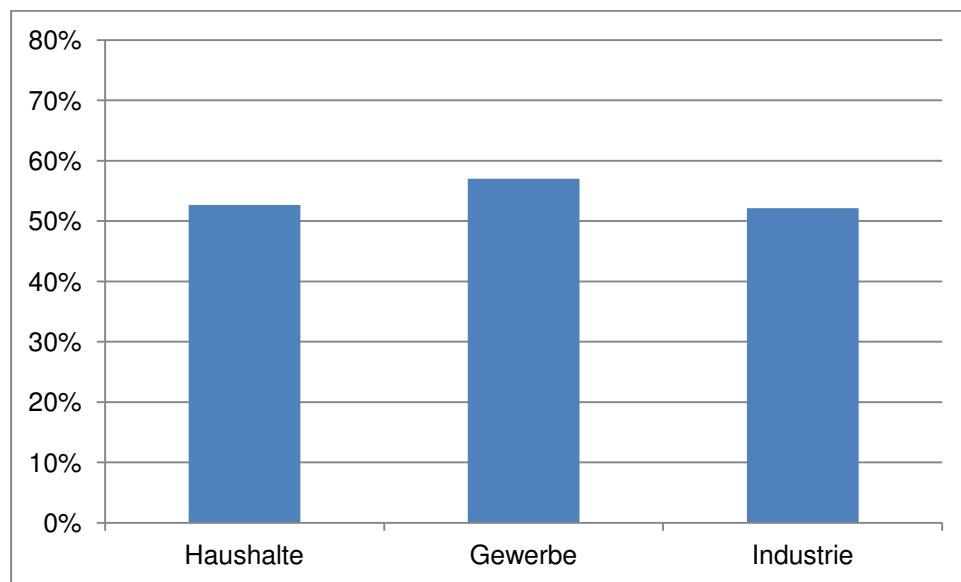


Abbildung 15: Prozentsatz der Anbieter von incentive-based DR-Programmen in den jeweiligen Kundensegmenten, bezogen auf Gesamtanzahl der Anbieter (Quelle: eigene Auswertung auf Basis statistisches Zahlenmaterial von [EIA 2010]; Daten für das Jahr 2008)

In Abbildung 15 ist der Prozentsatz jener Versorger, die incentive-based DR-Programme im jeweiligen Segment anbieten, bezogen auf jene Versorger, die in zumindest einem der Kundensegmente solche Programme anbieten, dargestellt.

²⁷ Nicht angeführt wurde der Sektor Transport, für welchen insgesamt nur nein Versorger zeitabhängige Tarife anbieten. Incentive-based Programme werden im Sektor Transport keine angeboten.

Bei den incentive-based DR-Programmen werden in den jeweiligen Kundensegmenten solche Programme ungefähr gleich häufig (in 50 % bis 60 % aller Fälle) angeboten. Im Schnitt bietet ein Versorger, der incentive-based DR-Programme grundsätzlich anbietet, diese in 1,6 verschiedenen Kundensegmenten an.

Die gleiche Auswertung wurde auch für time-based Tarife angestellt und die Ergebnisse in Abbildung 16 dargestellt.

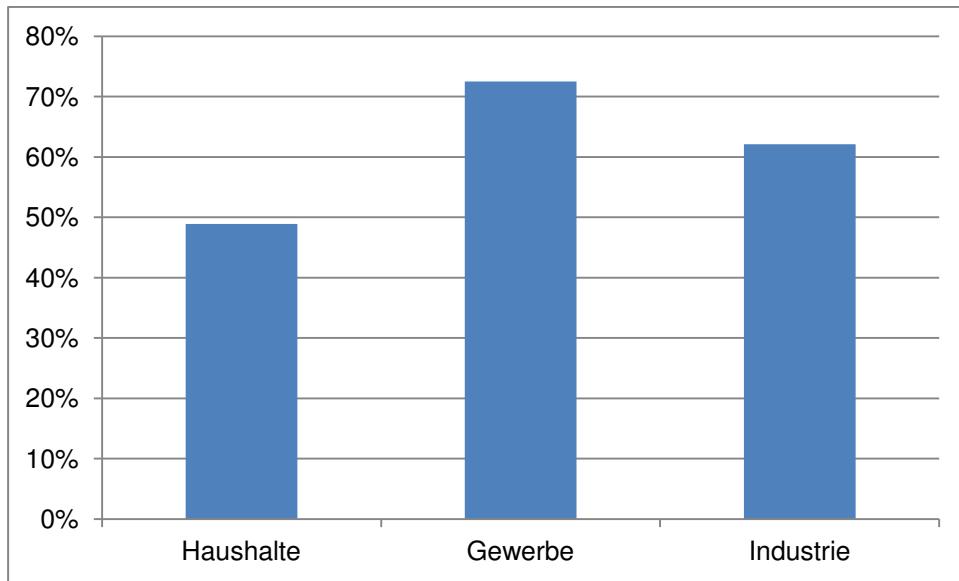


Abbildung 16: Prozentsatz der Anbieter von preisabhängigen Programmen in den jeweiligen Kundensegmenten, bezogen auf Gesamtanzahl der Anbieter (Quelle: eigene Auswertung auf Basis statistisches Zahlenmaterial von [EIA 2010]; Daten für das Jahr 2008)

Im Vergleich zur Kategorie „incentive-based“ ist bei „time-based“ Programmen die Häufigkeit des Einsatzes in den jeweiligen Kundensegmenten merklich unterschiedlich. So werden zeitabhängige Tarife von den meisten Versorgern im Kundensegment Gewerbe angeboten (von mehr als 70% aller Versorger, die zumindest in einem der Segmente einen zeitabhängigen Tarif anbieten). Einer der Gründe dafür liegt höchstwahrscheinlich darin, dass eine (permanente) Verschiebung von elektrischen Lasten im Facility Management (Warmwasseraufbereitung, Air Condition) am einfachsten möglich ist.

Zeitabhängige Tarife werden am seltensten im Sektor Haushalte angeboten (weniger als 50 % jener Versorger, die zumindest in einem der Segmente einen zeitabhängigen Tarif anbieten). Der Industriesektor liegt mit einem Wert von etwas über 60% im Mittelfeld. Im Schnitt bietet ein Versorger, der price-based DR-Programme (zeitvariable Tarife) grundsätzlich anbietet, diese in 1,8 verschiedenen Kundensegmenten an.

Generell ist ein Trend in Richtung des vermehrten Einsatzes von preisbasierenden Programmen (zeitabhängigen Tarifen) zu beobachten, der ebenso wie die Verschiebungen innerhalb der Kategorie, aus den Zahlen der Tabelle 9 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** deutlich wird. Nach diesen Zahlen aus den Umfragen der FERC ist die Anzahl der Versorger, die zeitabhängige Tarife anbieten, von 462 Anbietern im Jahr 2006 auf 503 Anbieter im Jahr 2008 angestiegen.

Während sich zugleich die Anzahl der Anbieter von Time of Use Rates von 366 auf 315 Anbieter deutlich reduziert hat, ist jener der Anbieter von Real-Time Pricing von 60 auf 100 Anbieter gestiegen (plus von 66 %). Die Anzahl der Anbieter von Critical Peak Pricing hat sich im gleichen Zeitraum sogar verdoppelt.

	Anzahl Anbieter (2006)	Anzahl Anbieter (2008)
Time of Use Tarife	366	315
Real Time Pricing	60	100
Critical Peak Pricing	36	88
Gesamt	462	503

Tabelle 9: Anzahl von Anbietern von zeitabhängigen Tarifen (Quelle: [FERC 2008])

2.1.7. Marktanalyse betreffend Anbieter von Demand Response Programmen

Aufbauend auf die Analysen des vorherigen Abschnittes werden folgend jene Energieversorgungsunternehmen identifiziert, welche die bisher größten Demand Response Potentiale gehoben haben. Ausgangsbasis der Auswertungen ist wiederum das statistische Zahlenmaterial der U.S. Energy Information Administration (EIA), das durch den Fragebogen Form EIA-861²⁸ erhoben wird und öffentlich zur Verfügung steht [EIA 2010].

Zunächst wurden jene Unternehmen identifiziert, die bei ihren Kunden die höchste mögliche Lastverschiebung²⁹ durch DR-Programme generieren konnten. Die US-Versorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung ihrer Kunden sind in Abbildung 17 aufgetragen.

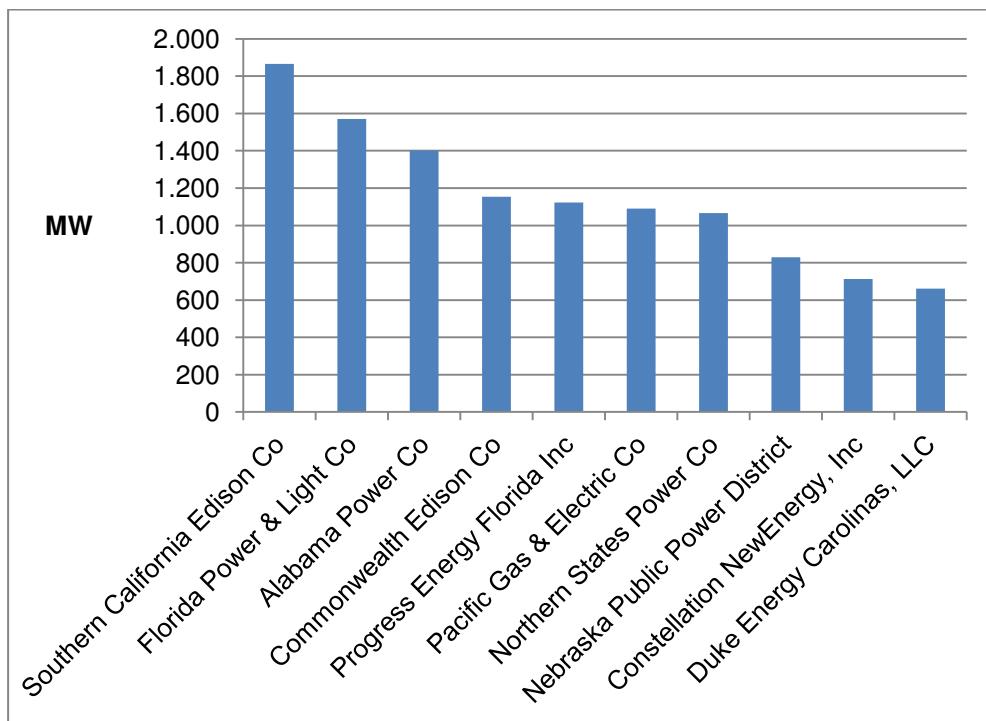


Abbildung 17: TOP 10: Energieversorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung ihrer Kunden (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

Ein Blick auf die TOP 3 Versorger bei der möglichen Lastverschiebung zeigt eine ausgewogene geographische Verteilung. Während etwa die Southern California Edison an der Westküste liegt, befindet sich die Florida Power & Light Company an der Ostküste und die Alabama Power Co. im Süden der USA.

Bei der Verteilung der möglichen Lastverschiebung auf die unterschiedlichen Kundensegmente ergibt sich jedoch ein überraschendes Bild. Die drei Versorger mit der

²⁸²⁸ Struktur des Fragebogen EIA-861, Begriffserläuterungen etc. sind ebenfalls über [EIA 2010] online abrufbar.

²⁹ Unter möglicher Lastverschiebung bzw. Lastverschiebungspotential wird jene Lastverschiebung verstanden, die durch die derzeit gemanagten Programme maximal abgerufen werden kann. Dies ist vom technischen oder wirtschaftlichen Lastverschiebungspotential zu unterscheiden, welches deutlich höher ist.

größten möglichen Lastverschiebung weisen eine komplett andere Verteilung auf die drei Kundensegmente auf. Zunächst ist dazu in Abbildung 18 die Verteilung der möglichen Lastverschiebung auf die einzelnen Kundensegmente bei der Southern California Edison (SCE) dargestellt.

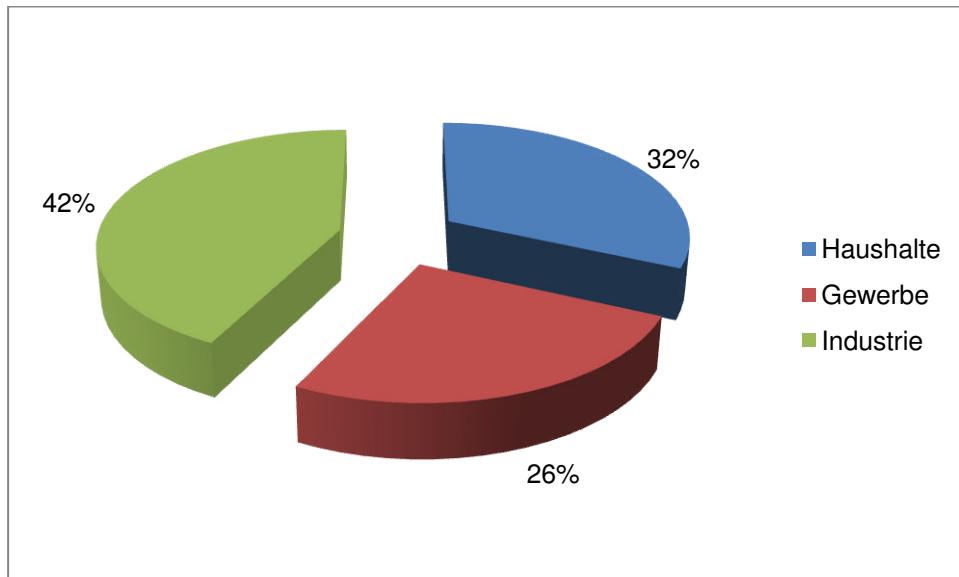


Abbildung 18: Verteilung der möglichen Lastverschiebung auf die einzelnen Kundensegmente bei der Southern California Edison (Quelle: eigene Darstellung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

So ist die Verteilung der möglichen Lastverschiebung auf die einzelnen Kundensegmente bei der SCE verhältnismäßig ausgewogen. Wenn auch der Anteil der Industriekunden mit 42 % am höchsten ist, liefern auch die Haushalte und das Gewerbe mit 32 % bzw. 26 % deutliche Beiträge zur insgesamt maximal möglichen Lastverschiebung.

Die Verteilung bei der Florida Power und Light Co. zeigt hingegen ein völlig anderes Bild (siehe Abbildung 19). Im Unterschied zur SGE spielt die Lastverschiebung im Industriesektor praktisch keine Rolle. Die mögliche Verschiebung bzw. Reduktion der Spitzenlast wird praktisch vollständig in den Sektoren Haushalte (56 % der gesamten möglichen Lastverschiebung) und Gewerbe (44 % der gesamten möglichen Lastverschiebung) generiert.

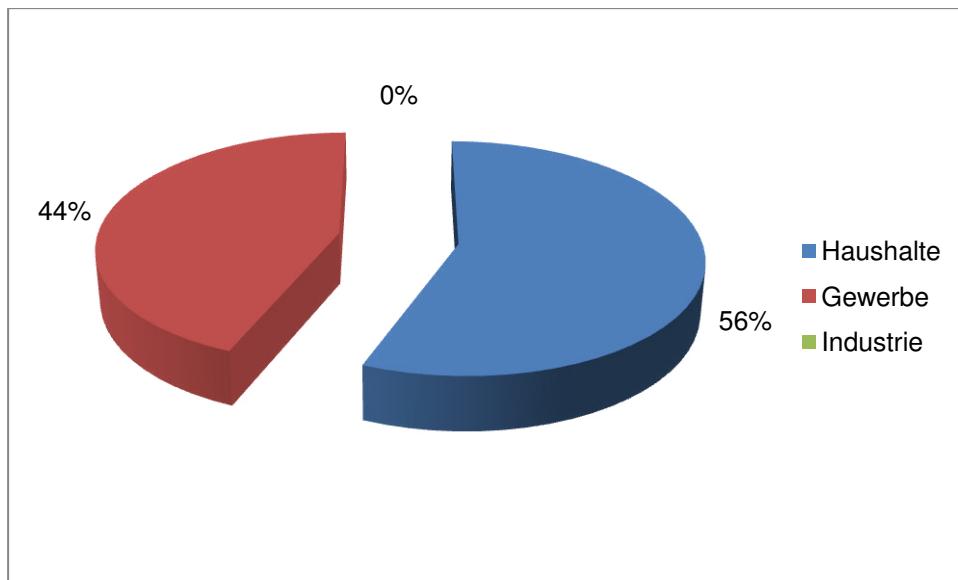


Abbildung 19: Verteilung der möglichen Lastverschiebung auf die einzelnen Kundensegmente bei der Florida Power & Light Co. (Quelle: eigene Darstellung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

Das dritte Unternehmen in diesem Ranking der US-Energieversorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung, die Alabama Power Co., hat eine Verteilung auf die drei Kundensegmente, die wiederum deutlich von jener der anderen beiden Unternehmen abweicht und in Abbildung 20 dargestellt ist.

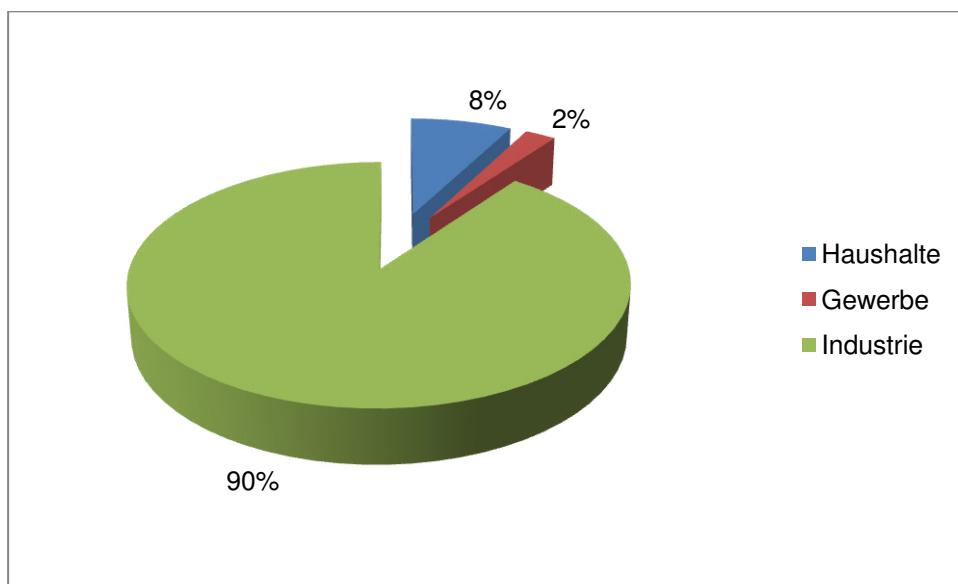


Abbildung 20: Verteilung der möglichen Lastverschiebung auf die einzelnen Kundensegmente bei der Alabama Power Co. (Quelle: eigene Darstellung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

So wird praktisch das gesamte Lastreduktionspotential der Alabama Power Co. im Industriebereich generiert (ca. 90 % der gesamten möglichen Lastverschiebung). Haushalte

und Gewerbe machen mit 8 % bzw. 2 % nur einen geringen Teil der gesamten möglichen Lastverschiebung aus.

Diese Auswertungen machen die Heterogenität des Demand Response Marktes in den USA deutlich. Viele Programme sind historisch gewachsen, andere Programmtypen sind nicht angeboten worden oder aufgrund ihres spezifischen Designs bei Kunden auf wenig Gegenliebe gestoßen. Eine Analyse des DR-Marktes erfordert daher eine genaue Unterscheidung zwischen Programmtypen und Kundensegmenten.

Folgend wurden jene Energieversorger identifiziert, welche die bisher höchsten Lastverschiebungspotentiale im industriellen Sektor nutzbar machen konnten (siehe Abbildung 21).

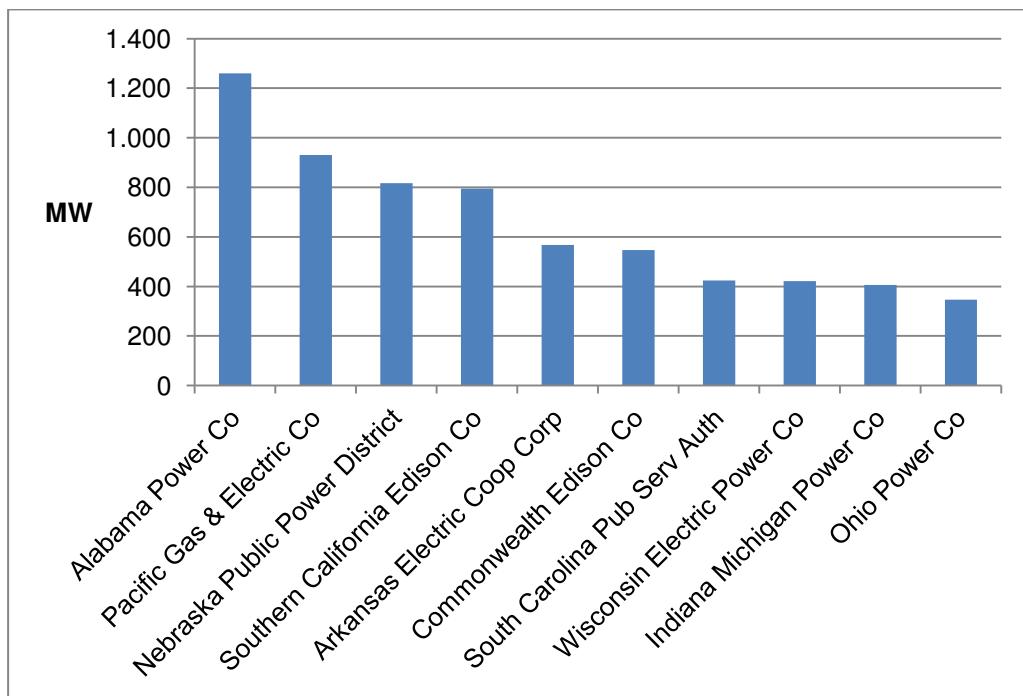


Abbildung 21: TOP 10 - mögliche Lastverschiebung nach Energieversorger im Kundensegment Industrie (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

Neben dem Versorger mit dem höchsten generierten Lastverschiebungspotential im Industriebereich, der Alabama Power Co. befinden sich unter den TOP 5 Unternehmen zwei Versorger aus Kalifornien, die Pacific Gas & Electric Co (PG&E) und die Southern California Edison (SGE). Von den TOP 5 Energieversorgern wurden jeweils zumindest 500 MW an möglicher Lastverschiebung im Industriebereich generiert und verwaltet.

In Abbildung 22 ist die gleiche Auswertung wie zuvor für das Kundensegment Gewerbe zu sehen. Die höchsten Lastverschiebungspotentiale im Segment Gewerbe konnten von der Constellation NewEnergy, der Florida Power & Light Co. und der Northern States Power Co. generiert werden. Das gesamte Lastreduktions- bzw. -verschiebungspotential der TOP 5

Versorger im Kundensegment Gewerbe ist mit 2.839 MW geringer als jener der im Industriebereich mit 4.370 MW, wenn auch in ähnlicher Größenordnung.

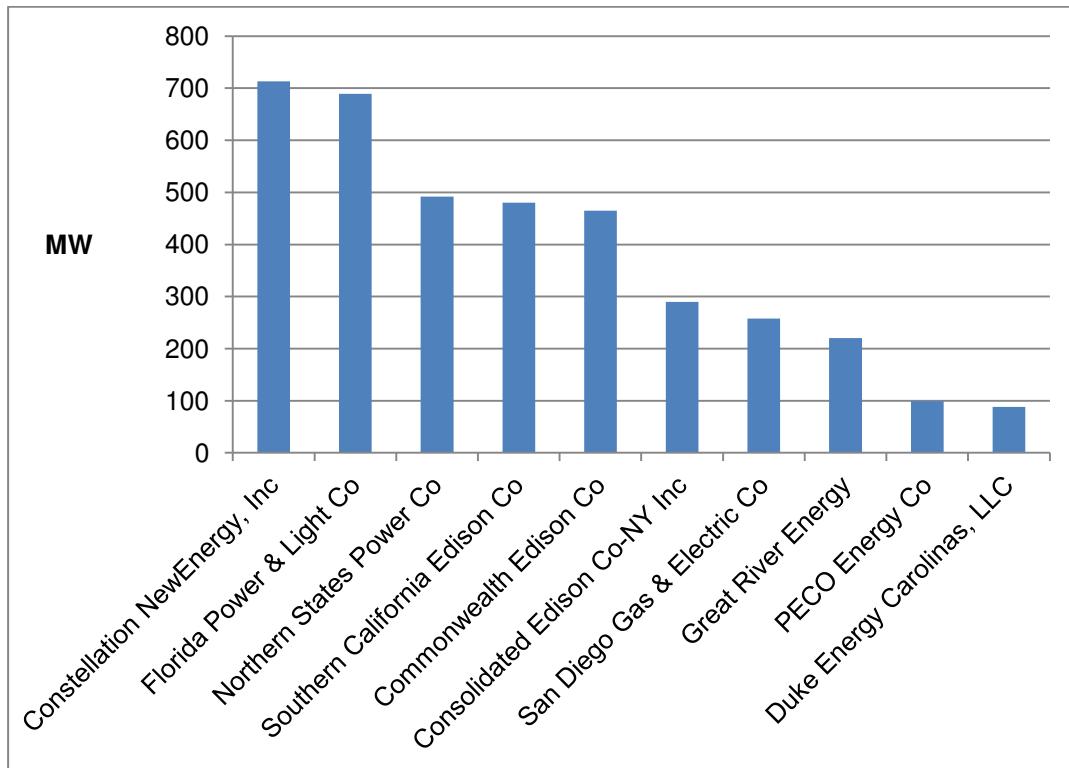


Abbildung 22: TOP 10 - mögliche Lastverschiebung nach Energieversorger im Kundensegment Gewerbe (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

Die Constellation NewEnergy unterscheidet sich von den sonstigen Versorgern, da es sich bei dem Unternehmen nicht um einen regionalen Versorger, sondern um eine Tochtergesellschaft der Constellation Energy handelt, die Strom, Gas und Energiedienstleistungen, wie etwa auch Demand Response Produkte, in über 31 Bundesstaaten vertreibt.

Bei der Generierung von Lastverschiebungspotential im Segment Haushalte sind wiederum andere Unternehmen im Spitzensfeld. Der Vollständigkeit halber³⁰ sind in Tabelle 10 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** jene US-Energieversorger aufgetragen, welche die bisher größten möglichen Lastverschiebungen im Haushaltsbereich generieren konnten.

Aus dieser Aufstellung wird der geographische Fokus von Demand Response Programmen im Segment der Haushalte sichtbar. Die beiden großen Energieversorger in Florida (Florida Power & Light Co. und Progress Energy Florida Inc.) sind bei Lastverschiebung im Haushaltsbereich – gegenüber den Versorgern in anderen Bundesstaaten – führend.

³⁰ Eine Analyse des Haushaltssektors ist im Rahmen dieser Studie nicht vorgesehen.

Ranking	Versorger	Mögliche Lastverschiebung im Segment Haushalte (in MW)
1	Florida Power & Light Co.	882
2	Progress Energy Florida Inc.	774
3	Southern California Edison	591

Tabelle 10: Mögliche Lastverschiebung im Haushaltsbereich je Energieversorger (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

2.1.8. Detailanalyse von DR-Anbietern im Kundensegment Industrie

Im Folgenden werden die angebotenen DR-Produkte der Versorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung im Industriesegment bzw. deren Spezifikationen ausgewertet, soweit dies die vorliegenden statistischen Daten der EIA zulassen haben.

Zunächst wurden bei den Energieversorgern mit der höchsten möglichen Lastverschiebung im Industriesektor³¹ recherchiert, welche Programmkatagorien (incentive-based oder time-based) diese anbieten. Die Ergebnisse sind in Tabelle 11 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu sehen.

Energieversorger	Mögl. Lastverschiebung in MW	Incentive-based Programme	Time-based Tarife
Alabama Power Co	1.260	nein	Ja
Pacific Gas & Electric Co	931	ja	Ja
Nebraska Public Power District	817	nein	Ja
Southern California Edison Co	795	ja	Ja
Commonwealth Edison Co	547	ja	Ja
South Carolina Pub Serv Auth	424	ja	Ja
Wisconsin Electric Power Co	421	ja	Ja
Indiana Michigan Power Co	406	ja	Ja
Ohio Power Co	347	ja	Ja
Progress Energy Florida Inc	312	ja	Ja

Tabelle 11: Energieversorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung im Industriebereich; Angebot unterschiedlicher Produktkategorien (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010]³²)

Aus Tabelle 11 ist zu sehen, dass die meisten der Energieversorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung im Kundensegment Industrie sowohl incentive-based Programme wie time-based Tarife anbieten. Von den erfolgreichsten 10 Unternehmen verzichten nur zwei Unternehmen (Alabama Power Co. und Nebraska Public Power District) auf incentive-based Programme und setzen komplett auf preisbasierende DR-Programme (zeitabhängige Tarife).

Nachfolgend wurden aus dem statistischen Datenmaterial jene Versorger identifiziert und in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Tabelle 12 angeführt, welche die höchste Anzahl von DR-Kunden im Kundensegment Industrie haben.

Energieversorger	Anzahl DR-Industriekunden
------------------	---------------------------

³¹ Entspricht jenen Unternehmen, die in Abbildung 21 angeführt sind.

³² Material wurde um offensichtliche Datenfehler korrigiert.

Nebraska Public Power District	36.600
Pacific Gas & Electric Co	11.448
Southern California Edison Co	11.401
United Illuminating Co	3.291
Georgia Power Co	2.222
South Plains Electric Coop Inc	2.096
Duke Energy Carolinas, LLC	1.840
Progress Energy Carolinas Inc	1.704
PacifiCorp	1.668
Midwest Electric Member Corp	1.418

Tabelle 12: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden im Industriebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

Dabei zeigt sich, dass die bei der Generierung von Lastverschiebungspotentialen erfolgreichsten Versorger (gemessen in MW möglicher Lastverschiebung) nicht deckungsgleich mit jenen sind, welche die höchste Anzahl von Kunden aufweisen. Dies hängt zum einen von der Kundenstruktur des jeweiligen Versorgers ab (regionale Unterschiede bei typischer Betriebsgröße bzw. Sektorzugehörigkeit der Kunden), aber auch von der Ausrichtung und Design der jeweiligen Programme. So findet sich etwa die Alabama Power Co. - als Unternehmen mit dem höchsten Lastverschiebungspotential im Industriebereich - beim Ranking der Versorger mit den meisten DR-Industriekunden mit lediglich 961 Kunden nicht einmal unter den TOP 10.

Ergänzend wurden die TOP 10 Versorger mit der höchsten Anzahl von DR-Kunden in der jeweiligen Programmkatgorie (incentive-based und time-based) erhoben. In Tabelle 13 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind die Versorger mit der größten Anzahl an Industriekunden, die an incentive-based DR-Programmen teilnehmen, aufgelistet.

Energieversorger	Anzahl DR-Industriekunden (incentive-based)
Pacific Gas & Electric Co	10.709
South Plains Electric Coop Inc	2.096
Midwest Electric Member Corp	1.418
Southern California Edison Co	1.231
Highline Electric Assn	1.138
Perennial Public Power Dist	1.041
Menard Electric Coop	867
Golden Spread Electric Cooperative, Inc	862
Adams-Columbia Electric Coop	699
Georgia Power Co	693

Tabelle 13: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden (ausschließlich incentive-based) im Industriebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

Dabei zeigt sich, dass lediglich ein Unternehmen (Pacific Gas & Electric) mehr als 10.000 Unternehmen für incentive-based DR-Programme gewinnen konnte. Die nächsten fünf Unternehmen haben zwischen 1.000 und 2.000 in ihren Programmen, während die Teilnehmerzahl bei den sonstigen Versorgern deutlich unter 1.000 Kunden liegt.

So werden von den 793 Versorgern insgesamt 26.000 Industrikunden angegeben, die an incentive-based DR-Programmen teilnehmen. Damit verwaltet die Pacific Gas & Electric alleine mehr als 40 % aller Industrikunden mit incentive-based DR-Programmen. Abschließend wurden dieselben Auswertungen hinsichtlich der Anbieter von zeitvariablen Tarifen (price-based DR-Programmen) im Kundensegment Industrie angestellt und diese in der Tabelle 14 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgelistet.

Nach dieser Aufstellung würden die beiden Versorger mit der größten Anzahl an Industrikunden mit zeitvariablen Tarife einen Großteil des gesamten Kundensegmentes (mehr als 50 % der von den 793 Versorgern insgesamt gemeldeten 66.414 Industrikunden mit zeitvariablen Tarifen), zumindest hinsichtlich der Anzahl der Kunden, abdecken^{33,34}.

Energieversorger	Anzahl DR-Industrikunden (time-based)
Nebraska Public Power District	36.600
Southern California Edison Co	10.170
United Illuminating Co	3.202
Duke Energy Carolinas, LLC	1.840
Progress Energy Carolinas Inc	1.638
Georgia Power Co	1.529
Public Service Elec & Gas Co	1.255
PacifiCorp	1.059
Alabama Power Co	961
Wisconsin Power & Light Co	918
Pacific Gas & Electric Co	739

Tabelle 14: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden (ausschließlich time-based) im Industriebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

³³ Die Anzahl der teilnehmenden Industrikunden ist nur einer der Indikatoren für den Erfolg von DR-Programmen. Aufgrund der unterschiedlichen typischen Betriebsgrößen und unterschiedlichen Zielgruppen der einzelnen Programme, die teilweise auf nur ganz bestimmte Branchen zugeschnitten sind (siehe dazu etwa die Beschreibung der branchenspezifischen TOU-Tarife der Alabama Power in Abschnitt 2.1.13), ist ein direkter Vergleich nur schwer möglich.

³⁴ Des Weiteren konnte nicht überprüft werden, inwieweit die Abgrenzung zwischen den Kundensegmenten Industrie und Gewerbe bei den einzelnen Unternehmen tatsächlich in gleicher Weise erfolgt ist. Diese Daten stammen direkt von den Unternehmen und wurden von der EIA nicht überprüft. Nur offensichtliche Datenfehler konnten bereinigt werden.

2.1.9. Detailanalyse von DR-Anbietern im Kundensegment Gewerbe

Im Folgenden werden die angebotenen DR-Produkte der Versorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung im Kundensegment Gewerbe bzw. deren Spezifikationen ausgewertet, soweit dies die vorliegenden statistischen Daten der EIA zulassen haben.

Zunächst wurden bei den Energieversorgern mit der höchsten möglichen Lastverschiebung im Gewerbesektor³⁵ recherchiert, welche Programmkatgorien (incentive-based oder time-based) diese anbieten. Die Ergebnisse sind in Tabelle 15 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu sehen.

Energieversorger	Mögl. Lastverschiebung in MW	Incentive-based Programm	Time-based Tarif
Constellation NewEnergy, Inc	713	ja	nein
Florida Power & Light Co	689	ja	ja
Northern States Power Co ³⁶	492		
Southern California Edison Co	480	ja	ja
Commonwealth Edison Co	465	ja	ja
Consolidated Edison Co-NY Inc	290	ja	ja
San Diego Gas & Electric Co	258	ja	ja
Great River Energy	220	ja	nein
PECO Energy Co	99	ja	ja
Duke Energy Carolinas, LLC	88	nein	ja
Kansas City Power & Light Co	78	nein	ja
Pacific Gas & Electric Co	73	ja	ja

Tabelle 15: Energieversorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung im Gewerbebereich; Angebot unterschiedlicher Produktkategorien (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])³⁷

Die acht Energieversorger mit dem höchsten Lastverschiebungspotential im Kundensegment Gewerbe verwalten jeweils mehr als 200 MW. Die weiteren Unternehmen sind mit möglichen Lastverschiebungen mit Werten von jeweils geringer als 100 MW deutlich abgeschlagen. Der Großteil der Versorger bietet DR-Programme in beiden Kategorien (incentive-based und time-based) an.

Ergänzend wurden aus dem statistischen Datenmaterial jene Versorger identifiziert und in Tabelle 16 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** angeführt, welche bisher die höchste Anzahl von DR-Kunden im Gewerbesegment gewinnen konnten.

Energieversorger	Anzahl DR-Gewerbekunden
------------------	-------------------------

³⁵ Entspricht jenen Unternehmen, die in Abbildung 21 angeführt sind.

³⁶ Angaben konnten nicht eindeutig identifiziert werden; Unternehmen ist ein Tochterunternehmen der Xcel Energy, die in mehreren Bundesstaaten unterschiedlichste DR-Programme anbietet.

³⁷ Korrigiert um offensichtliche Datenfehler.

Southern California Edison Co	31.012
Florida Power & Light Co	26.963
Progress Energy Carolinas Inc	25.379
Progress Energy Florida Inc	21.121
Duke Energy Carolinas, LLC	19.455
Baltimore Gas & Electric Co	17.421
Georgia Power Co	13.458
Long Island Power Authority	10.130
Lee County Electric Coop, Inc	10.078
United Illuminating Co	9.449

Tabelle 16: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden im Gewerbebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

Ähnlich wie im Kundensegment Industrie zeigt sich, dass die bei der Generierung von Lastverschiebungspotentialen erfolgreichsten Versorger nicht deckungsgleich mit jenen sind, welche die höchste Anzahl von DR-Kunden in diesem Segment aufweisen. Dies hängt mit der Kundenstruktur des jeweiligen Versorgers zusammen, aber auch mit Ausrichtung und Design der jeweiligen Programme.

So findet sich etwa die Constellation NewEnergy als Unternehmen mit dem höchsten Lastverschiebungspotential im Kundensegment Gewerbe beim Ranking der Versorger mit den meisten DR-Gewerbekunden nicht unter den TOP 10.

Energieversorger	Anzahl DR-Gewerbekunden (incentive-based)
Florida Power & Light Co	21.076
Southern California Edison Co	12.842
Lee County Electric Coop, Inc	10.078
Austin Energy	8.944
Baltimore Gas & Electric Co	5.600
Otter Tail Power Co	4.153
Great River Energy	4.051
San Diego Gas & Electric Co	3.896
Alabama Power Co	1.754
Public Service Co of NM	1.668
Georgia Power Co	1.294
Consolidated Edison Co-NY Inc	970
Pacific Gas & Electric Co	883

Tabelle 17: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden (ausschließlich incentive-based) im Gewerbebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

Ergänzend wurden die TOP 10 Versorger mit der höchsten Anzahl von DR-Kunden in der jeweiligen Programmkkategorie (incentive-based und time-based) erhoben. In Tabelle 17 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind die Versorger mit der größten Anzahl an Gewerbekunden, die an incentive-based DR-Programmen teilnehmen, aufgelistet.

Dabei zeigt sich, dass lediglich drei Unternehmen mehr als 10.000 Unternehmen für incentive-based DR-Programme im Kundensegment Gewerbe gewinnen konnten. Lediglich acht weitere Unternehmen haben mehr als 1.000 Gewerbekunden in diesen DR-Programmen.

So werden von den 793 Versorgern insgesamt 85.325 Gewerbekunden angegeben, die an incentive-based DR-Programmen teilnehmen. Damit verwalten die drei erfolgreichsten Unternehmen mehr als 50 % aller Gewerbekunden, die an incentive-based DR-Programmen insgesamt teilnehmen. Abschließend wurden dieselben Auswertungen hinsichtlich der Anbieter von zeitvariablen Tarifen (price-based DR-Programmen) im Kundensegment Gewerbe angestellt und diese in Tabelle 18 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgelistet.

Die drei Versorger mit der größten Anzahl an Gewerbekunden mit zeitvariablen Tarifen verfügen über ca. ein Drittel der von den 793 Versorgern insgesamt gemeldeten 195.391 Gewerbekunden mit zeitvariablen Tarifen. Im Unterschied zur selben Aufstellung im Kundensegment Industrie sind die Kunden damit deutlich konzentriert.

Energieversorger	Anzahl DR-Gewerbekunden (time-based)
Progress Energy Carolinas Inc	25.363
Progress Energy Florida Inc	20.806
Duke Energy Carolinas, LLC	19.455
Southern California Edison Co	18.170
Georgia Power Co	12.164
Baltimore Gas & Electric Co	11.821
Long Island Power Authority	10.130
United Illuminating Co	9.355
Public Service Elec & Gas Co	7.717
Salt River Project	6.788

Tabelle 18: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden (ausschließlich time-based) im Gewerbebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])

2.1.10. Aggregatoren und sonstige DR-Dienstleister

Viele der Demand Response Programme werden nicht von den Energieversorgungsunternehmen selbst abgewickelt, sondern von dritten Dienstleistern. Diesbezüglich hat sich in den USA bereits ein eigener, sehr dynamischer Markt entwickelt.

Diese Dienstleistungsanbieter, auch „aggregators“ genannt, übernehmen die Administration der Demand Response Programme, wobei diese Aggregatoren oft nur auf bestimmte Kundengruppen oder Branchen spezialisiert sind. Als relativ neue Marktteilnehmer werden diese Unternehmen üblicherweise entweder über Venture Capital Fonds oder die Technologiebörsen Nasdaq finanziert.

Die drei wichtigsten Unternehmen (Aggregatoren), die zugleich Marktführer bei der Administration von Demand Response Programmen sind, wurden recherchiert und werden folgend kurz vorgestellt:

2.1.10.1. EnerNOC³⁸

Das Unternehmen mit Sitz in Boston wickelt Demand Response Dienstleistungen für Energieversorger bereits seit dem Jahr 2003 ab. Inzwischen verwaltet das Unternehmen mehr als 3.550 MW an elektrischer Last von mehr als 2.800 Kunden an 6.500 Standorten³⁹.

Die Steuerung der Events geschieht über zwei Schaltzentralen, die Network Operations Center (NOC) genannt werden und in Boston und San Francisco lokalisiert sind. Eine dieser Schaltzentralen von EnerNOC ist in Abbildung 23 zu sehen.



Abbildung 23: Schaltzentrale der EnerNOC (Quelle: EnerNOC)

³⁸ Quellen: [EnerNOC 2010], [EnerNOC 2010a]

³⁹ Stand vom 31. 12. 2009; [EnerNOC 2010]

Die Schaltwarten werden von einer unternehmenseigenen Softwareplattform gesteuert, die Power Trak genannt wird. Das System ist auf eine modulare Web-Service Architektur aufgebaut und erlaubt die Integration verschiedener Anwendungsmodul und Integration der unterschiedlichen IKT-System von Kunden und Energieversorgern (siehe Abbildung 24).

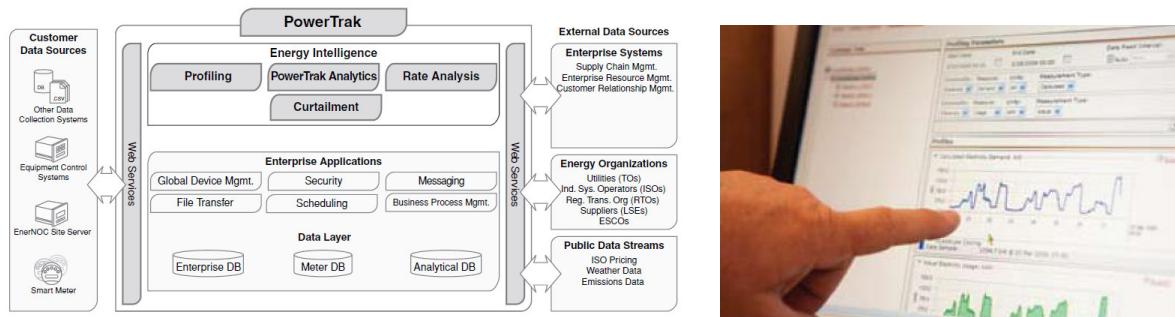


Abbildung 24: PowerTrack: die web-basierte Demand Response und Energiemanagementlösung von EnerNOC (Quelle: EnerNOC)

2.1.10.2. Comverge⁴⁰

Das Unternehmen Comverge ist aus einem Zusammenschluss mehrerer Unternehmen entstanden. Es hat mehr als 25 Jahre Erfahrung im Demand Response Bereich und hält mehr als 15 Patente.

Die ersten Erfahrungen mit Demand Response Programmen wurden im Unternehmen bereits in den 1980-er Jahren gemacht. Das Unternehmen hat inzwischen mehr als 500 Energieversorgungsunternehmen als Kunden und mehr als 5 Mio. Geräte bei Endkunden im Einsatz. Mit mehr als 3.300 MW „under management“⁴¹ ist Comverge annähernd gleichauf mit dem Mitbewerber EnerNOC.

Das Unternehmen hat eine eigene Software-Plattform entwickelt, um die Kundenanlagen mit den Systemen der Energieversorger sowohl regeltechnisch wie in Hinblick auf die Informations- und Datenauswertung zu verbinden. Die Basisfunktionalitäten dieser Comverge Apollo Demand Response Management System Software (DRMS) sind in Abbildung 25 zu sehen.

⁴⁰ Quelle: [Comverge 2010], [Comverge 2010a]

⁴¹ Entsprechend den Angaben im Jahresbericht 2009 [Comverge 2010a]

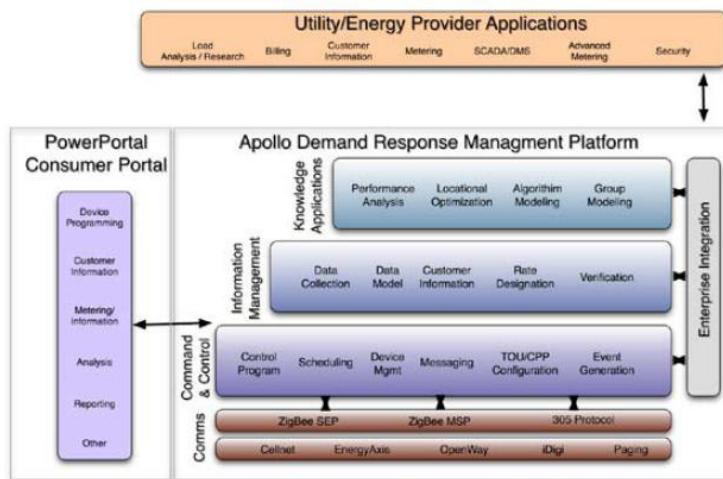


Abbildung 25: Funktionalitäten der Comverge Demand Response Management System Software (Quelle: Comverge)

In der US-Öffentlichkeit ist das Unternehmen vor allem durch seine Dienstleistungen im Haushaltssektor bekannt geworden. Durch Kooperationen mit den lokalen Energieversorgern werden Klimaanlagen in den Haushalten entsprechend den Erfordernissen des Energiesystems gesteuert. Typische Komponenten der direkten Laststeuerung sind in Abbildung 26 zu sehen.



Abbildung 26: Demand Response Lösungen von Comverge im Haushaltssektor (Quelle: Comverge)

Auch wenn die Aktivitäten von Comverge im Haushaltssektor in der Öffentlichkeit am bekanntesten sind, ist die von Comverge verwaltete elektrische Last in den Sektoren Industrie und Gewerbe fast dreimal so hoch wie im Haushaltssektor⁴².

⁴² Für das Geschäftsjahr 2009; [Comverge 2010a]

2.1.10.3. CPower⁴³

Das im Jahr 2000 gegründete Unternehmen CPower gehört ebenfalls zu den erfahrensten und größten Demand Response Dienstleistern in Nordamerika. Das Unternehmen mit rd. 90 Mitarbeitern hat mit Stand April 2010 bereits 2.800 MW elektrische Lasten „under Management“.

Insgesamt hundert industrielle Anlagen mit Lasten zwischen 100 kW und 150 MW werden durch eine rund um die Uhr besetzte Steuerzentrale verwaltet. In Handel, Gewerbe und Facility Management sind an weiteren rd. 3.000 Standorten Demand Response Lösungen implementiert. Neben den üblichen Demand Response Lösungen werden aber auch Energieeffizienzdienstleistungen und klassisches Lastmanagement angeboten. CPower ist auch im Sektor Haushalte aktiv. Dort sind mehr als 120.000 Demand Response Steuereinheiten im Einsatz.

CPower ist inzwischen auch durch eine Niederlassung in Großbritannien vertreten. Während zwar das STOR⁴⁴ Programm bereits seit einigen Jahren in Großbritannien besteht, sind Aggregatoren wie CPower erst seit kurzem im Rahmen dieses Programmes involviert. Da der Netzbetreiber National Grid eine Mindestlastverschiebung von 3 MW vorsieht, können durch einen Aggregator wie CPower auch Betriebe mit kleinerem Lastverschiebungspotential am STOR Programm teilnehmen.

Die Teilnehmer am Programm werden 20 min vor dem Event von der notwendigen Lastverschiebung verständigt. Diese beträgt üblicherweise 1 Stunde bei einer Häufigkeit von 4 bis 6 Abrufen pro Monat mit durchschnittlich 50 Stunden pro Jahr. Die Kompensationszahlungen liegen – abhängig von Häufigkeit und Höhe der Lastverschiebung - in der Bandbreite von einigen zehntausend bis hunderttausende Pfund [CPower 2010a]. Typische Profile einer solchen Lastreduktion (bzw. Anfahren von Backup-Generatoren) sind in Abbildung 27 zu sehen.

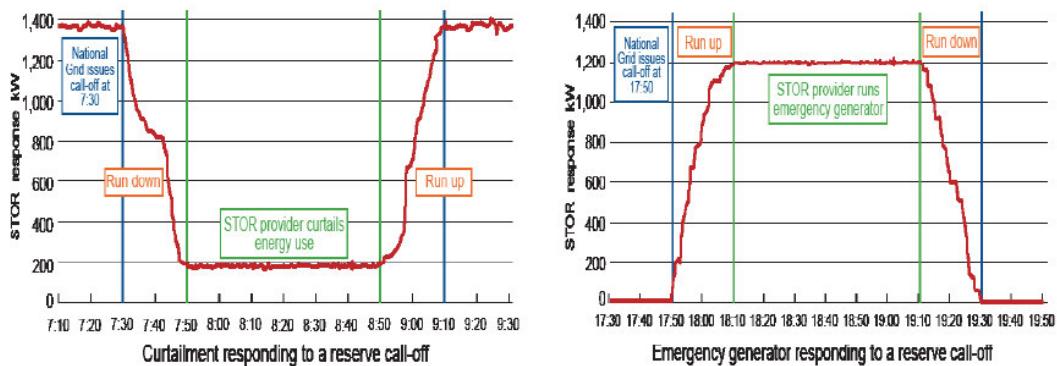


Abbildung 27: Lastverschiebung im STOR Programm von National Grid (Quelle: CPower)

⁴³ Quelle: [CPower 2010]

⁴⁴ Short-Term Operation Reserve (STOR)

Auch wenn sich die verwendeten Technologien wie die Fokussierung auf bestimmte Regionen oder Branchen bei den drei großen Anbieter voneinander unterscheiden, sind die von ihnen verwalteten elektrischen Lasten ähnlich hoch (siehe Tabelle 19 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Unternehmen	Elektr. Last „under Management“
EnerNOC	3.550 MW
Comverge	3.300 MW
CPower	2.800 MW

Tabelle 19: Wichtigste und größte Drittanbieter (Aggregatoren) von Demand Response Lösungen in den USA (Quelle: eigene Recherchen)

Abgesehen von den hier vorgestellten drei Unternehmen besteht jedoch noch eine Vielzahl von kleinen Firmen, die ähnliche Lösungen anbieten. Diese sind teilweise auf bestimmte Branchen oder Anwendungsfälle zugeschnitten oder haben sich auf bestimmte Aspekte spezialisiert (z. B. Beleuchtungssysteme, Lüftungsanlagen, Integration von Wetterprognosewerten in das Facility Management, etc.).

2.1.11. Typische Produktportfolios von DR-Anbietern am Beispiel Kalifornien

Bereits aus den Analysen der vorherigen Abschnitte werden die Heterogenität und die Vielfältigkeit des DR-Marktes und der von den Unternehmen angebotenen DR-Programme deutlich. Von besonderem Interesse sind diesbezüglich die Erfahrungen der kalifornischen Energieversorger, die DR-Programme bereits seit vielen Jahren im großen Stil einsetzen. Ein zusätzlicher Vorteil ist, dass der Einsatz der Programme in Kalifornien verhältnismäßig gut dokumentiert ist.

Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt zunächst die Entwicklung der DR-Aktivitäten der kalifornischen Energieversorger generell dargestellt, bevor in Abschnitt 2.1.12 beispielhaft das Produktportfolio der Pacific Gas & Electric genauer dargestellt und analysiert wird.

Ergänzend dazu werden in Abschnitt 2.1.13 die price-based DR-Programme (zeitabhängigen Tarife) der Alabama Power Co. anhand beispielhafter TOU-Tarife analysiert. Mit der Analyse der angebotenen DR-Programme dieser zwei Energieversorger werden jene zwei Energieversorger mit dem höchsten möglichen Lastverschiebungspotential im Kundensegment Industrie abgedeckt, die zusammen deutlich mehr als 2 GW⁴⁵ an möglicher Lastverschiebung im Industriesektor in den USA generiert haben, was rd. 18 % des gesamten derzeit⁴⁶ in den USA verwalteten Lastverschiebungspotentiales im Kundensegment Industrie ausmacht.

Generell kann die vermehrte Anwendung von DR-Programmen in Kalifornien als eine der direkten Folgen der gescheiterten Liberalisierung des kalifornischen Energiesektors und folgenden großen Energiekrise in den Jahren 2000 und 2001 angesehen werden⁴⁷.

In Folge dieser schweren Krise wurden von der California Public Utilities Commission (CPUC) gemeinsam mit den großen privatwirtschaftlichen Versorgern (IOU = Investor Owned Utilities) neue Konzepte für Demand Response Programme entwickelt und die entsprechenden Regulative, insbesondere hinsichtlich Anerkennung der Kosten, verabschiedet. Daraus wird auch die strategisch wichtige Rolle von Gesetzgeber und Regulator deutlich [Faruqui 2007].

So wurde erstmals im Jahr 2003 im „Energy Action Plan“ (EAP) von der CPUC ein DR-Ziel von 5 % der maximalen Spitzenzahl bis zum Jahr 2007 formuliert. Auch wenn die Zielvorgabe in den Folgejahren wegen Nichterreichens mehrmals nach unten revidiert werden musste, kann dies als Start des koordinierten Einsatzes von DR-Programmen in Kalifornien angesehen werden [Faruqui 2007].

⁴⁵ Auf Basis des statistischen Zahlenmaterials der EIA [EIA 2010].

⁴⁶ Mit Stand 31. 12. 2008

⁴⁷ Siehe dazu auch Abschnitt 2.1.3.

Die grundsätzliche Problematik der Lastdauer-Kurven der großen in Privatbesitz stehenden Versorger in Kalifornien sind in Abbildung 28 dargestellt.

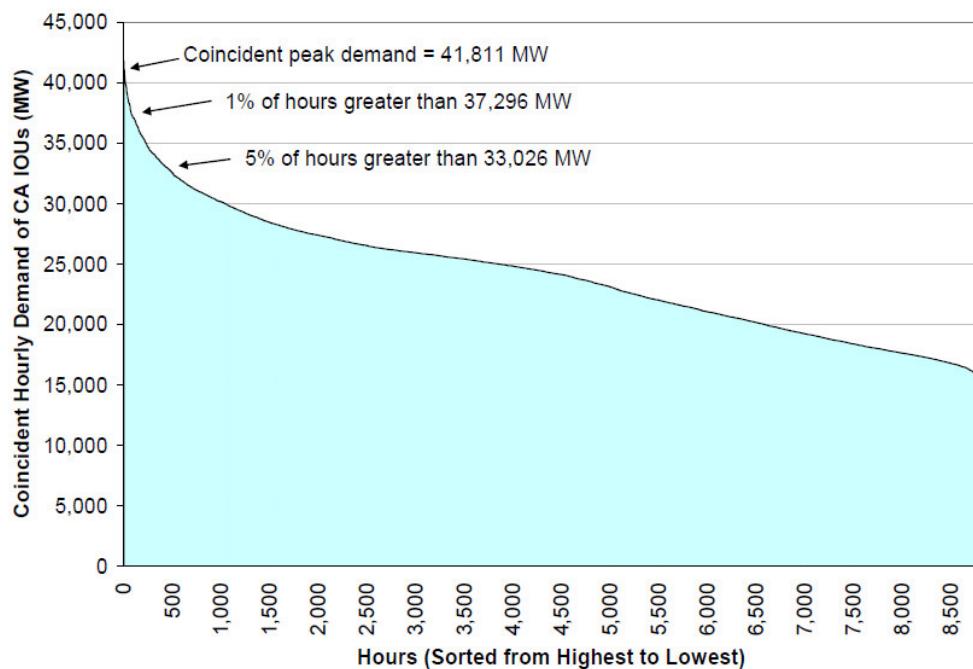


Abbildung 28: Lastdauer-Kurve für die kalifornischen IOUs (Quelle: [Faruqui 2007])

So haben die drei großen kalifornischen Versorger beispielsweise in 2004 bei einer maximalen Last von 41.811 MW nur in 1 % aller Stunden des Jahres einen Spitzenlast von größer als 37.296 MW bewältigen müssen (entspricht 89,2 % der maximalen Spitzenlast). Alleine dadurch wird die Zielsetzung der Regulierungsbehörde deutlich; durch eine Lastreduktion bzw. -verschiebung in nur wenigen Stunden des Jahres sollen – bei verhältnismäßig geringen Komfortverlust bzw. Kosten – zusätzliche Investitionen und Blackouts verhindert werden.

Zur Umsetzung dieses Grundgedankens wurden in der Periode von 2004 bis 2007 in Kalifornien unterschiedliche DR-Programme getestet wie etwa⁴⁸:

Base Interruptible Program (BIP)

In diesem Programm verpflichten sich Großkunden (>200 kW), mindestens 15 % ihrer Maximallast zu reduzieren. Die Lastreduktion muss innerhalb von 30 min nach Benachrichtigung erfolgen.

Im Ausgleich für diese Verpflichtung erhalten die Kunden eine monatliche Zahlung (Gutschrift), die sich nach der Höhe der Lastreduktion richtet (Differenz zwischen Maximallast und Reduktionslast), zu der sich der Kunde verpflichtet hat.

⁴⁸ Auflistung und Beschreibung dieser Programme nach [Eddy 2007] (gekürzt)

Capacity Bidding Program (CBP)

In diesem Programm geben die Kunden jeweils monatlich eine bestimmte Lastmenge an, die sie zu reduzieren bereit wären. Im Ausgleich dafür erhalten die Kunden (a) „capacity payments“, die von der Höhe der Verpflichtung und (b) „energy payments“, die von der tatsächlichen Lastreduktion im Falle eines DR-Events abhängen. Dieses Auktionsverfahren ist Internet-basierend; die Transaktionskosten können daher verhältnismäßig niedrig gehalten werden.

Critical Peak Pricing (CPP)

Critical Peak Pricing ist ein Spezialtarif, bei dem die Kunden im Falle von „critical peak“ Perioden (Nachmittage im Sommer) besonders hohen Tarifen zustimmen, während im Ausgleich dazu die Tarife zu anderen Zeiten geringer wie die Normaltarife sind.

Demand Bidding Program (DBP)

In diesem freiwilligen, Internet-basierenden Auktionsprogramm bieten Großkunden für bestimmte, vorher festgelegte Stunden Lastreduktionen im Ausgleich für Kompensationszahlungen (Gutschriften) an.

Optional Binding Mandatory Curtailment Program (OBMC)

Dieses Program ist darauf ausgerichtet, im Falle von bestimmten kontrollierten Lastabschaltungen (rotating outage events), deren Dauer, Kosten und Auswirkungen zu reduzieren. Bei einer Lastreduktion von 15 % während der gesamten Dauer des „rotating outage event“, werden die Kunden, die an diesem Programm teilnehmen, von der Abschaltung ausgenommen.

Summer Saver Program

Dieses Programm richtet sich an kleinere Gewerbeleuten mit Verbräuchen von unter 100 kW und Haushaltskunden. In diesem Programm werden durch direkte Laststeuerung unterschiedliche Geräte (vor allem Air Conditioner, Warmwasserboiler) zyklisch angesteuert.

Residential Smart Thermostat Program

In diesem Programm erhalten Haushaltskunden Gutschriften, falls sie dem Energieversorger gestatten, zu Spitzenlastzeiten die Schaltpunkte der Thermostate um 3-5 Grad zu verschieben.

Rolling Blackout Reduction Program (RBRP) (auch Peak Gen geannt)

In bestimmten Notfallszenarien (CAISO stage 3 emergencies) werden durch die Nutzung von back-up generation (z. B. Notfallgeneratoren von Krankenhäusern, Eigenstromerzeugung) die Effekte von eventuellen Blackouts abgeschwächt.

Clean Generator Program

Ähnlich dem vorherigen RBRP, werden beim CleanGen Programm im Falle von Notfallszenarien (pre-Stage 3 CAISO emergencies) Back-up Erzeugungsanlagen eingesetzt.

California Power Authority Demand Reserves Partnership (CPA DRP)

Dieses freiwillige Programm wurde bei Großkunden mit der Möglichkeit zur Lastreduktion von mindestens 5 MW eingesetzt. Das CPA DRP wurde durch das CBP abgelöst und ist im Mai 2007 ausgelaufen.

Commercial/Industrial Peak Day 20/20 Program (C/I 20/20)

Falls der Kunde an allen Tagen, an denen ein DR-Event ausgelöst wird, seinen Verbrauch um 20 % senken kann, erhält er eine 20 %-ige Reduktion auf alle "on peak" Tarife. Die Programm-Events hängen von bestimmten, im vorneherein festgelegten Temperaturniveaus und Systemzuständen im Stromnetz ab.

Die jeweiligen DR-Programme waren jedoch sehr unterschiedlich erfolgreich. Während einige Programme überdurchschnittlich gut von den Kunden angenommen wurden, sind andere Programme mangels Akzeptanz gescheitert. So konnte etwa das letztgenannte 20/20 DR-Programm bei der SCE im Jahr 2005 - trotz einer projektierten Zielgröße von 150 MW - keinen einzigen Kunden gewinnen [Eddy 2007].

Wie diese Erfahrungen zeigen ist es nur schwer vorhersehbar, welche Programme oder Tarife von den Kunden tatsächlich angenommen werden. Daraus lässt sich die Empfehlung ableiten, vor allem zu Beginn von DR-Aktivitäten mehrere unterschiedliche Programme zeitgleich zu starten, um das Risiko der generellen Nichtakzeptanz möglichst gering zu halten und nicht bereits zu Beginn von DR-Aktivitäten die Sinnhaftigkeit von Lastverschiebung generell in Diskussion stellen zu müssen.

2.1.12. Analyse des DR-Produktportfolios der Pacific Gas & Electric (PG&E)

Die PG&E gehört zu jenen Unternehmen, die bei ihren Kunden das höchste Lastverschiebungspotential generieren konnten. So ist die mögliche Lastverschiebung bzw. -reduktion bei der PG&E von 774 MW im Juli 2005 auf 974,7 im September 2007 gesteigert worden [Eddy 2008]. Mit Ende 2008 betrug diese, über alle Kundensegmente betrachtet, bereits 1090 MW, wovon 931 MW davon (rd. 85 % der gesamten möglichen Lastverschiebung) im Industriesegment generiert wurden [EIA 2010]. Die PG&E hat damit das zweithöchste Lastverschiebungspotential bei Industrikunden in den USA, hinter der Alabama Power Co.

Wie bereits im vorherigen Abschnitt angemerkt, sind die einzelnen DR-Programme der Energieversorger allerdings sehr unterschiedlich erfolgreich verlaufen. Der Anteil der einzelnen DR-Programme an der gesamten Lastverschiebung ist in Abbildung 29 zu sehen.

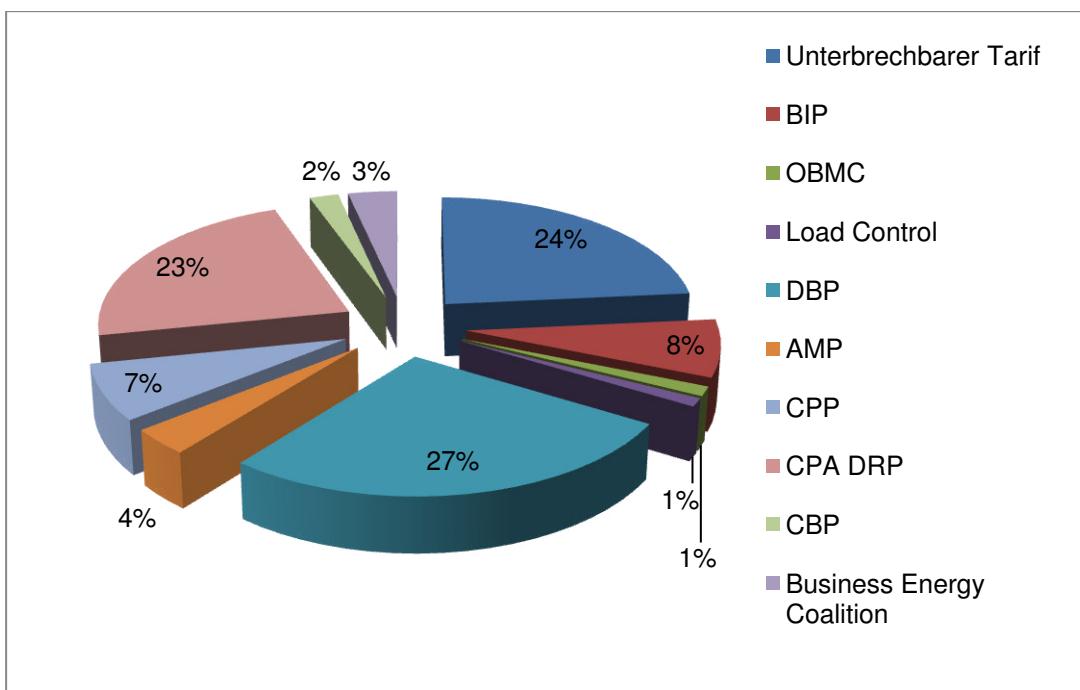


Abbildung 29: Anteil der einzelnen DR-Programme an der möglichen Lastverschiebung von Kunden der PG&E gesamt (Quelle: eigene Darstellung von [Eddy 2008]; Stand 07/2007)

So hat das Demand Bidding Programm mit 27 % Anteil an der gesamten möglichen Lastverschiebung die größte Bedeutung, noch vor dem (klassischen) unterbrechbaren Tarif mit 24 % Anteil. Weiters ist das mögliche Lastverschiebungspotential durch das Demand Bidding Programm im Zeitraum von 2005 bis 2007 von 164 MW (07/2005) auf 266,7 MW (09/2007) angestiegen, während zugleich die (klassischen) unterbrechbaren Tarife massiv an Bedeutung verloren haben (Rückgang um 23 % von 298 MW in 07/2005 auf 229,1 MW in 09/2007) [Eddy 2007].

Ebenfalls von großer Bedeutung war mit 23 % Anteil das CPA DRP-Programm⁴⁹, das jedoch noch im Jahr 2007 ausgelaufen und in das CBP-Programm übergeführt wurde. Auch das BIP-Programm mit 8 % und das CPP mit 7 % haben wesentliche Beiträge zur gesamten Lastverschiebung geliefert, während die anderen Programme jeweils weniger als 5 % beigetragen haben. In anderen Programmen, wie etwa dem C/I 20/20 Programm, konnten keine Lastverschiebungspotentiale generiert werden.

Folgend werden die Charakteristika der wichtigsten DR-Programme der PG&E näher vorgestellt und analysiert.

2.1.12.1. Critical Peak Pricing (CPP)

Im Rahmen des Critical Peak Pricing Programms der PG&E wird den Kunden ein niedrigerer Stromtarif angeboten, falls er im Gegenzug bereit ist, an sogenannten „CPP event days“ deutlich höhere Preise zu akzeptieren.

Das Critical Peak Pricing der PG&E wird als Zusatzvereinbarung zu normalen zeitabhängigen Tarifen angewendet, die jedoch nur in den Sommermonaten, d.h. zwischen 1. Mai und 31. Oktober, zur Anwendung kommt. An zwölf „event days“ pro Sommersaison, die von der PG&E jeweils am Vortag festgelegt und dem Kunden mitgeteilt werden, wird in der „High-Price Period“ (15-18 h) das Fünffache und in der „Moderate-Price Period“ (12h-15 h) das Dreifache des normalen Tarifes verrechnet.

Im Ausgleich dafür kommen an allen anderen Tagen des Sommers in der „High-Price“- und „Moderate-Price“ Periode deutlich geringere Tarife zur Anwendung als bei den normalen TOU-Tarifen (ca. 20-30 % niedriger). Die Tarifhöhe zu „off peak“ Zeiten verändert sich hingegen nicht.

Auf Wunsch des Kunden kann für die ersten 12 Monate eine „Optional Rate Protection“ gewählt werden. In diesem Fall wird maximal jener Gesamtpreis verrechnet, der bei Anwendung des normalen TOU-Tarifes, d.h. ohne zusätzliche CPP-Vereinbarung, angefallen wäre. Die wichtigsten sonstigen Spezifikationen des CPP-Zusatztarifes der PG&E sind in Tabelle 20Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zusammengefasst.⁵⁰

⁴⁹ California Power Authority Demand Response Partnership (CPA DRP)

⁵⁰ Um Missverständnisse aufgrund unpräziser Übersetzung zu vermeiden, werden die Spezifikationen der in diesem Abschnitt dargestellten DR-Programme in der Originalsprache (Englisch) wiedergegeben.

Program Name	Critical Peak Pricing Program (CPP)
General data	
<i>Program Description</i>	The Critical Peak Pricing (CPP) program provides lower energy rates on non-CPP event days in exchange for higher rates on CPP event days. Savings can be maximized by reducing or shifting energy usage away from the CPP event window on CPP event days. The CPP program includes optional rate protection for the first 12 months.
<i>Customer type</i>	Customers with demand over 200 kW during any one of the past 12 billing months and served on PG&E Demand Time-Of-Use (TOU) electric rate schedule.
<i>Minimum size</i>	Indefinite minimum size of load reduction
<i>Operating Months</i>	May 1 – October 31 (summer season)
<i>Minimum obligation period</i>	Indefinite minimum obligation period, except in the case of the Optional Rate Protection (12 months) – option which guarantees that customer will not pay more under the CPP program than it would pay under OAS for initial 12-month bill protection
Features and Options	
<i>Minimum Event Notification Time</i>	1 day-ahead until 12 noon (Mon-Fri, except holidays)
<i>Event Duration</i>	Indefinite event duration
<i>Maximum Number of Events</i>	12 operating days (per summer)
<i>Event Window</i>	3:00 p.m. to 6:00 p.m. (CPP High Price) 12:00 noon to 3:00 p.m (CPP Moderate-Price)
<i>Type of Load Commitment</i>	Not committed
<i>Notification by</i>	E-mail, phone, fax or pager
Payments	
<i>Capacity Payments</i>	No
<i>Peak Reduction Payments</i>	No
<i>Penalty Payments</i>	No
<i>Other</i>	<p><u><i>CPP Operating Days (High-Price and Moderate-Price Periods):</i></u></p> <p>CPP High-Price Period Usage: 5 times the customer's summer on-peak energy rate under their OAS multiplied by the actual energy usage, plus</p> <p>CPP Moderate-Price Period Usage : 3 times the customer's summer part-peak energy rate under their OAS multiplied by the actual energy usage</p> <p><u><i>Non-CPP Operating Days (High-Price and Moderate-Price Periods):</i></u></p> <p>vary according to the customer's OAS; typ. 20-30% lower than standard TOU tariff</p>
Other	
<i>Requirements</i>	Customer must have an interval meter. Customer also must have Internet access, e-mail, pager, cellular telephone.
<i>Participation in other programs</i>	Beside this program, customers can participate in DBP and PG&E's air conditioning program at the same time.

OAS – Otherwise-applicable rate schedule, DBP – Demand Bidding Program

Tabelle 20: Spezifikationen des CPP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2008a])

2.1.12.2. Base Interruptible Program (BIP)

In diesem Programm müssen sich Großkunden dazu verpflichten, im Eventfall den Verbrauch unter einen zuvor vertraglich festgelegten Wert zu reduzieren. Dieser Wert („Firm Service Level“ - FSL) muss sowohl mindestens 15 % als auch mindestens 100 kW unter der höchsten durchschnittlichen monatlichen Maximallast liegen. Die Lastreduktion muss innerhalb von 30 min nach der Benachrichtigung erfolgen.

Das Base Interruptible Program ist als eine Zusatzvereinbarung zu normalen zeitabhängigen Tarifen zu verstehen, die das ganze Jahr über zur Anwendung kommt. Die maximale Anzahl von DR-Events pro Zeitperiode und die maximale Zeitdauer ist im vorhinein festgelegt (max. 1 Event pro Tag (von maximal 4 Stunden Dauer), max. 10 Events pro Monat, max. 120 Stunden pro Jahr).

Im Ausgleich erhalten die Kunden eine monatliche Zahlung (Gutschrift), die sich nach der Höhe der Lastreduktion richtet (Differenz zwischen Maximallast und Reduktionslast), zu der sich der Kunde verpflichtet hat. Die Höhe der monatlichen Gutschrift liegt zwischen 8 und 9 USD pro kW Lastreduktion, abhängig von deren absoluten Höhe.

Bei einer das ganze Jahr über gleichbleibenden Verpflichtung zu einer Lastreduktion von 500 kW würde dies beispielsweise zu einer jährlichen Gutschrift von 48.000 USD führen. Im Fall der Nichteinhaltung der vereinbarten Reduktion kommt eine Pönalevereinbarung zum Tragen, nach welcher der Kunde 6 USD pro kWh Energieverbrauch über der vereinbarten Maximallast zu bezahlen hat. Die wichtigsten Spezifikationen des BIP-(Zusatz)tarifes der PG&E sind in Tabelle 21 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zusammengefasst.

Program Name	Base Interruptible Program (BIP)
General data	
<i>Program Description</i>	The Base Interruptible Program (BIP) pays customers an incentive to reduce facility's load to or below a level that is pre-selected by them. This pre-selected level is called the Firm Service Level (FSL). It must be no more than 85 % of each customer's highest monthly maximum demand during summer on-peak and winter partial-peak periods over past 12 months. A customer may enroll directly with PG&E or with an aggregator.
<i>Customer type</i>	Customers with demand of at least 100 kW and served on PG&E Demand Time-Of-Use (TOU) electric rate schedule
<i>Minimum size</i>	At least 15% of your average monthly load or a minimum of 100 kW load reduction, whichever is greater.
<i>Operating Months</i>	Whole year
<i>Minimum obligation period</i>	Indefinite minimum obligation period, except in the case of provided an interval meter by PG&E (12 months)
Features and Options	
<i>Minimum Event Notification</i>	30 minutes before event

<i>Time</i>							
<i>Event Duration</i>	Maximum 4 hours per event						
<i>Maximum Number of Events</i>	1 event per day (4 hours per event), 10 events per month, 120 hours per calendar year						
<i>Event Window</i>	Indefinite event window						
<i>Type of Load Commitment</i>	Committed; customers will be required to reduce their load to their FSL						
<i>Notification by</i>	E-mail, phone or pager						
Payments							
<i>Capacity Payments</i>	<p>Payments will be paid on monthly basis based on monthly potential load reduction (PLR):</p> <table> <tr> <td>a) 1kW-500 kW</td> <td>\$8,00/kW</td> </tr> <tr> <td>b) 510kW-1000 kW</td> <td>\$8,50/kW</td> </tr> <tr> <td>c) >1001 kW</td> <td>\$9,00/kW</td> </tr> </table> <p><i>Calculation of monthly potential load reduction (PLR):</i></p> <p>Summer season (May 1 through October 31): The difference of average monthly on-peak period demand, excluding days participating in DR program events, and its designated firm service level (FSL)</p> <p>Winter season (November 1 through April 30): The difference of average monthly partial-peak period demand, excluding days participating in DR program events, and its designated firm service level (FSL)</p>	a) 1kW-500 kW	\$8,00/kW	b) 510kW-1000 kW	\$8,50/kW	c) >1001 kW	\$9,00/kW
a) 1kW-500 kW	\$8,00/kW						
b) 510kW-1000 kW	\$8,50/kW						
c) >1001 kW	\$9,00/kW						
<i>Peak Reduction Payments</i>	No						
<i>Penalty Payments</i>	\$6/kWh for energy use over FSL during curtailment. Penalties will be evaluated on an hourly basis.						
Others							
<i>Requirements</i>	Customer must have approved interval meter and approved meter communications equipment. They also must have access to the Internet, e-mail address and alphanumeric pager.						
<i>Available participation in other programs</i>	Customers may participate OBMC and POBMC but the customer's Maximum Load Level under those programs may not overlap their FSL. Directly-enrolled customers enrolled in E-BIP are automatically enrolled under PG&E's DBP.						

OAS – Otherwise-applicable rate schedule, OBCM - Optional Binding Mandatory Curtailment (OBMC) Plan, POBMC – Pilot Optional Binding Mandatory

Tabelle 21: Spezifikationen des BIP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2009])

2.1.12.3. Demand Bidding Program (DBP)

In diesem freiwilligen Auktionsprogramm bieten Programmteilnehmer der PG&E Lastreduktionen jeweils für ganz bestimmte Stunden während eines DR-Events im Ausgleich für Kompensationszahlungen an.

Grundsätzlich sind zwei Arten von Auktionen vorgesehen; welche die bereits am Vortag (1 day ahead) und solche, die am Tag des Events (day-of-notification) abgehalten werden. Für zweitere sind etwas höhere Zahlungen vorgesehen. Falls das von dem Kunden über das Internet abgegebene Gebot von der PG&E angenommen wird, so wird während den Eventzeiten die Lastreduktionen gegenüber der CSEB (customer specific energy baseline) ermittelt. Diese Baseline wird aus dem Durchschnitt der drei höchsten Energieverbräuche der letzten zehn vorhergehenden vergleichbaren Tage errechnet.

Für die Lastreduktionen bis zu 150 % der abgegebenen Gebote erfolgt eine Vergütung von 0,5 USD/kWh (für day-ahead notification) bzw. 0,6 USD/kWh (für day-of notification), jeweils stündlich abgerechnet. Falls in einer einzelnen Stunde weniger als 50 % der angebotenen Lastreduktion tatsächlich getätig wurde, erfolgt für diese Stunde keine Vergütung, es wird aber auch keine Pönalezahlung verrechnet.

Dieses Programm ermöglicht den Kunden eine sehr hohe Flexibilität betreffend der von diesen durchzuführenden Lastreduktionen. Bei Nicht-Erreichen der Lastreduktionsziele sind keine finanziellen Nachteile (Strafzahlungen) fällig, wie etwa im BIP-Programm. Die wichtigsten Spezifikationen des DBP-Programms der PG&E sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Tabelle 22 zusammengefasst.

Program Name	Demand Bidding Program (DBP)
General data	
<i>Program Description</i>	The Demand Bidding Program (DBP) pays customers an incentive to reduce their electric load according to a bid that they submit. For each event customers may elect to submit or not submit a bid. If a customer submits a bid he can still choose not to participate without any penalty. The DBP Bid shall indicate the amount of kW curtailment that the participant is offering for each hour of the event. PG&E may issue Day-ahead Event notification and Day-of Event notification.
<i>Customer type</i>	Customers with maximum demand over 200 kWh during any one of the past 12 billing months
<i>Minimum size</i>	50 kW for single sites (200 kW for aggregated group) and minimum reduction of 50 % of the accepted bid, whichever is greater
<i>Operating Months</i>	Whole year
<i>Minimum obligation period</i>	Indefinite minimum obligation period
Features and Options	
<i>Minimum Event Notification Time</i>	Available options: a) 1 day-ahead until 12:00 noon

	b) day-of notification (when the CAISO issues an alert during the day reflecting stress on the system)
<i>Event Duration</i>	Bid for a minimum of 2 consecutive hours per event
<i>Maximum Number of Events</i>	1 event per day (The participant may submit only one bid for each hour of the DBP Event)
<i>Event Window</i>	Between 12:00 Noon and 8:00 p.m., excluding PG&E holidays
<i>Type of Load Commitment</i>	Voluntary committed
<i>Notification by</i>	Through e-mail and text messaging
Payments	
<i>Capacity Payments</i>	No
<i>Peak Reduction Payments</i>	<p>Monthly:</p> <p>a) For day-ahead notification: \$0,50/kWh</p> <p>b) For day-of notification: \$0,60/kWh</p> <p>The participant will be paid for load reductions up to a maximum of 150 percent (150%) of their accepted bid (kW) on an hourly basis. Hourly load reductions will be calculated against the customer specific energy baseline (CSEB). The CSEB is based on the hourly average of the three (3) highest energy usages on the immediate past ten (10) similar days.</p>
<i>Penalty Payments</i>	No
Others	
<i>Requirements</i>	Customer must have an interval meter. Customer must have an e-mail address and Internet access. They also must have an alphanumeric pager or a cell phone that is capable of receiving text messages.
<i>Participation in other programs</i>	Customers enrolled in the Scheduled Load Reduction Program (Schedule E-SLRP) may participate in DBP during the days when the customer's load is not scheduled for curtailment under the E-SLRP program.

CAISO – California Independent System Operator

Tabelle 22: Spezifikationen des DBP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2008b])

2.1.12.4. Capacity Bidding Program (CBP)

Im Capacity Bidding Program geben die Kunden der PG&E in den Sommermonaten jeweils für das Folgemonat eine bestimmte Lastmenge bekannt, die sie im Falle eines CBP-Events gegenüber dem Referenzverbrauch (consumer specific energy baseline) zu reduzieren bereit wären.

Im Ausgleich dafür erhalten die Kunden (a) „capacity payments“, die von der Höhe der übernommenen Verpflichtung, und (b) „energy payments“, die von der tatsächlichen Lastreduktion im Falle eines DR-Events abhängig sind. Die Kunden können dabei ihre freiwillig übernommenen Reduktionsverpflichtungen entsprechend ihren betrieblichen Möglichkeiten - in bestimmten Grenzen – frei gestalten. So kann jeweils monatlich eine bestimmte minimale/maximale Eventdauer (1-4, 2-6 oder 4-8 Stunden) bzw. zwischen der „Day-Ahead“ oder „Day-Of“ Option auswählen werden.

Die Anzahl der Events ist mit einmal pro Tag bzw. maximal 24 Stunden pro Monat begrenzt. Im Unterschied zu den meisten anderen Programmen gibt es aber keine minimale Lastreduktion. Kunden könnten sogar nur 1 kW an Lastreduktion anbieten.

Unabhängig davon, ob ein CBP-Event in einem bestimmten Monat tatsächlich abgerufen wird, bekommt der Kunden jedenfalls Zahlungen (capacity payments) zwischen 2,97 USD und 19,85 USD pro kW verpflichtender Lastreduktion, abhängig von Monat und gewählter Eventdauer bzw. Notification Period. Falls CBP-Events stattfinden, werden diese Kapazitätszahlungen entweder nach oben (bei höherer tatsächlicher Lastreduktion; „Adjusted Hourly Capacity Payments“) oder nach unten (bei niedriger Lastreduktion als Verpflichtung eingegangen wurde; „Adjusted Hourly Capacity Penalties“) angepasst.

Im Falle von CBP-Events bekommen die Kunden weiters zusätzliche Zahlungen („energy payments“), die von der tatsächlichen Höhe der Reduktion und den aktuellen Energiepreisen (Gaspreis) abhängig sind. Im Falle der Unterschreitung dieser verpflichteten Lastreduktion reduzieren sich neben den „capacity payments“ auch die „energy payments“ dementsprechend.

Vorteil für den Kunden ist, dass im Demand Bidding Programm von der PG&E jedenfalls Zahlungen („capacity payments“) geleistet werden, unabhängig davon, ob die Lastreduktion tatsächlich abgerufen wird. Kann die eingegangene Verpflichtung im Eventfall jedoch nicht eingehalten werden, sind Strafzahlungen die Folge.

Dieses Auktionsverfahren ist ebenso wie das Demand Bidding Programm Internet-basierend; die Transaktionskosten können daher verhältnismäßig niedrig gehalten werden. Die

wichtigsten Spezifikationen des CBP-Programms der PG&E sind in Tabelle 23Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zusammengefasst.

Program Name	Capacity Bidding Program (CBP)
General data	
<i>Program Description</i>	The Capacity Bidding Program offers customers the opportunity to respond to critical triggering events while controlling the amount of their load reductions. Five days prior to start of each month from May through October customer indicates the load he would be willing to curtail during a CBP event. A customer may enroll directly with PG&E or with an Aggregator. A customer may participate in either Day-Ahead or Day-of option. To participate in this program, a customer, including aggregated customers, must have a valid customer specific energy baseline (CSEB) at least 5 calendar days prior to the first day of the operating month.
<i>Customer type</i>	Customers with demand over 200 kW
<i>Minimum size</i>	Indefinite minimum size of load reduction (it can be indicated as little as 1 kW)
<i>Operating Months</i>	May 1 to October 31 (summer season)
<i>Minimum obligation period</i>	12 months
Features and Options	
<i>Minimum Event Notification Time</i>	Available options: a) 1 day-ahead: until 3:00 p.m. b) Day-of: 30 min prior to the close of the ISO Hour-Ahead Market (approx. 3 hours prior to the start of a Day-Of-Event)
<i>Event Duration</i>	Available options (minimum-maximum): a) 1-4 hours b) 2-6 hours c) 4-8 hours
<i>Maximum Number of Events</i>	1 event per day, not exceed 24 event hours per month
<i>Event Window</i>	11 a.m. to 7:00 p.m., Monday through Friday excluding PG&E holidays
<i>Type of Load Commitment</i>	Committed
<i>Notification by</i>	E-mail, phone or pager
Payments	
<i>Capacity Payments</i>	Monthly: <u>No CBP events:</u> Capacity Payment = Nominated capacity * Capacity Price (between \$2,97/kW - \$19,85/kW ; depending on option, month and kind of enrollment) <u>One or more CBP events:</u> Capacity Payment = Σ Adjusted Hourly Capacity Payments and Penalties
<i>Peak Reduction Payments</i>	<u>No CBP events:</u> None <u>One or more CBP events:</u> Energy Payment _{HR} = Hourly Delivered Energy Reductions (max. 150 % of Nominated Capacity) * Energy Price _{HR} If Hourly Delivered Energy Reductions < Committed Energy Reduction, Penalty Payments will be applied.

	Energy price _{HR} =15.000 BTU/kWh * PG&E citygate midpoint gas price as published by Platts Gas Daily for the date of CBP Event (\$/BTU)
<i>Penalty Payments</i>	Yes. Capacity and Energy Payments will be adjusted.
Others	
<i>Requirements</i>	Customer must have approved interval meter and approved meter communications equipment. They also must have access to the Internet and e-mail address and alphanumeric pager or cellular telephone.
<i>Participation in other programs</i>	Beside this program, customers can participate only in OBMC/POBMC program at the same time.

BTU - British thermal units

OBMC - Optional Binding Mandatory Curtailment (OBMC) Plan

POBMC – Pilot Optional Binding Mandatory Curtailment (OBMC) Plan

Tabelle 23: Spezifikationen des CBP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2008c])

2.1.12.5. Scheduled Load Reduction Program (SLRP)

Im SLRP Programm der PG&E verpflichten sich die Kunden, in im vorhinein festgelegten Zeitperioden ihre Last um zumindest 15 % ihres Referenzverbrauches, aber um mindestens 100 kW, zu reduzieren. Die Kunden können den Zeitraum der Events selbst wählen. Dieser beträgt jeweils 4 Stunden (8-12h; 12h-16h; oder 16h-20h) und kann für einen oder mehrere beliebige Wochentage vereinbart werden.

Für den vermiedenen Energiebezug in diesen von den Kunden selbst gewählten Zeitperioden bekommen diese Ausgleichszahlungen von 0,1 USD/kWh. Bei Verfehlern der Reduktionsziele werden zwar keine Pönalezahlungen verrechnet. Ein mehrmaliges Nichterreichen (5 malig innerhalb einer Periode von 12 Monaten) führt jedoch zu einem Ausschluss des Kunden aus dem Programm für 12 Monate. Die wichtigsten Spezifikationen des SLRP-Programms der PG&E sind in Tabelle 24Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zusammengefasst.

Program Name	Scheduled Load Reduction Program (SLRP)
General data	
<i>Program Description</i>	The Scheduled Load Reduction Program (SLRP) pays you to reduce your electric load during pre-selected time periods that you specify in advance. You select the time period, the weekdays, and the load reduction. To receive the incentive, you simply reduce your load by this committed load reduction during your selected time period on your selected weekdays.
<i>Customer type</i>	Customers with demand of at least 100 kW per month
<i>Minimum size</i>	At least 15 % of consumer baseline usage or a minimum of 100 kW, whichever is greater
<i>Operating Months</i>	June 1 to September 30
<i>Minimum obligation period</i>	Indefinite minimum obligation period
Features and Options	
<i>Minimum Event Notification Time</i>	No Event Notification (it is customer's responsibility)
<i>Event Duration</i>	Customer must specify a 4 hours time periods that is coincident with CAISO system peak conditions – Available options: a) 8:00a.m. – 12:00noon b) 12:00noon – 4:00p.m. c) 4:00p.m. – 8:00p.m.
<i>Maximum Number of Events</i>	3 events per day, 15 events per week
<i>Event Window</i>	8:00 a.m. to 8:00 p.m., Monday through Friday excluding PG&E holidays
<i>Type of Load Commitment</i>	Committed; Participants will be required to curtail only during the summer season (June 1 through September 30) during the time period that corresponds with the customer's elected SLRP option(s).
<i>Notification by</i>	Through InterAct, PG&E's Internet-based energy management

	system
Payments	
<i>Capacity Payments</i>	Monthly: \$0,10/kWh for reduced energy
<i>Peak Reduction Payments</i>	No
<i>Penalty Payments</i>	No
Other	
<i>Requirements</i>	Customer must have approved interval meter and approved meter communications equipment.
<i>Participation in other programs</i>	Beside this program, customers can participate in DBP.

CAISO – California Independent System Operator

Tabelle 24: Spezifikationen des SLRP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2010])

2.1.12.6. PeakChoice

Das PeakChoice Programm ist das flexibelste DR-Programm der PG&E und bietet ihren Kunden eine Fülle unterschiedlicher Optionen. Zum einen kann zwischen einer Reduktionsverpflichtung und einer „best effort“ Option gewählt werden. Während im ersten Fall von der PG&E Zahlungen geleistet werden, unabhängig davon, ob ein Event ausgelöst wird, kann der Kunde in der zweiten Variante von Fall zu Fall entscheiden, ob er eine Lastreduktion vornehmen will. Nur im ersten Fall (committed load) können bei Nichterreichen der Lastreduktion Strafzahlungen zur Anwendung kommen.

Unterschiedliche Optionen bezüglich der Zeitdauer eines möglichen Events wie auch der minimalen Benachrichtigungszeit sind möglich. So werden etwa die Varianten von 2-3, 3-5 und 4-6 Stunden Zeitdauer der Lastreduktion angeboten, wobei die Höhe der Reduktion grundsätzlich beliebig gewählt werden kann (Minimum von 10 kW).

Hinsichtlich der minimalen Benachrichtigungszeit werden vier unterschiedliche Varianten (von 30 min bis hin zu 2 Tagen) angeboten. Auch betreffend der maximalen Anzahl an Events pro Saison, maximalen Anzahl von Eventtagen hintereinander oder der möglichen Tageszeitperiode stehen eine Fülle von verschiedenen Programmoptionen zur Auswahl.

Option „Best Effort“:

Im Falle der „Best Effort“ Option ist die Tarifgestaltung relativ einfach. Im Falle eines Events bieten die Kunden der PG&E eine Lastreduktion in vorher festgelegter Höhe an. Für tatsächliche Reduktionen zwischen 50 % und 150 % dieser „nominated Best Effort Load“ erhalten die Kunden Ausgleichszahlungen zwischen 0,4 USD/kWh und 1 USD/kWh, abhängig von der Event Notification Time.

Lastreduktionen, die innerhalb von nur 30 min angekündigt werden, werden mit 1 USD/kWh mehr als doppelt so hoch vergütet wie jene, die bereits 2 Tage zuvor angekündigt wurden (0,4 USD/kWh). Niedrigere oder höhere Lastreduktionen (< 50 % bzw. > 150 % der angebotenen Lastreduktion) werden jedoch nicht vergütet.

Option „Committed Load“:

Im Falle der „Committed Load“ Option ist die Tarifgestaltung wesentlich komplexer. Abhängig von den gewählten Optionen (Minimum Event Notification Time, maximale Anzahl an Events, max. Eventdauer, etc.) kommen für die „capacity payments“ unterschiedliche Multiplikatoren zur Anwendung, sodass pro Monat zwischen 2,2 USD/kW und 13,56 USD/kW an den Kunden gezahlt werden, unabhängig davon, ob ein Event abgerufen wird. Falls ein Event abgerufen wird und die vertraglich vereinbarte Lastreduktion nicht erreicht wird, kommen Pönalezahlungen zur Anwendung, deren Höhe wiederum von der Höhe der Abweichung vom Zielwert abhängig ist.

Im Falle eines DR-Events bekommen die Kunden zusätzliche „energy payments“ von 0,15 USD pro kWh vermiedenen Energiebezug, wenn die tatsächliche Lastreduktion zwischen 50 % und 150 % der verpflichteten Lastreduktion liegt. Bei Über- oder Unterschreitung dieser Bandbreite kommen, jeweils stündlich abgerechnet, gesonderte Regelungen zur Anwendung. Die wichtigsten Spezifikationen des PeakChoice-Programms der PG&E sind in Tabelle 25 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zusammengefasst.

Program Name	PeakChoice
General data	
<i>Program Description</i>	PeakChoice is PG&E's most flexible demand response program. PeakChoice enables decisions about how much (or how little) power reduction is comfortable contributing, how much advance notice is needed and more. It puts the customer in control to determine the best way for its company to be involved based on its business and customer needs. There are two ways a customer may participate in this program: Committed Load basis and Best Effort basis.
<i>Customer type</i>	Customers with demand over 200 kW for three consecutive months in the past 12 billing months
<i>Minimum size</i>	10 kWh of demand reduction
<i>Operating Months</i>	May 1 – October 31 (summer season), excluding PG&E holidays
<i>Minimum obligation period</i>	Indefinite minimum obligation period
Features and Options	
<i>Minimum Event Notification Time</i>	Available options: a) 2 calendar days-ahead b) 1 calendar day-ahead c) 4,5 hours day-of d) 30 minutes day-of
<i>Event Duration</i>	Available options: a) 2 - 3 hours b) 3 - 5 hours c) 4 - 6 hours
<i>Maximum Number of Events</i>	Any whole number within range 3 - 25 (per summer season) can be chosen (75 hours per customer per summer season)
<i>Event Window</i>	Available options: a) 1 p.m. to 7 p.m., weekends only excluding PG&E holidays b) 24 hours a day, 7 days a week, excluding PG&E holidays
<i>Type of Load Commitment</i>	<p>a) Committed Load: Customers receive monthly capacity payment, in addition to energy payment. They are required to curtail their committed load when notified of the event. They are subject to penalties for non-compliance.</p> <p>b) Best Effort Load (not committed): Customers receive incentives upon their level of energy reduction during event. Customers are not subject to penalties for non-compliance.</p>
<i>Notification by</i>	E-mail, phone, fax or pager
Payments	

<i>Capacity Payments</i>	<p>a) Committed Load: Monthly Capacity Payment = CR(\$/kWh-month) * Committed Load(kW) (\$2,2 < CR < \$13,56 /kW-month, depending on event notification time, event duration, number of events, maximum number of consecutive days and event window)</p>
<i>Peak Reduction Payments</i>	<p>a) Committed Load: - Energy payment = $DL_{HR} * Energy\ Price_{HR}$, if $DL_{HR} \leq CL_{HR}$ - Energy payment = $DL_{HR} * Energy\ Price_{HR} + (DL_{HR}-CL_{HR}) * BER_{HR}$, if $DL_{HR} > CL_{HR}$ Energy price_{HR}=\$0,15/kWh if PeakChoice event occurs</p> <p>b) Best Effort Load: Customers will receive energy payments for PeakChoice events if they successfully confirmed and reduced at least 50% of their nominated Best Effort Load in any specific hour. Energy Payment between \$0,40/kWh and \$1,00/kWh, depending on event notification time; maximum 150% of their nominated BEL_{HR}</p>
<i>Penalty Payments</i>	<p>a) Committed Load $\Sigma Adjusted\ CLP_{HR}$ $= Unadjusted\ CLP_{HR} * (1-DR_{HR}); 0,90 \leq DR_{HR} \leq 1$ $= Unadjusted\ CLP_{HR} * 2 * (1-DR_{HR}); 0,50 \leq DR_{HR} < 0,90$ $= Unadjusted\ CLP_{HR} * 1,5; 0 \leq DR_{HR} < 0,50$</p> <p>b) Best Effort Load: None</p>
Others	
<i>Requirements</i>	Customer must have approved interval meter and approved meter communications equipment. They also must have access to the Internet and e-mail address and alphanumeric pager.
<i>Participation in other programs</i>	Beside this program, customers can participate only in OBMC/POBMC program in the same time.

BEL – Best Effort Load

PLR – Potential Load Reduction

CLP – Committed Load Payment

CR – Committed Rate

DL_{HR} – Delivered Load

DR_{HR} – Delivered Ratio = $DL_{HR}/Committed\ Load_{HR}$

CL – Committed Load

Tabelle 25: Spezifikationen des PeakChoice-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2008])

2.1.12.7. Vergleich zwischen den einzelnen DR-Programmen

Die in den Abschnitten 2.1.12.1 bis 2.1.12.6 dargestellten DR-Programmen werden zum direkten Vergleich in Tabelle 26 einander gegenübergestellt.

Program Name	PeakChoice	Critical Peak Pricing (CPP)	Base Interruippable Program (BIP)	Demand Bidding Program (DBP)	Capacity Bidding Program (CBP)	Scheduled Load Reduction Program (SLRP)
1. Program Description	PeakChoice is PG&E's most flexible demand response program. PeakChoice enables decisions about how much (or how little) power reduction is comfortable contributing, how much advance notice is needed and more. It puts the customer in control to determine the best way for its company to be involved based on its business and customer needs.	The Critical Peak Pricing (CPP) program provides lower energy rates on non-CPP event days in exchange for higher rates on CPP event days. Savings can be maximized by reducing or shifting energy usage away from the CPP event window on CPP event days. The CPP program includes optional rate protection for the first 12 months.	The Base Interruippable Program (BIP) pays customers an incentive to reduce facility's load to or below a level as pre-selected by them. This pre-selected level is called the Firm Service Level (FSL). A customer may enroll directly with PG&E or with an aggregator.	The Demand Bidding Program (DBP) pays customers an incentive to reduce their electric load according to a bid that they submit. For each event customer may elect to submit or not submit a bid. If a customer bids the load by this committed date they choose not to participate without any penalty.	The Capacity Bidding Program offers customers the opportunity to respond to critical triggering events while controlling the amount of their load reductions. Five days prior to start of each month customer indicates the load they would be willing to curtail during a CPP event. A customer may participate in either Day-ahead or Day-on.	The Scheduled Load Reduction Program (SLRP) pays you to reduce your electric load during pre-selected time periods that you specify in advance. You select the time period, the weekdays, and the load reduction. To receive the incentive you simply reduce your load during your selected time period on your selected days.
2. Customer Type	Customer with demand over 200 kWh	Customer with demand over 200 kWh	Customer with demand of at least 100 kW	Customers with demand over 200 kWh	Customers with demand of at least 100 kW	Customers with demand of at least 100 kW
3. Minimum size	10 kWh demand reduction	Indefinite minimum size of load reduction	At least 15% of your average monthly load or a minimum of 100 kW, whichever is greater	A minimum reduction of 50% of accepted bid or 50 kW for single sites (200 kW for aggregated group), whichever is greater	At least 15% of your average monthly load or a minimum of 100 kW, whichever is greater	At least 15% of your average monthly load or a minimum of 100 kW, whichever is greater
4. Operating Months	May 1 – October 31	Whole year	Indefinite minimum obligation period, except in the case of provided an interval meter by PG&E (12 months)	Indefinite minimum obligation period	May 1 to October 31	June 1 to September 30
Features and Options						
1. Minimum Event Notification Time	Available options: a) 2 calendar days-ahead b) 1 calendar day-ahead c) 4.5 hours day-ahead d) 30 minutes day-ahead	1 day-ahead until 12 noon (Mon-Fri, except holidays)	30 minutes before event	Available options: a) 1 day-ahead until 12:00 noon b) day-of notification	Available options: a) 1 day-ahead until 3:00 p.m. b) 2 hours and 45 minutes day-of	No Event Notification (it is customer's responsibility)
2. Event Duration	Available options: a) 24 hours b) 3.5 hours c) 4.5 hours	Indefinite event duration	Maximum 4 hours per event	Minimum 2 hours per event	Available options: a) 1.4 hours b) 2.6 hours c) 4.8 hours	4 hours per event – Available options: a) 8:00a.m. – 12:00noon b) 12:00noon – 8:00p.m. c) 4:00p.m. – 8:00p.m.
3. Maximum Number of Events	Any whole number within range: 3-25 (per summer season) can be chosen	12 operating days (per summer)	1 event per day (4 hours per event), 10 events per month, 120 hours per calendar year	1 event per day	1 event per day, not exceed 24 event hours per month	3 events per day, 15 events per week
4. Event Window	Available options: a) 1 p.m. to 7 p.m., weekends only excluding PG&E holidays b) 24 hours a day/7 days a week, excluding PG&E holidays	Available options: a) CPP High Price: 3:00 p.m. to 6:00 p.m. b) CPP Moderate Price: 12:00 noon to 3:00 p.m.	Indefinite event window	Between 12:00 Noon and 8:00 p.m., excluding PG&E holidays	11 a.m. to 7:00 p.m., Monday through Friday excluding PG&E holidays	8:00 a.m. to 8:00 p.m., Monday through Friday excluding PG&E holidays
5. Type of Load Commitment	Options: a) Best Effort Load – not committed b) Committed Load - committed	Not committed	Committed	Voluntary committed	Committed	Committed
6. Notification by	E-mail, phone, fax or pager	E-mail, phone, fax or pager	E-mail, phone or pager	Through e-mail and text messaging	E-mail, phone or pager	Through InterAct, PG&E's Internet-based energy management system
Payments						
1. Capacity Payments	a) Committed Load – monthly CLP(\$/month) = CRU(\$/kWh/month) * Committed Load(kW) ; \$2.2-2.45(\$/kW/month) b) Best Effort Load - No	No	Monthly, based on directly enrolled customer's or aggregator portfolio's PLR amount: \$8/kWh - \$8/kW	No	Monthly a) For day-ahead notification: \$0.50/kWh b) For day-of notification: \$0.60/kWh	\$0.10/kWh for reduced energy
2. Peak Reduction Payments	a) Committed Load – Energy price=\$0.15 kWh b) Best Effort PeakChoice event occurs=\$0.15 (\$0.40/kWh/month-\$BER=\$1.00/kWh/month)	No	No	No	Monthly a) For day-ahead notification: \$0.50/kWh b) For day-of notification: \$0.60/kWh	No
3. Penalty Payments	a) Committed Load – Adjusted CLP; b) Best Effort Load - No	No	\$6/kWh for energy use over FSL during curtailment	No	Monthly Adjusted Hourly Capacity Penalty = Unadjusted Hourly Capacity Payment * 0.50-Hourly Delivered Capacity Ratio), 0-HDCR<0.50	No
4. Other						
Requirements	Customer must have approved interval meter and approved meter communications equipment. They also must have access to the Internet and e-mail and Internet and e-mail address and alphanumeric pager.	Customer must have an interval meter and approved meter communications equipment. They also must have an e-mail address and alphanumeric pager, or a cell phone that is capable of receiving text messages.	Customer must have an interval meter and approved meter communications equipment. They also must have access to the Internet and e-mail and Internet and e-mail address and alphanumeric pager.	Customer must have an interval meter and approved meter communications equipment. They also must have access to the Internet and e-mail and Internet and e-mail address and alphanumeric pager.	Customer must have an interval meter and approved meter communications equipment. They also must have access to the Internet and e-mail and Internet and e-mail address and alphanumeric pager.	Customer must have approved interval meter and approved meter communications equipment. They also must have access to the Internet and e-mail and Internet and e-mail address and alphanumeric pager.
Available participation in other programs	Beside this program, customers can participate only in OBM/C/PoBM/C program in the same time.	Beside this program, customers can participate in DBP and PG&E's air conditioning program in the same time.	Beside this program, customers can participate only in OBM/C/PoBM/C program in the same time.	Beside this program, customers can participate only in OBM/C/PoBM/C program in the same time.	Beside this program, customers can participate only in DBP.	Beside this program, customers can participate only in DBP.

BEP = Best Effort Payment
 DL = Delivered Load Reduction
 CLP = Committed Load Payment
 CR = Committed Rate
 BER = Best Effort Rate
 ORS = Otherwise-applicable rate schedule

Tabelle 26: Vergleich der wichtigsten DR-Programme der PG&E (Quelle: Preisblätter der PG&E)

2.1.12.8. Kooperationen der PG&E mit Aggregatoren

Bereits in Abschnitt 2.1.10 wurden die drei größten Aggregatoren und deren Produktpalette vorgestellt. Abgesehen von diesen drei Unternehmen sind jedoch eine Vielzahl weiterer Dienstleister am Markt, mit welchen die PG&E zusammenarbeitet.

Abhängig von Produktporfolio bzw. Branchenfokus bieten die einzelnen Aggregatoren ihre Dienstleistungen jedoch nur für bestimmte Programme oder Anwendungsfälle an. So können PG&E Kunden ihre Lastverschiebung über Aggregatoren sowohl im Rahmen des Base Interruptible (BIP), des Capacity Bidding Program (CBP) oder auch durch das speziell für Aggregatoren geschaffene AMP-Programm anbieten. In Tabelle 27 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind jene Aggregatoren aufgelistet, mit welchen die PG&E derzeit Kooperationen unterhält.

Demand Response Service Providers	Aggregator Managed Portfolio (AMP)	Base Interruptible Program (BIP)	Capacity Bidding Program (CBP)
Ace Energy			X
Alternative Energy Resources, Inc. c/o Comverge, Inc.	X	X	X
Blue Point Energy, LLC		X	X
Cali Creative			X
Constellation NewEnergy, Inc.			X
CPower, Inc.	X	X	X
EcoNexus			X
EnergyConnect	X		X
Energy Curtailment Specialist	X		X
Energy Logic, Inc.			
Energy Spectrum			X
EnerNOC, Inc.	X	X	X
Limeamps		X	
Mica-Tech		X	
North America Power Partner		X	X
PEAR by M2M			X
RTP Controls			X
San Francisco Community Power			X
Sempra Energy Solutions			X
SureGrid (Formerly: Site Controls)			X
Verisae, Inc.			X

Tabelle 27: Aktuelle Vereinbarungen der PG&E mit Aggregatoren (Quelle: [PG&E 2010a])

Im Unterschied zu den beiden anderen Programmen werden beim Aggregator Managed Portfolio (AMP) Programm lediglich die grundlegenden Eckdaten des Programms (z.B. maximal 50 Stunden APM-Eventdauer pro Jahr, eingeschränkt auf die Sommermonate) von der PG&E vorgegeben.

Die sonstigen, detaillierten Rahmenbedingungen wie z.B. die „Time of Event Notification“ werden vom jeweiligen Aggregator festgelegt und variieren zwischen den Anbietern, abhängig von technischer Lösung, Branchenfokus und vertraglichen Bedingungen. Sowohl Marketing, Vertragsgestaltung, Kundenbenachrichtigung wie auch alle finanziellen Aspekte der DR-Events werden von den Aggregatoren - und nicht vom Energieversorger PG&E - wahrgenommen.

Ergänzend ist anzumerken, dass durch die Einbindung eines Aggregators, neben der technischen Unterstützung bei der Umsetzung der Lastverschiebung und dem Pooling kleinerer Lasten, welche ansonsten die vom Energieversorger geforderte Mindestlastreduktion nicht erreichen würden, im Portfoliokontext eine eigene Produktgestaltung möglich wird.

2.1.13. Analyse des DR-Produktportfolios der Alabama Power Company

Die Alabama Power Company ist ein im Jahr 1906 gegründetes Energieversorgungsunternehmen mit Sitz in Birmingham (Alabama). Das Unternehmen erwirtschaftet mit 7.000 Mitarbeitern einen Umsatz von rd. 6 Mrd. USD und versorgt ca. 2/3 des Südens von Alabama [Alabama 2010]. Das Unternehmen bietet inzwischen mehr als 60 unterschiedliche Tarife für Industrie- und Gewerbeleuten an. Neben Real Time Pricing - sowohl Day ahead wie Hour ahead - wird eine Vielzahl unterschiedlicher Time of Use Tarife (TOU) angeboten [Alabama 2010a].

Kunden der jeweiligen Branchen von Industrie, Gewerbe oder Landwirtschaft können zwischen unterschiedlichen TOU-Tarifen wählen. Spezialtarife sind etwa für Infrastruktur, Militär, Beleuchtung von Sportstätten, oder bestimmte Prozesse (z.B. Trocknungsprozesse in der Erdnussindustrie) verfügbar.

In den folgenden Unterabschnitten werden beispielhaft drei ausgewählte, branchen- bzw. prozessspezifische TOU-Tarife der Alabama Power Company detaillierter dargestellt und analysiert.

2.1.13.1. Time of Use Tarif SCGTU für Industriesektor Steine-, Erden- und Glasindustrie

Als Beispiel eines branchenspezifischen TOU-Tarifs wurde das Tarifschema SCGTU der Alabama Power Company analysiert⁵¹, das für Betriebe in den Sektoren Steine-, Erden- und Glasindustrie verfügbar ist.

Das Tarifschema SCGTU sieht neben einem verbrauchsunabhängigen Grundpreis zeitabhängige Tarife für den Energiebezug vor, wobei zwischen Sommer- und Winterhalbjahr unterschieden wird. Die zeitabhängige Tarifhöhe im Sommerhalbjahr ist in Abbildung 30 dargestellt.

⁵¹ Details des Tarifschemas SCGTU sind in [Alabama 2000] zu finden, aus dem die nachfolgenden Zahlenwerte für die Tarifhöhe entnommen worden sind.

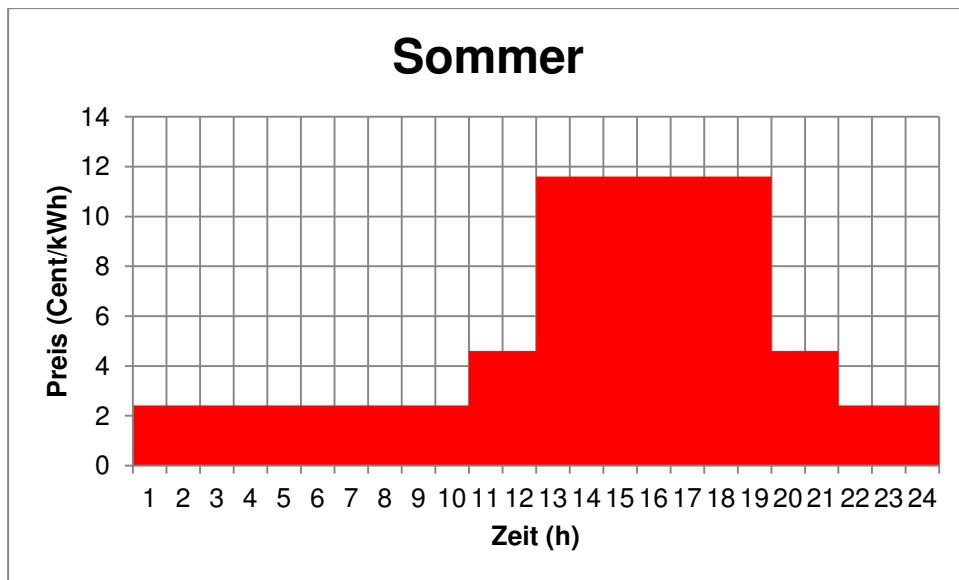


Abbildung 30: Time of Use Tarife der Alabama Power für den Industriesektor Steine, Erde, Glas im Sommerhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes SCGTU [Alabama 2000])

Während der „off peak“ Tarif mit rd. 2,4 Cent/kWh als relativ günstig anzusehen ist, sind sowohl der mittlere („intermediate“) als auch der hohe („on peak“) Tarif um ein Vielfaches höher. So beträgt der mittlere Tarif mit rd. 4,6 Cent/kWh das 1,9-fache des off-peak Tariffs. Der „on peak“ Tarif ist hingegen bereits das 4,8-fache des Schwachlasttarifs.

Durch diese Preisspreizung über die einzelnen Tarifstufen hinweg werden die Kunden angehalten, ihren Stromverbrauch möglichst von der „on peak“ Periode (zwischen 12 h und 19 h) in die „intermediate“ Perioden (zwischen 10 h und 12 h und zwischen 19 h und 21 h) und von diesen in die „off peak“ Periode (zwischen 21 h und 10 h) zu verschieben.

Die „on peak“ bzw. „intermediate“ Tarife kommen jedoch nur Montag bis Freitag zur Anwendung, während am Wochenende die „off peak“ Tarife ganztägig gelten. Dies stellt einen Anreiz dar, energieintensive Prozesse, wie z.B. den Betrieb von Kugelmühlen, soweit wie möglich auf das Wochenende zu verschieben. Im Gegensatz zu der starken Preisspreizung im Sommerhalbjahr ist diese im Winterhalbjahr deutlich geringer (siehe Abbildung 31).

So gelten in den Monaten Oktober bis Mai in der Zeit von 10 h bis 19 h dieselben Tarifstufen wie in der „intermediate“ Periode des Sommerhalbjahrs. Durch diese Unterscheidung zwischen Sommer- und Winterhalbjahr werden die Kunden motiviert, Lasten nicht nur innerhalb des Tages, sondern - soweit möglich - auch saisonal zu verschieben.

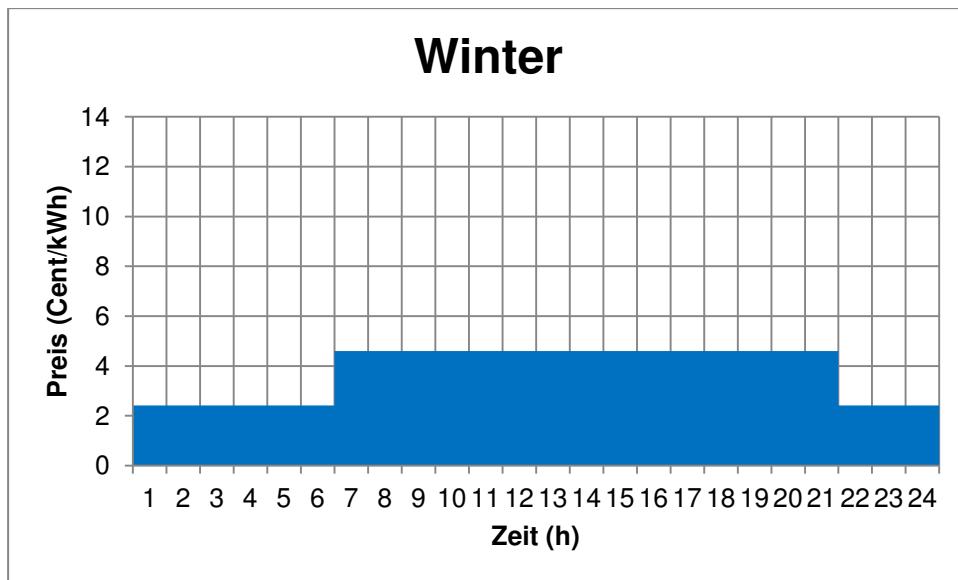


Abbildung 31: Time of Use Tarife der Alabama Power für den Industriesektor Steine, Erde, Glas im Winterhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes SCGTU [Alabama 2000])

Die konkrete Tarifgestaltung gibt somit Anreize, größere Lasten sowohl während des Tages (von den Tag- in die Nachtstunden), während der Woche (von Werktagen auf Wochenende) wie auch saisonal (vom Sommer- in das Winterhalbjahr) zu verschieben. Abhängig von der Auslastung und den technischen Möglichkeiten des Betriebes kann durch die Ausnutzung der unterschiedlichen Tarifstufen ein mehr oder weniger großer Kostenvorteil gegenüber den normalen Industrietarifen generiert werden.

Von der Alabama Power Company werden weitere branchen- bzw. prozessspezifische Tarife angeboten, wie etwa für die Textil-, Metall- oder die Erdnussindustrie. Im Tarifdesign werden, entsprechend der Möglichkeiten und Spezifika der unterschiedlichen Branchen, jeweils unterschiedliche Tarifhöhen vorgegeben, wenn auch die grundsätzliche Form der Tarifkurven zumeist die gleiche ist.

2.1.13.2. Time of Use Tarif FIRTU für Bewässerungsanlagen

Bei den untersuchten Tarifen des Unternehmens wurde die größte Spreizung nicht bei den klassischen Industrietarifen, sondern vielmehr für Bewässerungsanlagen in der Landwirtschaft identifiziert. In Abbildung 32 ist die Tarifstruktur des relevanten Tarifschemas FIRTU⁵² für das Sommerhalbjahr dargestellt.

⁵² Details des Tarifschemas FIRTU sind in [Alabama 2007] zu finden, aus dem die nachfolgenden Zahlenwerte für die Tarifhöhe entnommen worden sind.

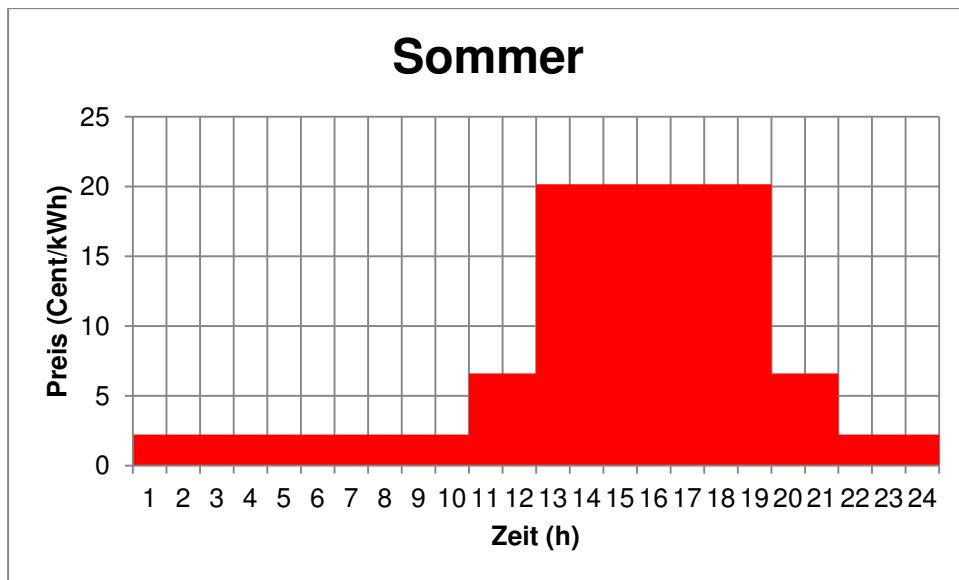


Abbildung 32: Time of Use Tarife der Alabama Power für Bewässerungsanlagen in der Landwirtschaft) im Sommerhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes FIRTU [Alabama 2007])

Aus Abbildung 32 ist zu erkennen, dass die Preisspreizung deutlich höher ist als beim zuvor betrachteten Tarif SCGTU. Die mittlere Tarifstufe des FIRTU-Tarifes beträgt mit rd. 6,1 Cent/kWh bereits das annähernd 3-fache des „off-peak“ Tarifs (1,9-fache bei SCGTU). Der „on peak“ Tarif ist hingegen sogar 9-mal so hoch als der „off peak“ Tarif, im Gegensatz zum 4,8-fachen bei SCGTU.

Die Motivation, den Stromverbrauch soweit möglich in die Zeit zwischen 21 h und 10 h zu verschieben, ist damit noch um ein wesentliches höher. Zugleich ist, im Unterschied zum klassischen Industriebereich, bei Bewässerungsanlagen eine fast vollständige Lastverschiebung in die Nachtstunden in den meisten Fällen problemlos möglich.

Ebenso wie beim SCGTU Tarif kommen die „on peak“ bzw. „intermediate“ Tarife nur Montag bis Freitag zur Anwendung, während am Wochenende die „off peak“ Tarife ganztägig gelten. Dies stellt einen erheblichen Anreiz dar, Lasten soweit möglich auf das Wochenende zu verschieben.

In der folgenden Abbildung 33 ist die zeitabhängige Tarifhöhe im Winterhalbjahr zu sehen. Auch wenn im Gegensatz zum Sommerhalbjahr der prohibitiv hohe „on peak“-Tarif wegfällt, ist auch im Winterhalbjahr der Tarif während des Tages (zwischen 7 h und 21 h) annähernd dreimal so hoch wie in den Nachtstunden.

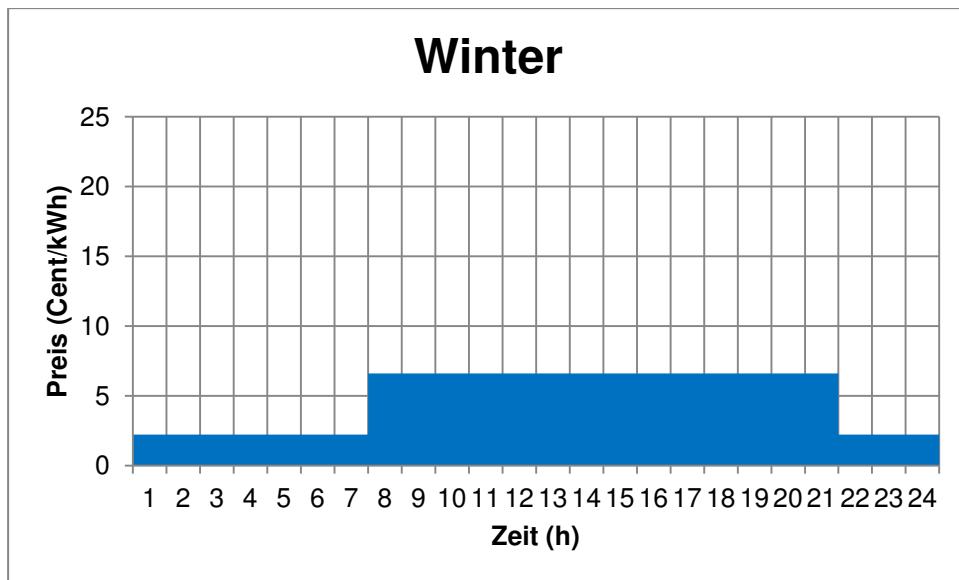


Abbildung 33: Time of Use Tarife der Alabama Power für Bewässerungsanlagen in der Landwirtschaft im Winterhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes FIRTU [Alabama 2007])

Auf den ersten Blick erscheint der FIRTU-Tarif, aufgrund der deutlich höheren „on peak“ Tarife im Sommerhalbjahr, im Vergleich zum SCGU-Tarif weniger attraktiv. Trotz der prohibitiv hohen Tarife zu „on peak“ Zeiten im FIRTU-Schema macht eine solche Tarifwahl aber durchaus Sinn. Zur Illustration sind in Abbildung 34 die prozentuellen Unterschiede (relativer Vorteil/Nachteil) zwischen FIRTU- und SCGTU-Tarif dargestellt⁵³.

So ist der FIRTU-Tarif zwar lediglich in der Zeit zwischen 21 h abends und 10 h vormittags günstiger (um 7,6 %). Da Bewässerung aber ohnehin in den Nachtstunden erfolgen kann, macht diese Tarifauswahl jedoch trotzdem Sinne. Nur wenn z.B. wegen Anlagenausfällen, unterdimensionierten Pumpen, extremer Hitze etc. trotzdem eine Bewässerung zu den Tarifspitzenzeiten notwendig wäre, ist dies prohibitiv teuer (mehr als 70 % teurer als SCGTU-Tarif bzw. das 9-fache des „off-peak“ FIRTU-Tarifs).

Je höher die Preisspreizung ist – d. h. falls eine Lastverschiebung aufgrund der technischen und organisatorischen Rahmenbedingungen grundsätzlich möglich ist – desto höher ist der Anreiz für den Kunden, eine solche Verschiebung auch tatsächlich vorzunehmen⁵⁴.

⁵³ Diese Darstellung erfolgt lediglich zur Illustration, da aufgrund der Tarifbestimmungen diese beiden Tarife nur für Betriebe in der jeweiligen Branche verfügbar sind und tatsächlich kein Betrieb zwischen diesen beiden Tarifen auswählen kann.

⁵⁴ Weitere Faktoren, wie etwa der Anteil der Strombezugskosten an den Gesamtkosten, spielen ebenso eine gewichtige Rolle bei der Entscheidung für bzw. gegen die Vornahme von lastverschiebenden Maßnahmen.

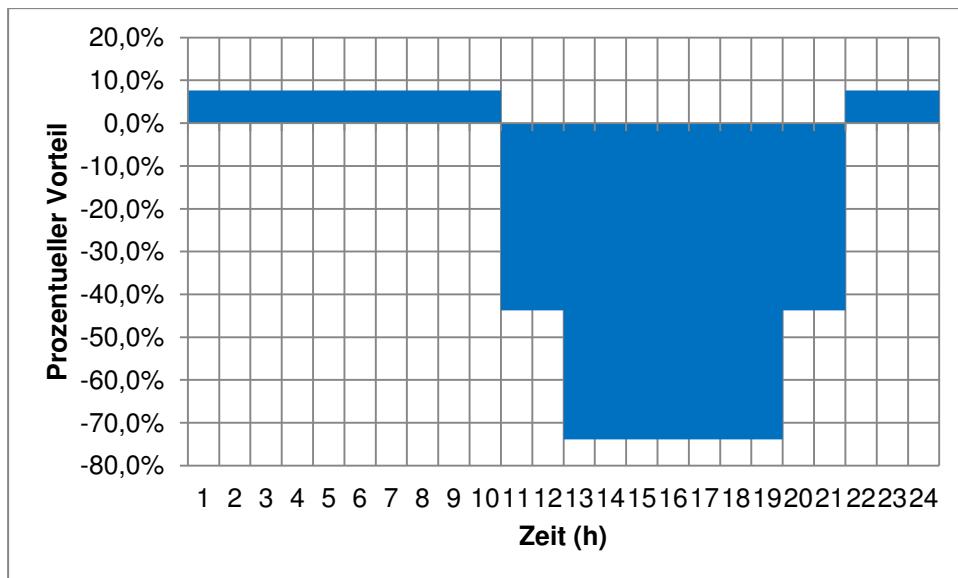


Abbildung 34: Prozentueller Vorteil des Time of Use Tarifs FIRTU gegenüber Tarif SCGTU der Alabama Power im Sommerhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung von [Alabama 2000], [Alabama 2007])

2.1.13.3. Time of Use Tarif XWP für Wasserwerksinfrastruktur

Für besondere Anwendungen oder Prozesse (z.B. Militär, Beleuchtung von Sportstätten, kommunale Infrastruktur) werden bei der Alabama Power Company spezielle Tarife angeboten, um die gewünschten Verschiebungseffekte zu erzielen. Beispielsweise sind in Abbildung 35 die zeitabhängigen Tarifhöhen für den Spezialtarif XWP zu sehen, der für den Betrieb von Wasserwerksinfrastruktur zur Anwendung kommt.

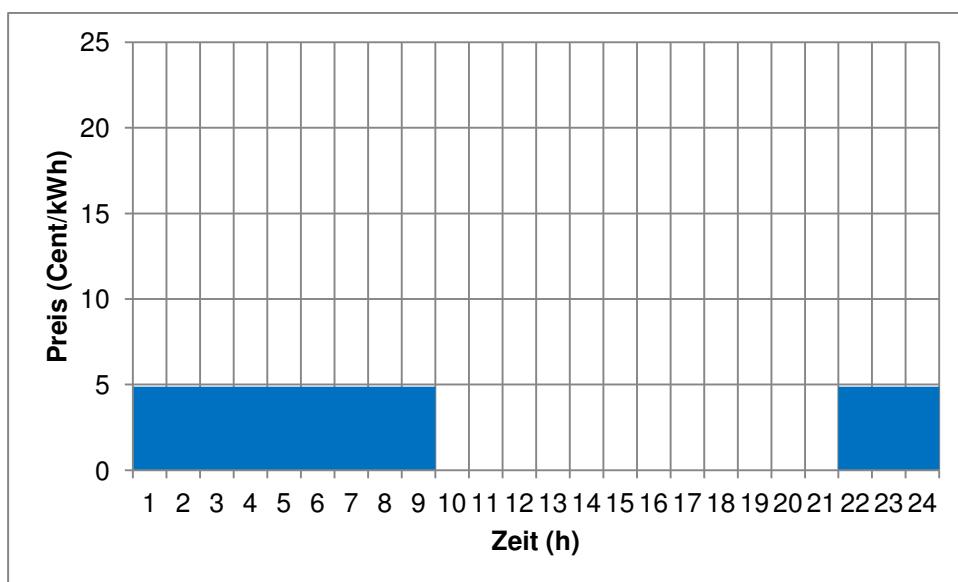


Abbildung 35: Time of Use Tarife der Alabama Power für Wasserwerk-Infrastruktur (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes XWP [Alabama 1998])

Im Ausgleich für günstige Tarife in der Zeit zwischen 21 h und 9 h ist ein Strombezug in den restlichen Stunden des Tages nicht möglich. Die energieintensiven Pumpprozesse sind daher von den Betreibern so zu steuern, dass diese nur während der Nachtstunden erfolgen. Die Berücksichtigung dieser Betriebsweise bei der Auslegung von Vorratsbehältern und Pumpkapazitäten vorausgesetzt, ist eine solche ohne Einschränkung der Aufgaben der Wasserwerksinfrastruktur möglich.

2.1.13.4. Unterscheidung zwischen Real Time Pricing und Time of Use Tarifen

Die Alabama Power Company bietet sowohl Time of Use (TOU) Tarife wie auch Real Time Pricing (RTP) an. Auch wenn beide Preismechanismen zur Verschiebung von Lasten animieren, existieren doch grundlegende Unterschiede zwischen diesen beiden Tarifoptionen.

Während bei den TOU-Tarifen jeweils branchenspezifische direkte Anreize zur Lastverschiebung geschaffen werden (können), werden beim Real Time Pricing primär die Preisrisiken vom Energielieferanten hin zu den Endkunden überwälzt⁵⁵.

Die Tarifhöhe wird dabei üblicherweise von den „marginal costs“ des Energieversorgers bestimmt. Bei Lieferverträgen im deutschsprachigen Raum ist eine Bindung des Preises an den Börsepreis an der Strompreis EEX^{56,57} in Leipzig üblich. Im Gegensatz zu TOU-Tarifen ist beim RTP das Tarifdesign für den Energieversorger daher relativ einfach, da er sich keine Gedanken darüber machen muss, ob oder in welchem Ausmaß der Kunden sein Verbrauchsverhalten tatsächlich verschiebt bzw. wie sich dadurch seine eigene Gewinnmarche verändern würde.

Das Preisrisiko liegt vielmehr beim Kunden. Dieser muss in einem Szenarienvergleich das Real Time Pricing mit dem Standardtarif vergleichen, die verschiedenen Strompreisszenarien beurteilen und auf dieser Basis entscheiden, inwieweit er sein Verbrauchsverhalten entsprechend den zukünftigen Preisen abstimmen kann oder will bzw. ob ein Tarifwechsel wirtschaftlich vernünftig ist⁵⁸.

⁵⁵ Bei Real Time Pricing (RTP) erfolgt der Anreiz zur Lastverschiebung indirekt. Die Marktpreise, welche dem RTP zugrundeliegen, spiegeln Angebot und Nachfrage wieder. Markt- bzw. Börsepreise entsprechen den „marginal costs“, sind aber nicht mit den tatsächlichen bzw. durchschnittlichen Gestehungskosten eines Energieversorgers zu verwechseln.

⁵⁶ Informationen über die EEX, die angebotenen Kontrakte und aktuellen Preise sind im Internet auf www.eex.com verfügbar.

⁵⁷ Die Marktpreise an der Strombörse EEX entsprechen den „marginal costs“. Allerdings geben auch diese nicht die tatsächlichen Erzeugungspreise der Energieversorger wieder. Weiters ist in diesem Zusammenhang zu beachten, dass die an der Börse handelbaren Kontrakte nicht die Bilanzierungsnotwendigkeiten der Energielieferanten abbilden. So ist im Bilanzgruppenmanagement eine Ausgleichsperiode von 15 min vorgesehen, während an der EEX nur Stundenkontrakte bzw. Kontrakte für längere Zeiträume gehandelt werden.

⁵⁸ Auch beim TOU-Pricing muss der Kunde mittels einer wirtschaftlichen Vergleichsrechnung die unterschiedlichen Tarife miteinander vergleichen. Im Unterschied zum RTP kann er sich jedoch auf vorgegebene,

Im Gegensatz dazu geben beim Time-of-Use Pricing die Preisstufen nicht zwingend die Marktpreise wieder. Durch Festsetzung der Tarifhöhe und der Zeitpunkte, an denen Tarifsprünge vorgesehen sind, können die Kunden aktiv dazu angehalten werden, Lastverschiebung vorzunehmen. Diesbezüglich kann grundsätzlich zwischen zwei Arten von TOU-Tarifen unterschieden werden:

1. TOU-Tarifen, mit denen primär die Marktpreise abgebildet werden sollen

In diesem Fall ist der TOU-Tarif eine vereinfachte Version des Real-Time Pricings. Ziel ist primär die Verminderung des Preisrisikos für den Versorger; durch den TOU-Tarif wird versucht, die Markt- bzw. Einstandspreise des Versorgers möglichst genau nachzubilden.

Diese Art von TOU-Tarifen kann daher unabhängig von Branchen- oder Sektorzugehörigkeit des Kunden angeboten werden. Im Regelfall, zumindest wenn sich die Einschätzung des Lieferanten betreffend seiner Einstandspreise als richtig erwiesen hat, wird das Marktrisiko für den Versorger dadurch reduziert. Im idealen Fall, wenn der TOU-Tarif die echten Kosten des Versorgers wiederspiegeln würde, ist die Gewinnmarge des Energielieferanten unabhängig davon, ob und in welchem Ausmaß sich das Verbrauchsverhalten des Kunden durch den TOU-Tarif im Laufe der Zeit verändert.

2. TOU-Tarife, welche direkte Anreize zur Lastverschiebung bieten sollen

In diesem Fall ist es nicht das primäre bzw. alleinige Ziel, die TOU-Tarife möglichst an die erwarteten durchschnittlichen Real Time Preise anzupassen und damit Preisrisiken für den Versorger zu minimieren. Vielmehr werden spezielle Tarife für einzelne Kundengruppen kreiert, die ein bestimmtes Lastverhalten erzeugen sollen.

Bestimmte Tarifzeiten sind entweder prohibitiv teuer oder können auch besonders günstig sein, unter Umständen auch unter den Einstandspreisen. Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Marchenvergleich) ist immer nur in einer Gesamtbetrachtung, über die gesamte Rechnungsperiode hinweg möglich. So sind bei falschen Tarifdesign bzw. einer unrichtigen Prognose betreffend das Ausmaß der möglichen Verschiebung durch den Kunden durchaus auch negative Gewinnmargen möglich.

Die Logik der Tarifgestaltung ähnelt in gewissen Maße Mobilfunktarifen. Der Tarif ist für den Kunden nur dann tatsächlich günstiger, wenn gewisse Kriterien eingehalten werden. Umgekehrt wird die Marche der Anbieter durch jene Zusatzerlöse aufgebessert, deren Nutzerverhalten von den Nutzungsbedingungen abweicht (z.B. Überschreitung von

vertraglich vereinbarte Tarifhöhen stützen, während beim RTP lediglich Preisprognosen als Entscheidungsgrundlage herangezogen werden können, die mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet sind.

Datenvolumina). Kunden mit diszipliniertem Nutzerverhalten werden dadurch indirekt von jenen Kunden subventioniert, die das vereinbarte Nutzerverhalten nicht einhalten (können).

Umgekehrt kann ein neuer Tarif durch falsches Tarifdesign – wenn etwa die Möglichkeit der Lastverschiebung überschätzt wird – für den Kunden unattraktiv sein. In diesem Fall wird der Tarif nicht angenommen.

Die wichtigsten Unterscheidungsmerkmale zwischen TOU-Tarifen und Real Time Pricing sind in Infobox 1 zusammengefasst.

- Time of Use Preise für bestimmte Industrien oder Branche müssen nicht zwangsläufig mit Börsepreisen oder Real Time Preisen gleichlaufend sein. Vielmehr können durch das Tarifdesign – das auch abweichend von der Struktur bzw. Entwicklung der Börsepreisen sein kann – gewünschte Lastverschiebungen induziert werden.
- Der Einsatz von TOU-Tarifen erfordert sowohl von Seiten des Anbieters wie auch von Kundeseite, dass in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entsprechende Berechnungen und Analysen (Prognosen) angestellt werden und die dafür notwendigen Analysetools verfügbar sind.

Infobox 1: Time of Use Preise versus Real Time Pricing

2.1.14. Zusammenhang zwischen Energieeffizienz und Lastverschiebung

Sowohl bei Lastverschiebung wie auch bei Erhöhung der Energieeffizienz geht es primär um die Optimierung der zur Verfügung stehenden Ressourcen. Während Energieeffizienzmaßnahmen auf Maßnahmen bei den Kundenanlagen fokussiert sind und auf eine permanente Lastreduktion (= Energieersparnis) hinzielen, wird der Nutzen von Lastverschiebung erst bei Betrachtung des Gesamtsystems (Kundenlagen, Netze und Erzeugungseinrichtungen) sichtbar. Grundsätzlich können aber sowohl Lastverschiebungs- wie auch Energieeffizienzmaßnahmen als Maßnahmen zur Steigerung der Energie- und Rohstoffeffizienz des Gesamtsystems angesehen werden.

Es wäre daher naheliegend, wenn Dienstleistungen zur Steigerung der Energieeffizienz (z.B. Einsparcontracting) und zu Demand Response Programmen gemeinsam angeboten werden. Dies ist jedoch auch in den USA derzeit nicht der Fall. So wurde in Untersuchungen [Goldman 2010] festgestellt, dass bei 2.016 nordamerikanischen Demand Side Management Programmen der Energieversorger lediglich in 56 Programmen (2,8 % aller Programme) sowohl Demand Response- wie auch Energieeffizienzmaßnahmen gleichermaßen berücksichtigen werden. Die sonstigen Programme beschäftigen sich nur mit einem dieser Aspekte. Ein integrierter Ansatz, bei welchem Aspekte von Energieeffizienz wie der Lastverschiebung gleichermaßen berücksichtigt werden, wäre jedoch wünschenswert⁵⁹.

Diesbezüglich ist eine Typologie der unterschiedlichen Arten von Lastverschiebung oder – reduktion von grundlegender Bedeutung, da genauso wie auf der Produktions- auch auf der Verbrauchsseite Großhandelsprodukte zu definieren wären. Nur wenn Lastverschiebung durch ihre Eigenschaften („*Terms & Conditions*“) als handelbare Produkte klar definiert werden können (siehe dazu Abschnitt 2.1.16), sind diese auch marktfähig und können gleichermaßen wie Erzeugungskapazitäten gehandelt werden⁶⁰.

Als Hilfestellung zu einer ersten groben Kategorisierung einer solchen Produktpalette auf der Demand-Side (Verbraucherseite) ist zwischen permanenter Lastreduktion, permanenter Lastverschiebung und temporärer Lastverschiebung zu unterscheiden.

Permanente Lastreduktion (Energieeffizienz)

Permanente Lastreduktionen werden durch (klassische) Energieeffizienzmaßnahmen erreicht. Die Umsetzung solcher Maßnahmen, im industriellen Bereich etwa der Einsatz von

⁵⁹ Als einer der Hinderungsgründe für ein Zusammenwachsen dieser Märkte bzw. Geschäftsmodelle wird lt. [Goldman 2010] darin gesehen, dass ESCOs üblicherweise kapitalintensive Maßnahmen umsetzen, die lange Vertragsdauern benötigen. Im Gegensatz dazu wären bei DR-Dienstleistungsanbietern relativ geringe Anfangsinvestitionen notwendig, sodass deren Geschäftsmodell meist vergleichsweise kurze Vertragslaufzeiten vorsehen würde.

⁶⁰ Dabei sind sowohl eigene Marktplätze für die Lastseite wie ein gemeinsamer Markt sowohl für die Erzeugungs- wie die Lastseite denkbar. Im Sinne eines möglichst effizienten Marktdesigns geht der Trend in den USA derzeit dazu über, die Märkte für beide Seiten zusammenwachsen zu lassen (siehe dazu Abschnitt 2.1.15).

energieeffizienteren Motoren und Anrieben, entspricht der „Baseload“ auf der Erzeugungsseite.

Permanente Lastverschiebung

Eine permanente Lastverschiebung liegt dann vor, wenn ein bestimmter Verbrauch permanent auf eine andere Tageszeit, einen anderen Wochentag oder in eine andere Jahreszeit verschoben wird. Damit permanente Lastverschiebung für den Kunden wirtschaftlichen Sinn macht, müssen vom Energielieferanten dazu zeitvariable TOU Tarife angeboten werden⁶¹.

Maßnahmen zur permanenten Lastverschiebung im Industriebereich sind etwa die Verlagerung von energieintensiven Prozessen (z. B. Mahlprozesse) in die Nachtstunden oder auf das Wochenende, während etwa im Bereich Facility Management (Gebäudekühlung) der Einsatz von Eisspeichern⁶² in Frage kommt.

Temporäre Lastverschiebung

In diesem Falle erfolgt die Lastverschiebung nur einmalig und wird etwa durch die Mitteilung eines DR-Events ausgelöst. Temporäre Lastverschiebungen können nach der Häufigkeit der Lastverschiebung kategorisiert werden, wenn auch die Grenzen hierbei fließend sind.

- In klassischen DR-Programmen wie etwa Base Interruptible Programmen oder unterbrechbaren Tarifen erfolgt eine solche temporäre Lastverschiebung äußerst selten, z. B. nur einige wenige Male pro Jahr.
- In einer weiteren Programmkatgorie, zu der etwa das Critical Peak Pricing (CPP) gehört, erfolgt diese deutlich häufiger⁶³ bzw. vorhersehbarer, üblicherweise an den heißesten Tagen des Jahres.
- Wenn (temporäre) Lastverschiebung häufig bzw. regelmäßig vonstatten geht, nähert sich eine solche Vorgangsweise der Lastführung an. Beispiel dafür wäre ein aktives Lastmanagement auf Basis von Real Time Pricing. Die Steuerung der technischen Einrichtungen bzw. der Einsatz von Maschinen und Anlagen erfolgt dabei flexibel in Abhängigkeit von aktuellen Marktpreisen bzw. Preisprognosen.

⁶¹ Der Einsatz von der RTP begünstigt ebenfalls die permanente Lastverschiebung, wenn auch für den Kunden die potentielle Ersparnis weniger klar vorhersehbar ist.

⁶² Eisspeicher werden derzeit etwa in der Neuen Messe in München, La Defence in Paris oder am Flughafen in Genf eingesetzt.

⁶³ So werden etwa im CPP-Programm der PG&E an maximal 12 Tagen des Jahres CPP-Events abgerufen, an denen die Tarife deutlich angehoben und die Kunden zur temporären Lastverschiebung motiviert werden.

In Abbildung 36 sind unterschiedliche DR-Programme bzw. Tarife angeführt, geordnet nach der Häufigkeit von Demand Response Ereignissen (abgerufene, temporäre Lastverschiebungen).

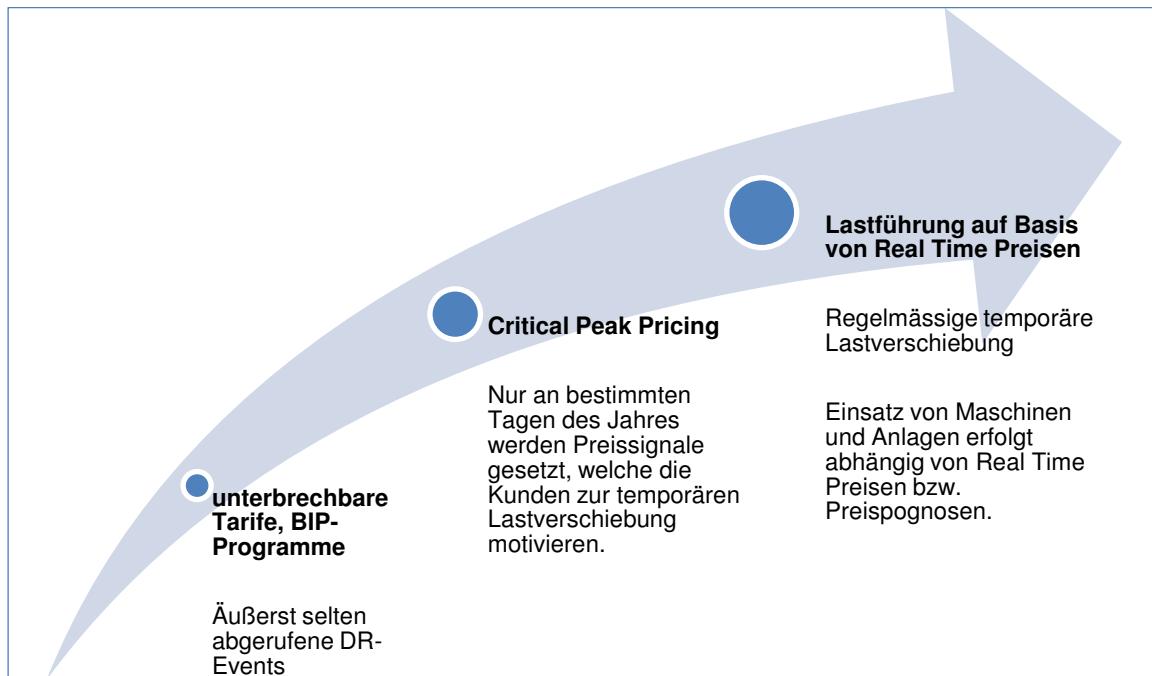


Abbildung 36: Typologie von temporärer Lastverschiebung nach der Häufigkeit von Demand Response Ereignissen (Quelle: eigene Darstellung)

In diesem Zusammenhang kann die durch Energieeffizienzmaßnahmen generierte permanente Lastreduktion auch als eigenes Produkt auf der Verbraucherseite verstanden werden. Die Entsprechung von permanenter Lastreduktion sowie permanenter und temporärer Lastverschiebung und deren Entsprechung auf der Produktionsseite sind in folgender Infobox **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zusammenfassend dargestellt

Permanente Lastreduktion

Permanente Lastreduktion wird durch klassische Energieeffizienzmaßnahmen erreicht. Dies entspricht der „Baseload“ auf der Erzeugungsseite.

Permanente Lastverschiebung

Durch TOU-Tarife werden für den Kunden Anreize geschaffen, Lasten permanent auf eine andere Tageszeit, einen anderen Wochentag oder Jahreszeit zu verschieben.

Das Management bzw. das Verschieben der Lasten entspricht auf der Erzeugungsseite der Kraftwerkseinsatzplanung oder der strukturierten Beschaffung durch den Einsatz von Futureskontrakten.

Temporäre Lastverschiebung

Entsprechend dem aktuellen Zustand des Systems bzw. den Marktpreisen werden flexibel einzelne Lasten oder Prozesse ein- bzw. ausgeschaltet. Dies ähnelt dem Dispatchingprozess auf der Produktionsseite.

Je nach Eigenschaften der Lastverschiebungsmaßnahme (Reaktionsgeschwindigkeit, Verlässlichkeit, etc.) gibt es Entsprechungen zu Produkten auf der Erzeugungsseite. Je nach Eigenschaften kann Lastabschaltung als Substitut für Stundenkontrakte an der Strombörse oder auch für Ausgleichs- und Regelenergieprodukte angesehen werden.

Infobox 2: Unterscheidung zwischen unterschiedlichen Arten von Lastmanagementinstrumenten und deren Entsprechung auf der Erzeugungsseite (Quelle: eigene Darstellung)

2.1.15. Aktuelle Trends des Demand Response Marktes in den USA

Wie in den vorherigen Abschnitten ausgeführt, haben in den Vereinigten Staaten sowohl die Unternehmen der Energiewirtschaft wie die Regulierungsbehörden und sonstige Stakeholder bereits mehrere Jahrzehnte an Erfahrungen mit elektrischer Lastverschiebung durch den Einsatz von Demand Response Programmen. Im Zusammenhang mit der Diskussion um „Smart Grids“ sind allerdings einige aktuelle Trends zu bemerken, die folgend kurz dargestellt werden.

So wurden bisher viele Demand Response Events nicht automatisiert ausgelöst, sondern stattdessen die Betriebsleiter oder Facility Manager via Telefon, SMS, Pager oder Email von einem solchen Event informiert. Das hat zum einen den Grund, dass Industriebetriebe Dritte nicht in die eigenen Prozesse eingreifen lassen (wollen), war aber auch in fehlender Standardisierung sowie proprietärer Systeme und Datenprotokolle bedingt.

Jedenfalls ist in den letzten Jahren ein zunehmender **Trend in Richtung Automatisierung (ADR – Automated Demand Response) und Standardisierung** von Demand Response Lösungen feststellbar. Der Automatisierung von Demand Response Lösungen – d.h. die direkte Anbindung und gemeinsame Steuerung von Kundensystemen und Energiesystem – wird im Smart Grids Kontext jedenfalls vermehrt Bedeutung zukommen, vor allem im Bereich des Facility Managements.

Diesbezüglich sind insbesondere die Forschungsaktivitäten des Demand Response Research Centers am Lawrence Berkeley National Laboratory hervorzuheben, dass im Rahmen des California Energy Commission's Public Interest Energy Research (PIER) Programmes finanziert wird⁶⁴. Durch multidisziplinäre Forschung sollen Demand Response Lösungen und Infrastruktur weiterentwickelt werden, wobei einer der wichtigsten Schwerpunkte die Entwicklung von Standards und Normen für Demand Response Lösungen sind.

Beginnend im Jahr 2002 wurde die „Open Automated Demand Response Communications Specification“ entwickelt. Die nun vorliegende Version dieses offenen Standards (Version 1.0)⁶⁵ ist Teil und Grundlage für die Bestrebungen zur Standardisierung der Demand Response Kommunikation im Smart Grids Kontext. Derzeit bieten bereits mehr als 30 Lieferanten von Energiemanagement- und Kontrollsystmen Produkte auf Basis dieses Standards an. Weiters ist der Open ADR Standard die Grundlage der vom National Institute of Standards and Technology (NIST) vorangetriebenen Smart Grids Standards⁶⁶ [DRRC 2010].

⁶⁴ Weitere Informationen über das Demand Response Research Center sind auf <http://drrc.lbl.gov/> zu finden.

⁶⁵ Siehe [DRRC 2009]

⁶⁶ Aktuelle Informationen über die Entwicklung der US-amerikanischen Smart Grid Standards auf <http://www.nist.gov/smartgrid>

Auf Basis der Open ADR Standards sind seit 2005 eine Vielzahl von Pilotprojekten realisiert worden (z.B. [Piette 2009]). Die grundsätzliche Systemarchitektur ist in Abbildung 37 zu sehen

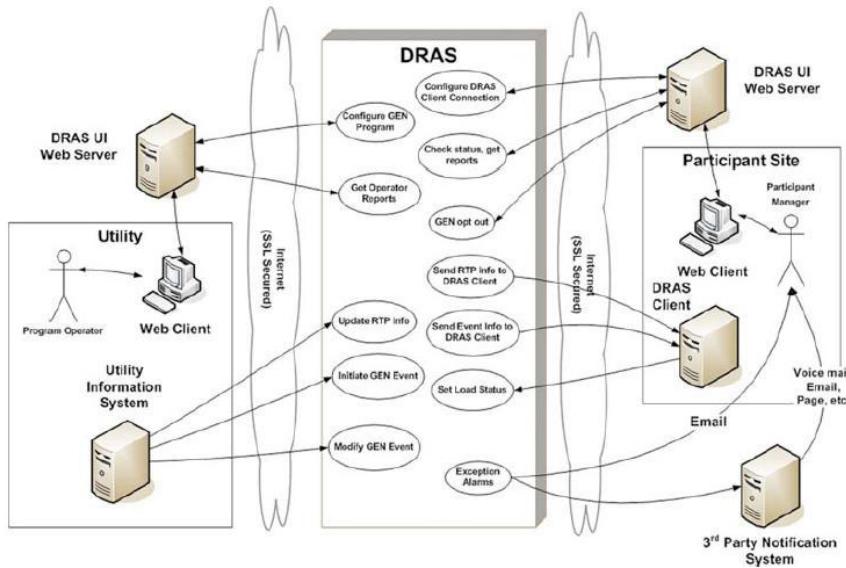


Abbildung 37: Systemarchitektur von Open ADR (Quelle: DRRC)

Die Firma Akuacom⁶⁷, die wesentlich an der Entwicklung dieses offenen Standards und den bisherigen Pilotprojekten beteiligt war, ist inzwischen von der Firma Honeywell⁶⁸ übernommen worden [Akuacom 2010]. Mit Hilfe der Erfahrungen des gekauften High-Tech Unternehmens Akuacom soll etwa das bestehende Critical Peak Pricing Programm von Southern California Edison automatisiert werden. Rund 700 Kunden sollen in diesem Projekt integriert werden, dass mit 11,4 Mio. vom Department of Energy (DOE) gefördert wird (Smart Grid Grant im Rahmen des Konjunkturprogrammes) [Greentech 2009].

Open ADR Lösungen wurden bereits auch von anderen großen Versorgern wie Pacific Gas & Electric (PG & E) und San Diego Gas & Electric eingesetzt. In Versuchen der PG&E konnten durch den Einsatz von OpenADR die elektrischen Lasten in großen Bürogebäuden in weniger als einer Minute reduziert werden, was ausreicht, um als „non-spinning reserves“ anerkannt zu werden⁶⁹ [Greentech 2009].

⁶⁷ Weitere Informationen über das Unternehmen auf www.akuacom.com

⁶⁸ Die Firma Honeywell ist einer der weltweit führenden Lösungsanbieter für Automations- und Kontrollsysteme. Produkte und Systemlösungen von Honeywell werden in weltweit 150 Mio. Haushalten und 5 Mio. Gebäuden eingesetzt. Weitere Informationen auf www.honeywell.com.

⁶⁹ Anmerkung: Die Systematik von Ausgleichs- und Regelenergie in Österreich ist nur bedingt vergleichbar mit jener in den USA. „Non-Spinning reserves“ sind der Sekundärregelung (in Österreich) am nächsten und erfordern eine Reaktionszeit von unter 10 min.

Auch wenn die Frage der Smart Grids Standards noch nicht endgültig entschieden ist, haben die offenen und anbieterunabhängigen OpenADR Spezifikationen des DRRC gute Chancen, sich als Industriestandard zu etablieren.

Da durch eine zunehmende Automatisierung zugleich die Komplexität und damit auch die Set-Up Kosten ansteigen, ist weiters ein Trend hin zur direkten **finanziellen Unterstützung der Industrie- und Gewerbe Kunden bei Implementierungsmaßnahmen** durch die Energieversorger zu beobachten. De facto werden dabei von den Energieversorgern **Investitionsförderungen** an ihre Kunden ausgezahlt.

Beispiel dafür ist beispielsweise das **Technology Incentive (TI) Program** der PG&E, bei dem finanzielle Zuschüsse für die Vornahme von technischen Maßnahmen im Zusammenhang mit der Installation von technischer Hardware gewährt werden. Solcherart finanziell unterstützte Investitionsmaßnahmen sind beispielsweise:

- Installation von technischen Einrichtungen oder Software zur Ermöglichung der Lastverschiebung in bestehenden Einrichtungen⁷⁰
- Integration von DR-Strategien bei Neuerrichtung von Anlagen oder Bauten⁷¹

Die finanzielle Unterstützung, die von der PG&E im Rahmen dieses Unterstützungsprogrammes gewährt werden, ist abhängig von Höhe der Lastverschiebung und Investitionsmaßnahme, kann aber im Fall von Automated Demand Response **bis zu 100% der Investitionskosten** ausmachen.

Des weiteren ist ein Trend weg von reinen „Emergency Demand Response“ Programmen zu beobachten. So werden incentive-based Programme vermehrt mit TOU-Tarifen kombiniert bzw. sehen etwa „Critical Peak Pricing“ Programme (CPP) bereits in ihrem Tarifdesign eine Kombination dieser zwei DR-Programmkategorien vor.

Durch eine solche Kombination werden nicht nur in Notfallszenarien (kurzfristige) Lastverschiebungen ermöglicht bzw. vergütet (bzw. der Strombezug bei solchen Events massiv verteuert, um Anreize zur Reduktion zu schaffen). Durch die zeitabhängige Tarifkomponente werden zugleich **Anreize geschaffen, das Lastprofil auch permanent im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums zu verändern** und nicht erst in Notfallszenarien auf Preissprünge zu reagieren.

⁷⁰ Antragsformular inklusive Leitfaden des Förderprogramms „Customized Retrofit-Demand Response“ (CR-DR) der PG&E ist im Internet abrufbar unter:

<http://www.aesc-inc.com/download/spc/2010SPCDocs/PGE/2010%20PG&E%20app%20forms.xls> (Abgerufen am 2. August 2010; 16:00)

⁷¹ Antragsformular inklusive Leitfaden des Förderprogramms „Customized New Construction-Demand Response“ (CNC-DR) der PG&E ist im Internet abrufbar unter:

http://www.pge.com/includes/docs/pdfs/mybusiness/energysavingsrebates/demandresponse/tatip/cnc_application.pdf (Abgerufen am 2. August 2010; 16:35)

2.1.16. Wichtigste Parameter, um Lastverschiebungsprodukte zu charakterisieren („Terms & Conditions“)

Ähnlich wie auf der Erzeugerseite, bei der unterschiedliche Produkte gehandelt werden (Base Load, Peak Load, Regel- und Ausgleichsenergie), wird auch auf der Verbrauchsseite das Entstehen und die zunehmende Standardisierung von Lastverschiebungsprodukten erwartet. Eine solche Standardisierung ist insbesondere auch Voraussetzung für eine Integration des Energiesystems und seiner Bestandteile (Energieproduzenten, Netze und Verbraucher) in ein *Smart Grid*. Die Ausgestaltung zukünftiger Lastverschiebungsprodukte ist dabei stark von den technischen Möglichkeiten bei den Kunden abhängig, insbesondere auch, ob aufgrund der Höhe der Lastverschiebung ein Pooling durch Aggregatoren notwendig ist.

Da die Möglichkeiten von Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe äußerst vielfältig sind, die von der Abschaltung einzelner Geräte oder Maschinen bis hin zur Außerbetriebsetzung ganzer Produktionslinien reichen können, sind für eine Beschreibung von Lastverschiebungseigenschaften eine größere Anzahl von Parametern notwendig. Während etwa einige Prozesse in Industrie und Gewerbe nur kurz unterbrochen werden können, ohne erhebliche Kosten zu verursachen, sind andere zwar über längere Zeiten unterbrechbar, erfordern aber dafür eine größere Vorlaufzeit (advance notice) von bis zu mehreren Stunden.

Die wichtigsten Parameter zur Charakterisierung von Lastverschiebungsprodukten („Terms and Conditions“), welche nach Analyse von Demand Response Programmen identifiziert werden konnten, sind in Tabelle 28 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgelistet und werden anschließend näher beschrieben.

Wichtigste Terms & Conditions, Nebenbedingungen	
Benachrichtungs- bzw. Vorlaufzeit bis zur Lastreduktion	Verpflichtung zur Lastreduktion möglich (ja/nein)
Maximal mögliche Dauer der Lastreduktion (je Event)	Verpflichtungsdauer (obligation period)
Minimal mögliche Dauer der Lastreduktion (je Event)	Zeitraum, in dem Lastreduktion möglich ist (z.B. Wochentag, Zeitband, Jahreszeiten)
Maximal mögliche Häufigkeit der Events (je Zeitperiode)	Notwendigkeit des Poolings (Höhe der maximalen Lastreduktion je Anlage)
Ramp Rate (sowohl zu Beginn wie bei Ende der Lastreduktion)	Vorhersagbarkeit von Höhe und Zeitpunkt der Lastreduktion (Risiko von Underperformance)
Teillastfähigkeit	Kostenfunktion (Abhängigkeit der Kosten von Dauer und/oder Höhe der Lastverschiebung)

Tabelle 28: Spezifikation möglicher Lastverschiebungsprodukte (Quelle: eigene Darstellung)

Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Lastverschiebungspotentiale, deren Charakteristika wie auch die Kosten der einzelnen Maßnahmen, nicht nur zwischen den einzelnen Branchen, sondern auch von Unternehmen zu Unternehmen stark unterschiedlich sein können. Neben prozessspezifischen Faktoren wurde insbesondere auch eine starke Abhängigkeit vom Konjunkturzyklus und dem Auslastungsgrad der Anlagen identifiziert.

Benachrichtigungs- bzw. Vorlaufzeit bis zur Lastreduktion (advance notice)

Einer der wichtigsten Charakteristika ist die Benachrichtigungs- bzw. Vorlaufzeit bis hin zur Vornahme der Lastreduktion ("Minimum Event Notification Time"). Dabei ist jedoch zwischen zwei unterschiedlichen Kategorien zu unterscheiden.

Zum einen ist jene Zeitdauer relevant, bis zu welcher der Verbraucher über eine (vermutlich) notwendige Lastreduktion bzw. einen erhöhten Preis (Pönalezahlung) informiert wird bzw. dem Zeitpunkt, bis zu dem der Verbraucher ein Angebot abgeben muss, um z.B. bei einer Auktion zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie teilzunehmen. Diese Zeitdauer ist bei den meisten DR-Programmen in den USA typischerweise in der Größenordnung von 12 bis 24 Stunden. Ähnliches gilt auch für die Minutenreserve in Österreich. Angebote für die Teilnahme an der Minutenreserve müssen am Vortag auf der elektronischen Plattform der APCS abgegeben werden ("day ahead market").

Zum anderen ist, entweder technisch oder betrieblich bedingt, eine bestimmte Vorlaufzeit notwendig, die von den ersten Vorbereitungsmaßnahmen bis hin zur tatsächlichen Lastreduktion reicht. Diese Zeitdauer kann von Sekundenbruchteilen bis hin zu mehreren Stunden dauern, wenn z.B. ganze Produktionsstraßen (kontrolliert) zurückgefahren bzw. abgeschaltet werden sollen (siehe dazu auch Abschnitt *Ramp Rate* auf Seite 97).

Entsprechend der wirtschaftlichen "Verwertung" der Lastverschiebung sind unterschiedliche (kurze) Benachrichtigungs- bzw. Vorlaufzeiten möglich bzw. einzuhalten. Typische "Minimum Event Notification Periods" von ausgewählten Demand Response Programmen in den USA sind in Tabelle 31 zu sehen.

Programm	Benachrichtigungs- bzw. Vorlaufzeit (Minimum Event Notification Period)
Critical Peak Pricing (CPP)	- am Vortag bis 12h mittags
Base Interuptible Program (BIP)	- 30 min vorher
Demand Bidding Programm (DBP)	- am Vortag bis 12h mittags - 1 Stunde vorher
Capacity Bidding Program (CBP)	- am Vortag bis 15h - 3 Stunden vor dem Event
Scheduled Load Reduction Program (SLRP)	- vom Betrieb selbst bekanntgegeben
Peak Choice	- 2 Tage vorher - am Vortag - 4,5 Stunden vorher

	- 30 min vorher
--	-----------------

Tabelle 29: Typische Benachrichtigungszeiten ("Minimum Event Notification Time") am Beispiel des DR-Produktpportfolios der PG&E (Quelle: PG&E)

Dabei ist jedoch zu beachten, dass bei der Nutzung von Lastverschiebung zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie deutlich kürzere Vorlaufzeiten nötig sind, die sich im Bereich von nur wenigen Minuten bewegen.

Maximal mögliche Dauer der Lastreduktion (je Event)

Die maximal mögliche Dauer der Lastreduktion ist eine der wichtigsten Charakteristika zur Beschreibung der Eignung eines Prozesse zu elektrischer Lastverschiebung und wird durch prozesstechnische Parameter vorgegeben. Lastverschiebung kann zum Beispiel nur soweit möglich sein, bis die Kapazitätsgrenzen eines Flüssigkeitsbehälters oder einer Lagerfläche erreicht ist oder bestimmte Prozessgrößen eines industriellen Prozesses (z.B. Temperatur, Sauerstoffgehalt, Dampfdruck) über- oder unterschritten sind.

Die maximal mögliche Dauer der Lastreduktion ist daher nicht zu jedem Zeitpunkt gleich groß, sondern kann z.B. auch von der Jahreszeit, dem aktuellen Füll- oder Lagerstand, der Auslastung des Betriebes oder auch der Organisation innerbetrieblicher Prozesse, wie z.B. des Schichtbetriebes in Industrieunternehmen, abhängen.

Neben der Abhängigkeit von äußeren Einflussfaktoren (Jahreszeit, Außentemperatur etc.) sind dabei jeweils branchen- bzw. unternehmensspezifische Aspekte wie etwa Sortenplanung, Arbeitsvorbereitung, Bestellwesen oder vorhandene Lagerkapazitäten in die Bestimmung der maximal möglichen Dauer der Lastreduktion mit einzubeziehen.

Die maximal mögliche Dauer der Lastreduktion kann daher, abhängig von der Art des Prozesses, entweder eine fixe Größe (z.B. 2 Stunden), eine Funktion in Abhängigkeit von betrieblichen Parametern (Füllstand, aktuelle Temperatur innerhalb einer bestimmten Bandbreite) und/oder vom zeitlichen Abstand zur letzten durchgeführten Lastverschiebung abhängen.

Minimal mögliche Dauer der Lastreduktion (je Event)

Ebenso wie die maximale Dauer der Lastverschiebung kann die minimal mögliche Dauer der Lastreduktion aus technischen Gründen beschränkt sein. Auch dieser Parameter ist sowohl branchen- wie prozessbedingt sehr unterschiedlich.

Dies hängt damit zusammen, dass Ein- und Ausschaltprozesse eine bestimmte Zeitdauer in Anspruch nehmen (siehe auch die folgende Beschreibung zur *Ramp Rate*) bzw. damit, dass bei bestimmten Maßnahmen, wie etwa dem Hinunterfahren einer Maschine bzw.

Produktionsstraße, dies aus wirtschaftlichen Gründen (z.B. Kosten für An- und Abfahren einer Papiermaschine, Anlaufverluste, Verschnitt, etc.) nur bei entsprechend langer Dauer der Lastreduktion wirtschaftlich Sinn macht.

Ein häufiges Ein- und Ausschalten kann auch die Lebensdauer der Aggregate verkürzen oder die Qualität des Produktes negativ beeinflussen. Während etwa bestimmte Anwendungen bezüglich eines oftmaligen Ein- und Ausschaltens (z.B. thermische Anwendungen bzw. alleinstehenden Aggregate, die nicht direkt in einen Produktionsablauf eingebunden sind) relativ unempfindlich sind, sind andere Prozesse aufgrund des schwierigen Ein- und Ausschaltprozesses bzw. einer größeren Anzahl von Nebenaggregaten für einen solchen „Jo-Jo“ Betrieb nicht geeignet.

Ramp Rate

Die *Ramp Rate* ist eng mit der vorhin beschriebenen minimal möglichen Lastverschiebungsdauer verknüpft. Die *Ramp Rate* ist symbolhaft in Abbildung 38 dargestellt.

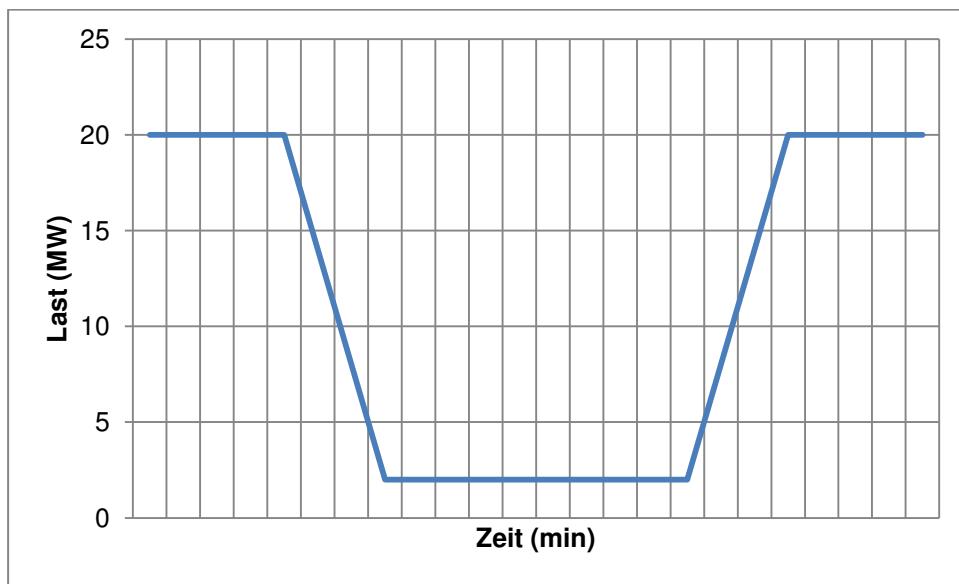


Abbildung 38: Aus- und Einschaltverhalten eines Verbrauchers/Ramp Rate; (Quelle: eigene Darstellung)

Die *Ramp Rate* kann durch die Geschwindigkeit der Lastreduktion bzw. des Einschaltvorgangs in MW/Sekunde beschrieben werden. Da das Lastverhalten jedoch im Regelfall nicht linear, sondern insbesondere beim notwendigen Ein-/Ausschalten mehrerer Nebenaggregate diskontinuierlich in mehreren diskreten Stufen verläuft, ist in solchen Fällen neben Zeitdauer bis zum vollen Erreichen der maximalen Lastverschiebung auch die Kurvenform des Ein-/Ausschaltvorganges von Interesse.

Insbesondere beim Einsatz von Lastverschiebung zur Bereitstellung von Ausgleichs- oder Regelenergie ist dieses Aus- bzw. Wiedereinschaltverhalten entscheidend und im Detail zu untersuchen. Beispielsweise sind Parameter wie *Load drop rate* und *Load pick-up rate* wichtige Kriterien bei der Abgabe von Angeboten für Regel- oder Ausgleichsenergie beim kalifornischen Netzbetreiber *California Independent System Operator Corporation* [CAISO 2008].

Maximale Häufigkeit der Events je Zeitperiode

Dieser Parameter ist insbesondere bei jenen Demand Response Programmen relevant, bei denen sich Verbraucher fix verpflichten, Lastreduktionen vorzunehmen. Um das Risiko für die Unternehmen zu beschränken, wird in praktisch allen Programmen, die in den USA angeboten werden, die maximale Häufigkeit von Demand Response Events (bzw. die Verpflichtung zur Lastreduktion) zahlenmäßig beschränkt.

In der Praxis ist es aber oft schwierig, vor allem bei komplexeren Anwendungen in der Industrie, eine konkrete Zahl als fixe Größe (z.B. wie oft pro Tag, Woche, Monat) zu bestimmen. Die maximale Häufigkeit ist in vielen Fällen abhängig von sich ändernden betrieblichen Parametern (Auslastung, Temperatur, etc.) bzw. in direkter oder indirekter Abhängigkeit von der Länge der jeweiligen Lastverschiebungen.

Dieser Parameter kann daher nicht in allen Fällen problemlos angegeben bzw. abgeschätzt werden. Gegebenenfalls muss er anhand prozesstechnischer Variablen (Temperatur, Füllstand, etc.) errechnet oder durch Computersimulationen bestimmt werden.

Teillastfähigkeit

Die Teillastfähigkeit ist, im Unterschied zu anderen Parametern, sehr leicht bestimmbar. Während viele große Verbraucher wie z.B. Zementmühlen, Brecher oder ähnlich nicht teillastfähig sind, können andere Anwendungen (z.B. Elektroöfen, Kühlwendungen, etc.) problemlos auch im Teillastbetrieb gefahren werden.

Verpflichtung zur Lastreduktion möglich (ja/nein)

Dieses Kriterium hängt mit der Planbarkeit von Prozessen oder Herstellungsvorgängen zusammen und ist immer im Zusammenhang mit der „Minimum Event Notification Time“ zu sehen.

Während etwa eine bestimmte Höhe und Dauer der Lastreduktion in einem Prozess aufgrund der Natur dieses Prozesses zu jeder Zeit problemlos möglich sein kann, kann hingegen bei vielen anderen Prozessen oder Branchen nur kurzfristig entschieden werden, ob eine Lastreduktion technisch möglich bzw. wirtschaftlich zu vertreten ist. Entscheidendes

Kriterium ist beispielsweise der jeweils aktuelle Füllstand von Lagerflächen oder –behältern oder der Auslastungsgrad bzw. Auftragsstand.

Während sich manche Prozesse in bestimmten Betrieben grundsätzlich nicht für einen längeren Planungshorizont eignen, ist es bei anderen primär eine wirtschaftliche Abwägung (d.h. wirtschaftliche Optimierung hinsichtlich der Einnahmen (Prämienzahlung) durch eine Verpflichtung zur Lastreduktion, eventueller Strafzahlungen bei Nichterfüllung bzw. der Opportunitätskosten), ob eine Verpflichtung zur Lastreduktion eingegangen werden soll.

Verpflichtungsdauer (obligation period) und Abhängigkeit vom Konjunkturzyklus

Die Planung von Kraftwerkskapazität oder Netzinfrastruktur erfolgt aufgrund der langen Abschreibungszeiträume entsprechend langfristig. Werden etwa Kraftwerkskapazitäten geschaffen, so kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass diese über die gesamte technische Lebensdauer des Kraftwerkes zur Verfügung stehen.

Dies ist bei Demand Response Kapazitäten hingegen nicht selbstverständlich. Während zwar bei direkter Laststeuerung von Air Condition Anlagen oder Pumpprozessen im Regelfall davon ausgegangen werden kann, dass diese Kapazitäten über mehrere Jahre zur Verfügung stehen, ist dies bei Lastverschiebung in industriellen Prozessen nicht gegeben, da aus Unternehmenssicht die Möglichkeit bzw. wirtschaftliche Sinnhaftigkeit von Lastverschiebung in vielen Fällen vom Wirtschaftszyklus abhängt.

So ist in vielen Industriebetrieben zwar bei nicht voll ausgelasteten Produktionsanlagen eine kurzfristige Stilllegung von Maschinen und Anlagen problemlos möglich. Das Lastverschiebungspotential derselben Betriebe geht in Zeiten der Hochkonjunktur hingegen gegen Null, da sie dann unter Vollast bzw. maximal möglicher Auslastung arbeiten und eine Lastverschiebung einer Verringerung der jährlichen Produktion und damit erheblichen Einnahmensverlusten gleichkäme.

Je nach Unternehmen bzw. vertraglicher Kundenbeziehungen (z.B. Pönalevereinbarungen bei verspäteter Lieferung) sind Lastverschiebungen in Hochkonjunkturphasen daher entweder gar nicht oder nur bei deutlich höheren Kosten möglich.

Neben dieser Abhängigkeit vom Konjunkturzyklus ist die Möglichkeit langfristiger Verträge auch vor dem Hintergrund der Akzeptanz durch die Kunden zu betrachten. So ist etwa bei praktisch keinem der in Abschnitt 2.1.12 untersuchten DR-Produkte der PG&E eine längere Verpflichtungsdauer vorgesehen. Im Regelfall können Kunden, die an den Programmen BIP, CPP, SLRP oder Peak Choice teilnehmen, ohne besondere Kündigungsfrist jederzeit aussteigen. Bei anderen Programmen wie dem Demand Bidding Programm, ist der Kunde ohnehin zu keiner Lastreduktion zu Eventzeiten verpflichtet, sondern bietet diese der PG&E bei Interesse auf freiwilliger Basis („best effort“) an.

Lediglich beim Capacity Bidding Programm (CBP) der PG&E ist eine Bindungsfrist von 1 Jahr vorgesehen. Abgesehen davon, dass es sich im Vergleich zu typischen Konjunkturzyklen um eine relativ kurze Zeitspanne handelt, legt der Kunde bei diesem Programm aber ohnehin seine verpflichtend übernommene Lastverschiebung jeweils monatlich neu fest. De facto ist er also nur jeweils monatsweise an eine bestimmte Lastreduktion gebunden.

Im Sinne einer langfristigen Planung ist es daher von Interesse, ob eine bestimmte Maßnahme unabhängig von Konjunkturzyklus erfolgen kann, d.h. wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, dass diese Ressource auch in Hochkonjunkturphasen zur Verfügung steht bzw. ob und in welchem Ausmaß die Kosten der Lastverschiebung vom Konjunkturzyklus abhängig sind.

Vorhersagbarkeit der Höhe und des Zeitpunktes der möglichen Lastreduktion (Risiko von Underperformance)

Während in manchen Anwendungsfällen, wie z. B. dem Ausschalten einer Zementmühle oder der Nebenaggregate in der Papierindustrie, die Höhe der Lastreduktion klar vorhergesagt werden kann, ist das bei manchen Anwendungen, Prozessen bzw. Regelstrategien nicht immer möglich. So legt etwa im Bereich des Facility Management der Kunde die maximale bzw. minimale Temperatur fest, die wiederum von externen Bedingungen (Außentemperatur) abhängt. Vor allem bei Lastverschiebung im Facility Managementbereich ist man daher von komplexen Optimierungsstrategien bzw. Algorithmen abhängig, deren Vorhersagequalität aber ganz unterschiedlich sein kann.

So zeigen Beispiele von Demonstrationsprojekten in den USA, dass die tatsächliche Lastreduktion in Einzelfällen oft sehr stark von der prognostizierten abweicht (z.B. Feldtests nach [Kiliccote 2009]). Die tatsächliche Reduktion in einem der Demonstrationsobjekte betrug beispielsweise lediglich die Hälfte der prognostizierten Lastreduktion.

Zeitraum, in dem die Lastreduktion möglich ist (Periodizität)

Viele Verbraucher (Prozesse oder Maschinen) sind nur zu bestimmten Tages- oder Jahreszeiten in Betrieb und können daher auch nur zu diesen Zeiten zur Lastverschiebung herangezogen werden. Dies ist oft branchen-, manchmal auch unternehmensspezifisch unterschiedlich. Ideal aus Sicht der elektrischen Lastverschiebung sind jedenfalls Branchen, die im 3-Schicht Betrieb rund um die Uhr arbeiten.

Allerdings sind selbst in Branchen mit sehr hohen Jahresbetriebszeiten typische Stillstandzeiten anzutreffen. So sind etwa in der Zementindustrie die Zementmühlen typischerweise in den Monaten Jänner und Februar nicht in Betrieb. Der Zeitpunkt der

Inbetriebnahme ist allerdings nicht exakt planbar, da dieser primär von der Wiederaufnahme der Bautätigkeit und damit von der Witterung abhängt.

Diesbezüglich wird vorgeschlagen, jene Zeiten, in denen Lastverschiebung möglich bzw. nicht möglich ist (bzw. das Ausmaß der Lastverschiebung), in eigenen **Profilen** („**Lastverschiebungsprofilen**“) darstellen, ähnlich bzw. ergänzend zu den üblicherweise verwendeten Lastprofilen. Ähnlich wie Tages- bzw. Jahreslastprofile würde es auch Tageslast- bzw. Jahreslastverschiebungsprofile geben, die sich entweder auf einen konkreten Betrieb oder auf bestimmte Sektoren bzw. Sektorendurchschnitte beziehen (sektorspezifische „**Standardlastverschiebungsprofile**“).

Absolute Höhe der Lastreduktion, Notwendigkeit des „Poolings“

Die absolute Höhe der Lastreduktion ist dafür entscheidend, ob bzw. wie einzelne Lasten (Verbraucher) mit den sonstigen Akteuren eines integrierten Energiesystems (Produzenten, Netze und Systeme, Verbraucher) interagieren können. Im Sinne einer Segmentierung des Marktes ist dabei insbesondere relevant, welche Lasten direkt auf Marktplätzen (z.B. Ausgleichsenergiemärkten) Angebote legen können und welche dies nur über Aggregatoren, die kleinere Lasten zusammenfassen und deren Lastverschiebepotential dann gemeinsam anbieten, tun können.

Die Mindestgrößen für eine Teilnahme an Demand/Response Programmen sind auch in den USA von Programm zu Programm bzw. von Aggregator zu Aggregator verschieden. So bietet etwa der kalifornische Netzbetreiber CAISO Verbrauchern derzeit zwei verschiedene Möglichkeiten, an den Strommärkten teilzunehmen, zum einen das *Participating Load Program (Ancillary Services/Supplement Energy)* bei einer minimalen Lastreduktion von 1 MW, zum anderen das *Proxy Demand Response Program (PDR)* bei einer minimalen Lastreduktion von 100 kW. Verbraucher mit einem geringeren Lastverschiebungspotential haben hingegen lediglich die Möglichkeit, ihre Lasten mit anderen Lasten über einen Aggregator zu „poolen“ und gemeinsam zu vermarkten.

Kostenfunktion; Abhängigkeit bzw. Änderung der Kosten von Dauer und/oder Höhe der Lastverschiebung

In vielen Fällen hängen die Kosten der Lastverschiebung linear von der Höhe wie auch der Dauer der Lastverschiebung ab. Prozessbedingt ist dies jedoch nicht zwingend der Fall. Zum einen können etwa die primären Kosten beim eigentlichen Abschalt- und Wiedereinschaltvorgang anfallen (z.B. produktionstechnische Verluste, Verschnitt). Zum anderen können Kosten durch notwendige Investitionskosten in bauliche Einrichtungen, IKT-Lösungen etc. verursacht werden, während die Vornahme der Lastverschiebung selbst keine Kosten verursacht, wie etwa bei einer Direktsteuerung von Pumpen oder thermischen

Anwendungen. In letzterem Fall sinken die spezifischen Kosten je kWh bzw. MWh, je öfters die Lastverschiebung abgerufen wird.

Weiters kann bzw. wird die Kostenfunktion von einzelnen Betrieben oder Prozessen in vielen Fällen auch diskrete „Sprünge“ aufweisen. So können die spezifischen Kosten je kWh bzw. MWh, die ansonsten linear oder degressiv von Dauer und Höhe der Lastverschiebung abhängen, ab einem gewissen Punkt entweder sprunghaft oder mit einem wesentlich höheren Gradienten ansteigen. Dies kann etwa daran liegen, dass solche Lastverschiebungen nur bei zuvor zu tätigen Investitionen möglich sind (z.B. Ausbau von Speicher- oder Lagekapazitäten) oder mit Produktionsausfällen verbunden sind, die deutlich höhere Kosten verursachen, als im Falle von Lastverschiebung in geringfügigerem Ausmaß, bei denen es keinen negativen Einfluss auf Produktionsausstoß oder Qualität der Produkte gibt.

Möglichkeit bzw. Notwendigkeit der direkten Ansteuerung

Auch bei diesem Parameter gibt es große Unterschiede, abhängig von Branche und Unternehmen, aber auch von Verwertung der Lastverschiebung. Je nach Einzelfall ist eine direkte Steuerung der Lasten entweder möglich, ausgeschlossen oder unter Umständen sogar notwendig für bestimmte Verwertungsmöglichkeiten.

So können viele Prozesse in Betrieben nur manuell bzw. unter Einsatz von Personal hinunter- bzw. hinaufgefahren werden, insbesondere wenn Nebenaggregate zeitlich versetzt geschaltet werden müssen. Zwar ist durch eine entsprechende Steuerung ein halbautomatisches Hinauf- und Hinunterfahren denkbar; inwieweit aus Sicht des Betriebes eine ferngesteuerte Lastreduktion auch tatsächlich möglich oder gewünscht ist, kann nur im Einzelfall entschieden werden.

Zum anderen sind in bestimmten Anwendungsfällen, wenn etwa die Anlage nicht direkt beaufsichtigt wird oder eine sehr rasche Reaktionszeit erforderlich ist, Lastverschiebungsmaßnahmen nur im Falle einer direkten Ansteuerung der Anlagen technisch und wirtschaftlich möglich. Beispiel ist etwa die Lastreduktion bei Kälteanwendungen in Gewerbe und Facility Management.

Kategorisierung von Lastverschiebungspotentialen; Zusammenfassung und Konsequenzen für die Potentialerhebung

Während für die Planung und Umsetzung von Lastverschiebungsprojekten eine detaillierte Analyse des Lastverschiebungspotentials auf Basis der vorhin beschriebenen Parameter (Kriterienkatalog) notwendig ist, wäre dessen Verwendung für eine österreichweite Branchenanalyse zur Potentialabschätzung aufgrund dessen Komplexität nur wenig geeignet.

Für eine erste Abschätzung der Potentiale in den jeweiligen Branchen und Sektoren sowie bei sektorübergreifenden Anwendungen wie etwa Pumpprozessen oder Wärme- bzw. Kälteanwendungen, wird hingegen ein vereinfachtes 4-Quadranten-Modell vorgeschlagen, dass in Abbildung 39 dargestellt ist und mit dem die identifizierten Potentiale grob eingeordnet werden können.

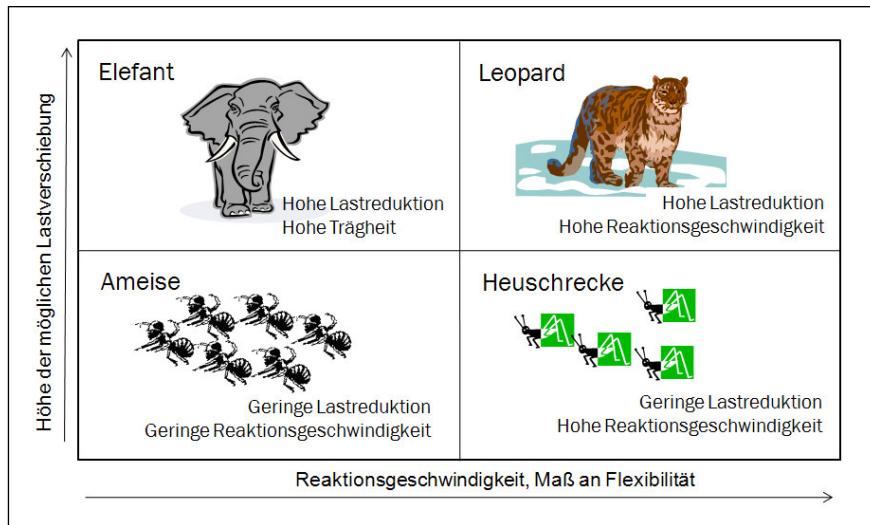


Abbildung 39: Grobkategorisierung von Lastverschiebungspotentialen (Quelle: New Energy)

So können in der Schwerindustrie alleine durch das Abschalten einzelner großer Stromverbraucher bereits sehr hohe Lastreduktionen erzielt werden. Dies erfordert jedoch teilweise lange Vorbereitungs- und Vorlaufzeiten bzw. sind die Anlagen auch nicht so einfach und schnell wieder hochzufahren (Quadrant links oben).

Industrieanlagen und Prozesse, durch deren Abschalten sowohl hohe Lastreduktionen wie auch schnelle Reaktionszeiten erzielbar sind (Quadrant rechts oben) sind hingegen für eine Vielzahl von Lastverschiebungsprodukten geeignet, etwa auch für die Teilnahme am Ausgleichs- und Regelenergiemarkt. Allerdings ist das technische Lastverschiebungspotential dieser Kategorie beschränkt bzw. sind bei dessen Einsatz neben den technischen Möglichkeiten insbesondere auch die jeweiligen Kosten zu berücksichtigen.

Die Lastverschiebungspotentiale in den unteren Quadranten scheinen zwar auf den ersten Blick wenig attraktiv zu sein. Auch ist bei Lastverschiebung in solchen Anlagen jedenfalls ein Pooling einer größeren Anzahl von Anlagen erforderlich. Allerdings sind in vielen Fällen die Kosten für die Lastverschiebung deutlich geringer, da die Verschiebung oft keinerlei direkte Auswirkungen auf die eigentlichen Prozesse hat (z.B. beim Verschieben von Pumpleistungen, wenn genügend Speichervolumen vorhanden ist).

Neben der Höhe des Verschiebungspotentials und der Reaktionsgeschwindigkeit sind vor allem die Kosten der einzelnen Lastverschiebungsmaßnahmen entscheidend für die Umsetzbarkeit der Maßnahmen. Die Potentiale und Kosten einzelner Kategorien und

Sektoren (insbesondere geordnet nach Reaktionsgeschwindigkeit) werden daher in den nachfolgenden Abschnitten in Form von Cost Curves dargestellt. Allerdings ist auch hier eine Reihe von Vereinfachungen notwendig, wobei der Grund dafür primär in den nicht-linearen Kostenfunktionen der jeweiligen Maßnahmen liegt.

2.1.17. Matrix zur Erhebung des Lastverschiebungspotentials und zur Charakterisierung zukünftiger Lastverschiebungsprodukte

Auf Basis der Analyse der wichtigsten Parameter zur Charakterisierung möglicher Lastverschiebungsprodukte wurde eine Matrix mit zwei Dimensionen entwickelt, die Grundlage für den Fragebogen (siehe Anhang) ist, mit dem in Arbeitspaket 4 die Situation in den besuchten Betrieben vor Ort erhoben und die Ergebnisse dokumentiert wurden.

2.1.17.1. Dimension 1 der Matrix zur Bestimmung des Potentials und der Kostenfunktion für Lastverschiebung

Die Dimension 1 der Matrix (vertikale Achse) entspricht den Parametern, die im vorhergehenden Abschnitt 2.1.16 beschrieben wurden.

2.1.17.2. Dimension 2 der Matrix zur Bestimmung des Potentials und der Kostenfunktion für Lastverschiebung

Zur Bestimmung des technischen und wirtschaftlichen Potentials und der Kostenkurve sind folgende Fälle zu unterscheiden und dienen als horizontale Achse der Matrix.

Fall 1: Lastverschiebungspotential vorhanden und bereits derzeit grundsätzlich nutzbar

In diesem Fall sind die bestehenden Technologien, Maschinen und Anlagen für Lastverschiebung grundsätzlich geeignet, ohne das die Anlagen vor Ort wesentlich verändert oder umgebaut werden müssen.

Je nach Einzelfall können Anpassungen in der Steuer- und Regeltechnik oder im betrieblichen Ablauf notwendig sein, jedoch keine Änderungen oder Umbauten in der eigentlichen Prozesstechnik. Gegebenenfalls sind geringfügige F&E-Aktivitäten hinsichtlich der besseren Integration und Systemoptimierung bestehender Komponenten oder Teilsysteme notwendig.

Fall 2: Lastverschiebungspotential nur bei Neuerrichtung der Anlage oder Erneuerung wesentlicher Anlagenteile nutzbar

In diesem Fall ist in der jeweiligen Branche bzw. Sektor zwar grundsätzlich ein technisches und wirtschaftliches Potential gegeben, dass in dem konkreten Betrieb/Betrieben jedoch nur genutzt werden kann, wenn die Notwendigkeiten elektrischer Lastverschiebung bzw. der Laststeuerung bereits bei der Technologiewahl, grundlegenden Design der Anlage bzw. bei Neuerrichtung, Erweiterung oder Erneuerung wesentlicher Anlagenteile berücksichtigt worden wäre.

Ähnlich wie im ersten Fall ist die Lastreduktion zwar grundsätzlich ohne weitere Technologieentwicklung bei den Verfahren möglich. Das Potential kann jedoch nicht kurzfristig durch nachträgliche Adaptierung oder Erweiterung des Energie- bzw. Lastmanagements gehoben werden, sondern erst nach Ende der (wirtschaftlichen) Lebensdauer der bestehenden Anlagen.

Fall 3: Lastverschiebung grundsätzlich möglich, aber noch keine kommerziellen Produkte verfügbar

In diesem Fall ist zwar – aufgrund von grundlegendem Prozess- und Verfahrensschema – Lastverschiebung grundsätzlich denkbar. Es gibt jedoch noch keine kommerziellen Anbieter (Anlagenbauer), die entsprechende Lösungen anbieten.

Diesbezüglich sind entweder noch weitergehende F&E- Anstrengungen bzw. die Errichtung von Demonstrationsanlagen nötig. In diesem Fall ist Lastverschiebungspotential erst mittel- bis langfristig nutzbar.

2.1.17.3. Darstellung der Bewertungsmatrix zur Bestimmung des Potentials und der Kostenfunktion der Lastverschiebung

In folgender Tabelle 30 sind die beiden Dimensionen der Bewertungsmatrix zur Feststellung der Lastverschiebungspotentiale und der Kostenfunktionen dargestellt. Diese Matrix ist Grundlage für den Fragebogen (siehe Anhang) zur Bestimmung der Potentiale in den folgenden Abschnitten.

		Fall 1: Lastverschiebungspotential vorhanden und bereits derzeit nutzbar	Fall 2: Lastverschiebungspotential nur bei Neuerrichtung der Anlage oder Erneuerung wesentlicher Anlagenteile nutzbar	Fall 3: Lastverschiebung grundsätzlich möglich, aber noch keine kommerziellen Produkte verfügbar
	Parameter zur Charakterisierung des Lastverschiebungspotentials			
1	Höhe der maximalen Lastreduktion je Anlage (Notwendigkeit des Poolings; ja/nein)			
2	Benachrichtigungs- bzw. Vorlaufzeit bis zur Lastreduktion			
3	Maximal mögliche Dauer der Lastreduktion			
4	Minimal mögliche Dauer der Lastreduktion			
5	Ramp Rate			
6	Maximal mögliche Häufigkeit der Events (je Zeitperiode)			
7	Teillastfähigkeit			
8	Verpflichtung zur Lastreduktion möglich (ja/nein)			
9	Verpflichtungsdauer (obligation period), Abhängigkeit vom Konjunkturzyklus			
10	Zeitraum, in dem Lastreduktion möglich ist (z.B. Wochentag, Zeitband, Jahreszeiten)			
11	Vorhersagbarkeit von Höhe und Zeitpunkt der Lastreduktion (Risiko von Underperformance)			
12	Kostenfunktion (Abhängigkeit der Kosten von Dauer und/oder Höhe der Lastverschiebung)			

Tabelle 30: Matrix zur Bestimmung von Potentialen und Kostenfunktion (Quelle: eigene Darstellung)

2.2. Analyse des Lastverschiebungspotentials nach der Top-Down Methode

2.2.1. Stromleistungsbedarf in Österreich

Die Strombezugsleistung schwankt in Österreich im Jahresschnitt zwischen 4 und 9,5 GW, wobei die Höchstlasten eher im Winter und die Mindestlasten eher im Sommer auftreten. Die Abbildung 40 zeigt die Jahresdauerlinie des österreichischen Stromleistungsbedarfs für das Jahr 2007 als auch die 50h Jahresspitzenlast. Während die Jahresdauerlinie linear abfällt, sind an den beiden Enden exponentielle Gefälle feststellbar. In den 50 leistungsintensivsten Stunden des Jahres kommt es zu einem Leistungsanstieg von 500 MW, was ca. der Leistung von 2 großen Donau Laufkraftwerken entspricht.

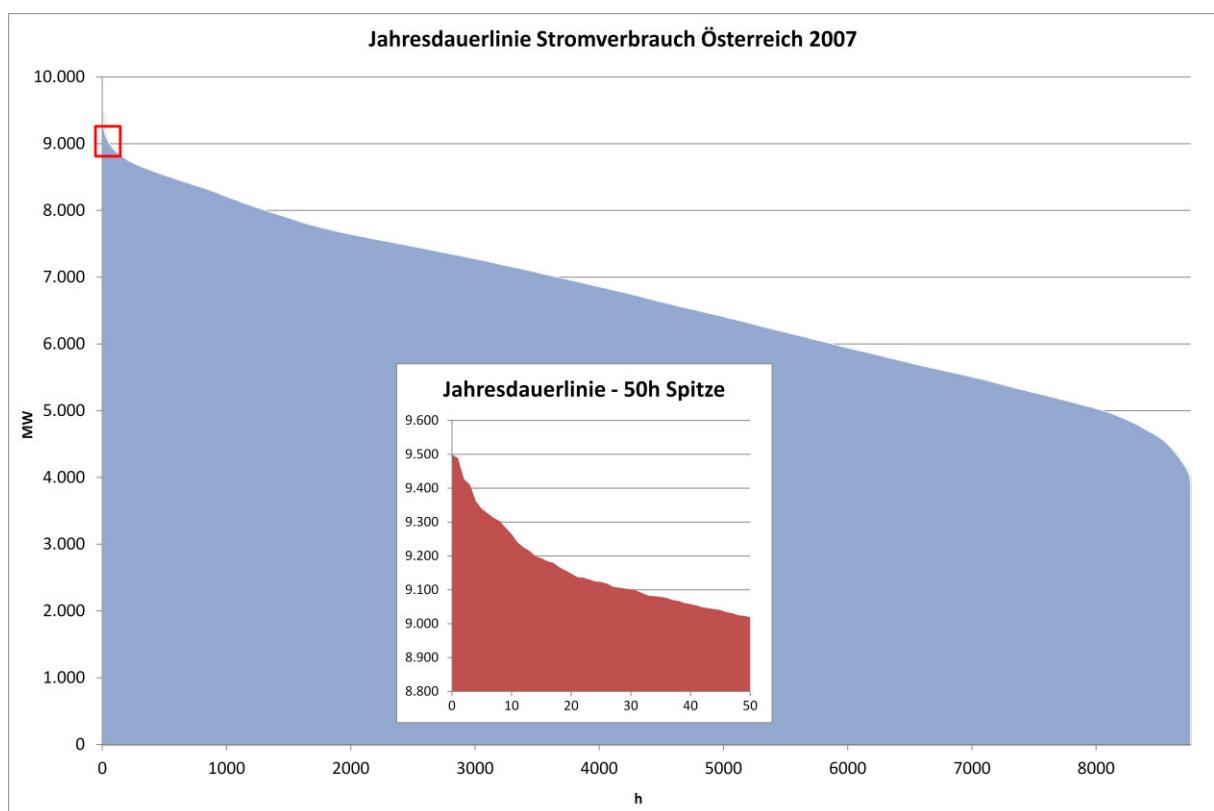


Abbildung 40: Jahresdauerlinie Stromleistungsbedarf Österreich 2007 (Quelle: [econtrol 2008], eigene Darstellung)

Dies bedeutet, dass eine Lastverschiebung der 50h-Lastspitze die Maximallast um 500 MW reduziert werden kann, welche normalerweise größtenteils durch Spitzenlastkraftwerke erbracht werden müsste. 50h entsprechen ~0,6% der Jahreszeit. Durch die Lastverschiebung zu 0,6% der Zeit lassen sich bis zu 5,2% der Spitzenlast reduzieren, und somit ist ein günstiges Verhältnis zwischen Lastverschiebungszeit und Lastverschiebungsnutzen gegeben.

Die Erkenntnis ist, dass nur ein zeitlich geringer Lastverschiebungsanteil im Jahr benötigt wird, um die größten Leistungsspitzen substantiell zu kappen. Dies ist vor allem deshalb wichtig, da in dieser Studie Industriebetriebe untersucht werden. Die Industrie hat auf Grund ihrer Produktionsauslastung generell eher begrenzte Kapazitäten für Demand Response im Vergleich zu Haushalten, da vor allem große Betriebe im 3 Schicht-Betrieb produzieren. Jedoch wird davon ausgegangen, dass zumindest 1% der Jahresproduktionszeit für viele Industriebetriebe eine machbare Gesamtlastverschiebungsduer ist.

2.2.2. Strompreisgestaltung in Österreich

Diese Betrachtung berücksichtigt nicht, dass es natürlich auch zu unvorhersehbaren Leistungsbedarf in Schwachlastzeiten kommen kann, bei dem Spitzenlastkraftwerke in Betrieb gehen müssen respektive Demand Response Programme gefragt sind. Jedoch richtet sich der Strompreis immer an den Grenzkosten zur Stromproduktion. Diese Grenzkosten ergeben sich aus sich aus den variablen Kosten, die großteils von den Brennstoffkosten abhängen.

Die in Abbildung 41 dargestellte Kurve eines üblichen Kraftwerksparks ergibt sich aus dem Merit Order Prinzip, wonach bei erhöhtem Leistungsbedarf das nächstteure Kraftwerk – respektive Kraftwerkstechnologie (siehe Grafik) - in Betrieb geht. Der Börsenpreis richtet sich demnach immer nach dem Kraftwerk im Netz mit den höchsten Grenzkosten.

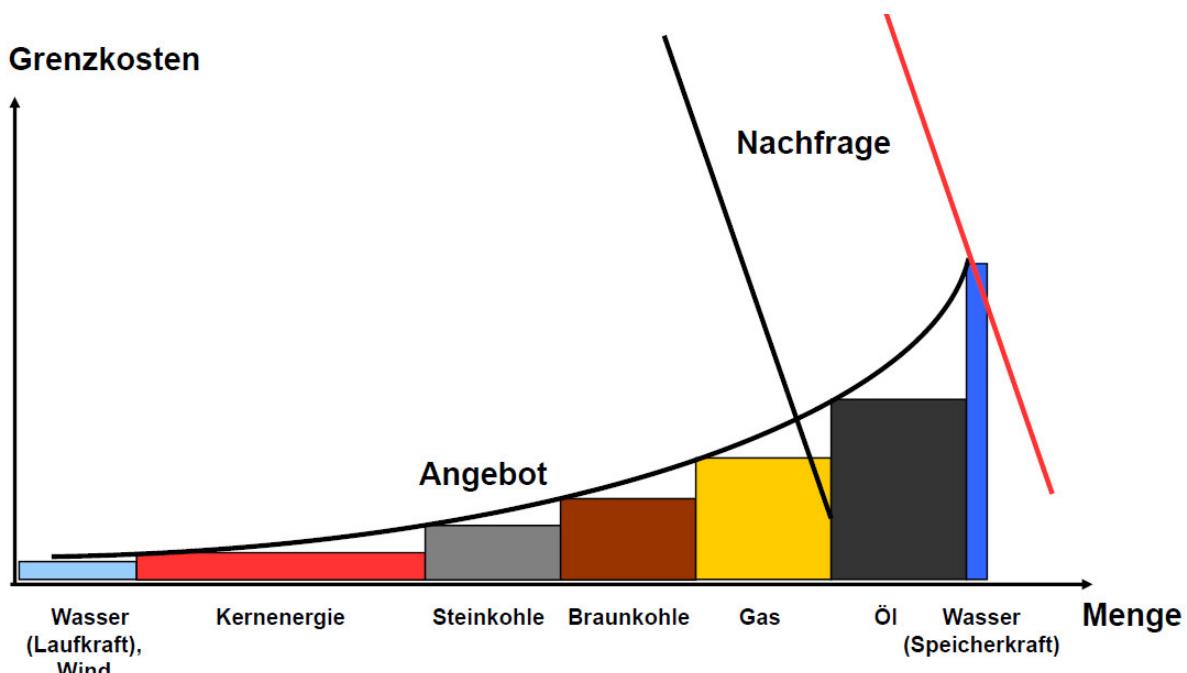


Abbildung 41: Grenzkosten bezogen auf Stromerzeugungstechnologie (Quelle: [verbund 2009])

Die Grenzkostenkurve steigt exponentiell an. Die Grundlast wird größtenteils von

Laufkraftwerken und Kernenergie bereitgestellt. Danach werden fossile Kraftwerke eingesetzt. Nachdem die Grenzkosten sich nach den Brennstoffkosten richten, hat Kohle bei den derzeitigen Preisen die geringsten Grenzkosten von den fossil befeuerten Kraftwerken gefolgt von Gas und Öl.

Zur Bereitstellung der Spitzenlast werden in Österreich vor allem (Pump-)Speicherkraftwerke und Gaskraftwerke verwendet. Speicherkraftwerke weisen durch ihre begrenzte Einsatzfähigkeit und die hohen Kosten für die Pumpspeicherung die höchsten Grenzkosten auf. In der Darstellung sind nicht alle erneubaren Energieerzeugungstechnologien (abgesehen von Wasser) enthalten, jedoch sind die Grenzkosten für z.B. Solarstrom niedrig anzusetzen und spielen derzeit auf Grund ihrer geringen Verbreitung noch keine allzu große Rolle in der Preisgestaltung. Die niedrigen Grenzkosten kommen daher, dass kein Brennstoff zur Produktion benötigt wird.

Interessant ist dann der Vergleich der Jahresdauerlinie und der Grenzkostenkurve mit dem tatsächlich an der Strombörse verkauften Energiepreis - wie in Abbildung 42 dargestellt.

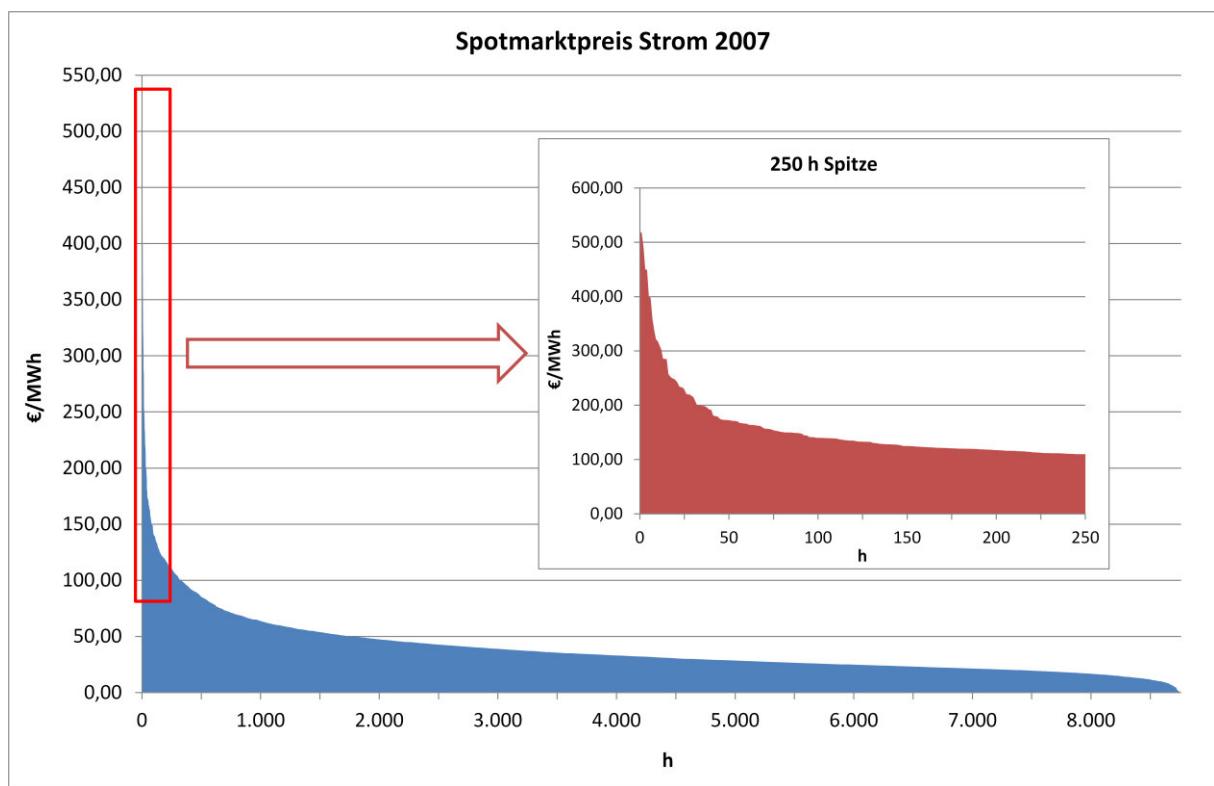


Abbildung 42: Spotmarktpreis EEX 2007 (beginnend mit dem höchsten) (Quelle: [EXXA 2007], eigene Darstellung)

Der Strompreis an der Strombörse in Leipzig aus dem Jahr 2007 hat als Jahresdauerlinie aufgetragen zu den teuersten 250h einen sehr starken exponentiellen Verlauf, weshalb diese im Diagramm vergrößert abgebildet worden ist. In der 250h Spitze ist die Teuerung in den 50 teuersten Stunden wiederum besonders stark ansteigend.

Somit ist naheliegend, dass die Jahresverläufe des Strompreises und des Leistungsbedarfs in Österreich (Abbildung 43) korrelieren, mit dem Unterschied, dass ein Leistungszuwachs zu den teuersten 50h im Jahr sich im Strompreis noch stärker auswirkt.

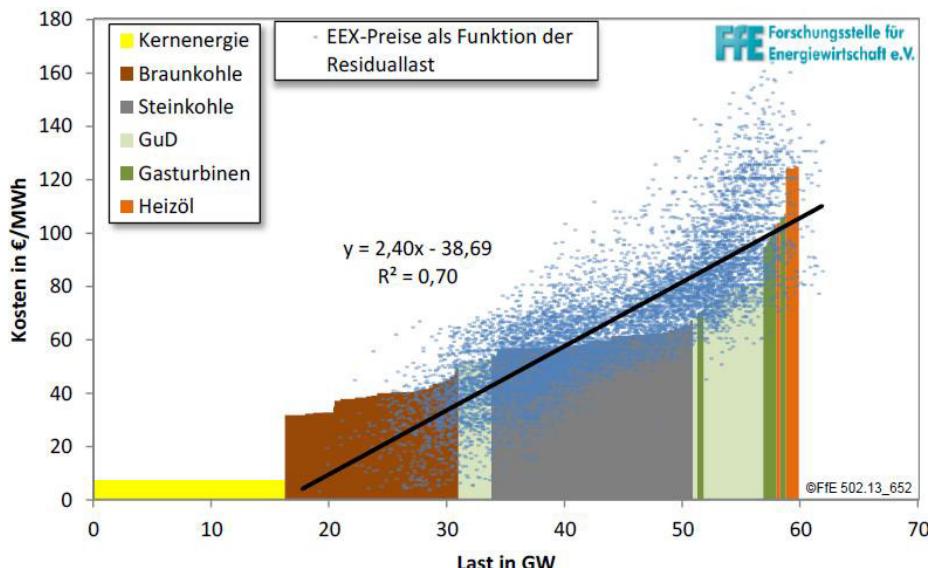


Abbildung 43: Grenzkosten und EEX Preise – (Quelle: [Roon 2010])

Dieser Tatbestand lässt sich in Abbildung 42 gut ablesen, wo Grenzkosten gegen EEX Preise dargestellt sind.

Für den Nutzen und die Wirtschaftlichkeit von elektr. Lastverschiebung bzw. Demand Response Programmen ist diesbezüglich abzuleiten, dass

- die Preisunterschiede zu Spitzenlastzeiten extrem groß sind
- zur Erreichung einer substantiellen Preissenkung relativ wenig Leistung seitens der Lastverschiebung bereitgestellt werden muss
- eine relativ niedrige Anzahl respektive Dauer an Lastverschiebungen pro Jahr ausreicht, um die wesentlichen Netzspitzen abzuflachen

Aufgrund der dargestellten Zusammenhänge ist auch bezüglich der Situation in Österreich davon auszugehen, dass Lastverschiebungsprogramme grundsätzlich gute wirtschaftliche Aussichten haben.

2.2.3. Ausgleichsenergie in Österreich

Eine weitere Möglichkeit für verschiebbare elektrische Lasten ist es, am Ausgleichsenergiemarkt teilzunehmen. Dieser besteht aus Primär-, Sekundär- & Tertiärregelung. Die Primärregelung muss innerhalb von 30 Sekunden, die Sekundärregelung innerhalb von wenigen Minuten erfolgen. Die Minutenreserve (Tertiärregelung) muss innerhalb von 15 Minuten zu jeder vollen Viertelstunde als Fahrplanlieferung stattfinden ⁷². In Ostösterreich ist derzeit der Verbund für den gesamten Sekundärregelmarkt zuständig.

Für die Primär- und Sekundärregelung sind die Auflagen für eine Teilnahme sehr streng und diese werden von Kraftwerken bereitgestellt, die schnell reagieren können. In Österreich betrifft dies vor allem Pumpspeicher- und Gaskraftwerke.

Da den meisten Industriebetrieben, welche die Möglichkeiten haben eine rasche Reduktion der Lasten innerhalb weniger Sekunden oder Minuten durchzuführen, sind diese 2 Regelmärkte für Industriebetriebe nicht interessant. Jedoch sind die Anforderungen bei der Minutenreserve für Industriebetriebe machbar. In Abbildung 44 sind die monatlichen Kosten für die Ausgleichsenergie in Österreich der Jahre 2004 – 2007 aufgetragen.

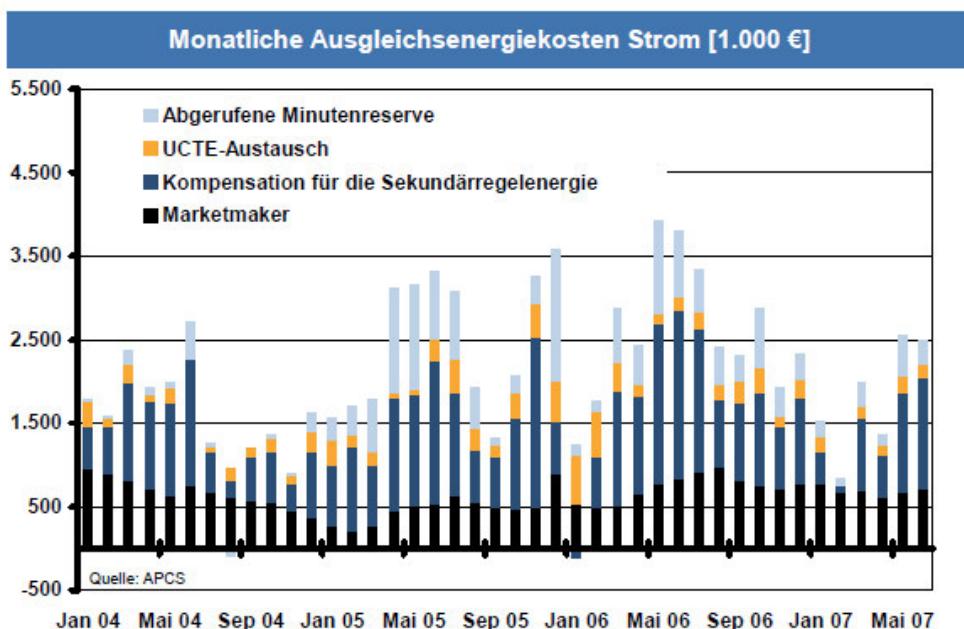


Abbildung 44: Ausgleichsenergiemarkt Österreich – monatliche Kosten (Quelle: [econtrol 2009])

Abgesehen von Sekundärregelleistung, Market Maker und Austausch über das europäische UCTE Netz nimmt die Minutenreserve einen erheblichen Anteil der Ausgleichsenergiekosten ein. Dies kann teils über 1 Mio.€ pro Monat ausmachen.

⁷² http://www.apcs.at/balance_energy_market/

Ein Ziel des Demand Response Systems ist es, die Kosten für diese Ausgleichsenergiekosten zu drücken, indem u.a. Industriebetriebe ihre Kapazitäten anbieten und weiters auch damit Geld verdienen, also eine win-win Situation zu schaffen.

2.2.4. Stromverbrauchssituation in Österreich

Der Stromverbrauch lag in Österreich im Jahr 2007 bei 58.874 GWh [Stat. Aus.1 2007]. Davon entfielen 47,4% auf den produzierenden Bereich (27.874 MWh), 5,5% auf den Transport und (3.209 MWh) und 47,1% auf sonstige Wirtschaftsbereiche (private Haushalte, Dienstleistungen, etc.; 27.701 MWh; [Stat.Aus.1 2007]). Als Referenzjahr wurde das Jahr 2007 gewählt, da für die Jahre 2008/9 nicht ausreichend Datenmaterial verfügbar war⁷³.

Bei den Industriesektoren sind vor allem 4 Sektoren **Papier & Druck, Chemie & Petrochemie, Eisen & Stahlerzeugung** und **Maschinenbau** maßgebend. Zusammen sind diese 4 Sektoren für ca. **59% des Industriestromverbrauchs** verantwortlich.

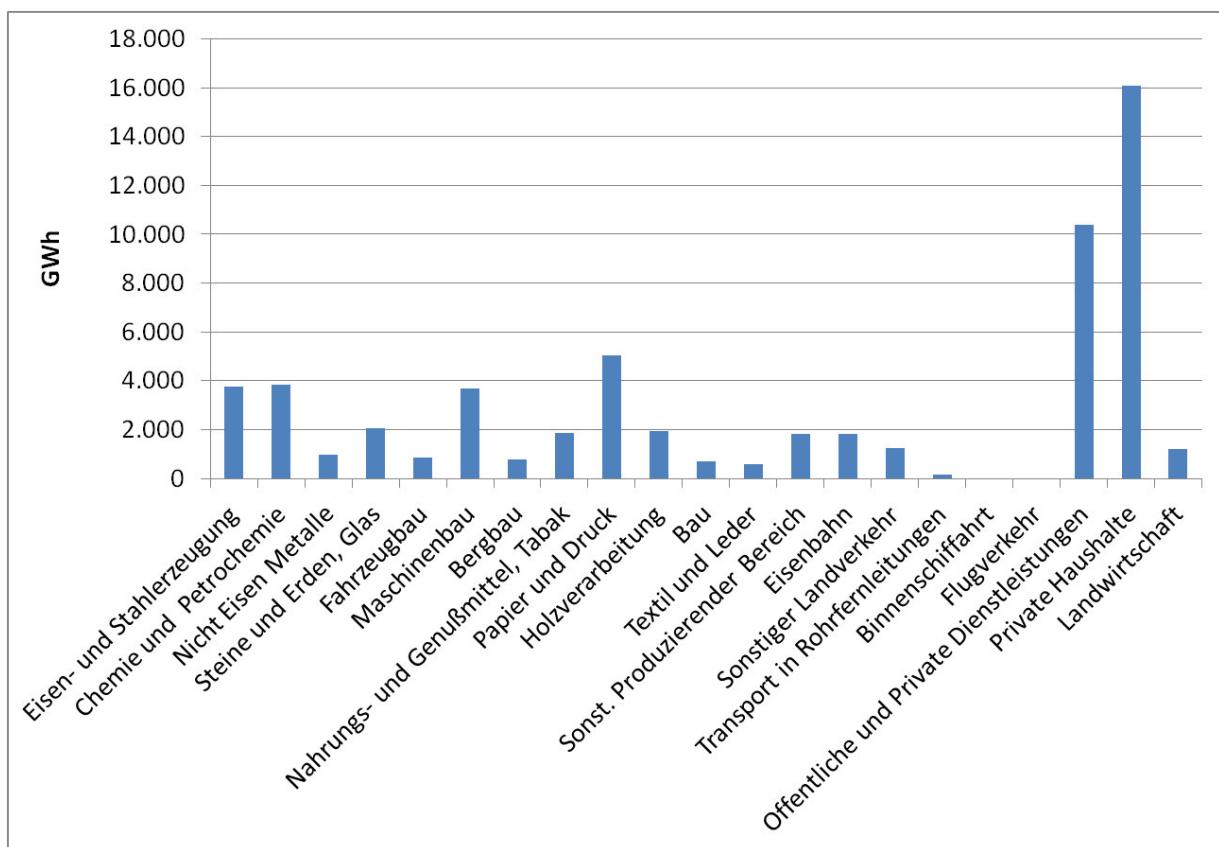


Abbildung 45: österreichische Verbrauchssektoren (2007) (Daten Quelle: Statistik Austria; eigene Darstellung)

⁷³ Die Aufteilung der verschiedenen Sektoren erfolgte dabei anhand der Nutzenergianalyse der Statistik Austria.

Der Stromverbrauch lässt sich ebenfalls auf die verschiedenen Verbrauchergruppen aufteilen (Abbildung 46), wodurch ersichtlich wird, dass fast die Hälfte des Gesamtstromverbrauchs von Standmotoren verursacht wird. Die weiteren großen Verbrauchsgruppen sind Industrieöfen gefolgt von Raumheizung & Kühlung und Beleuchtung/EDV.

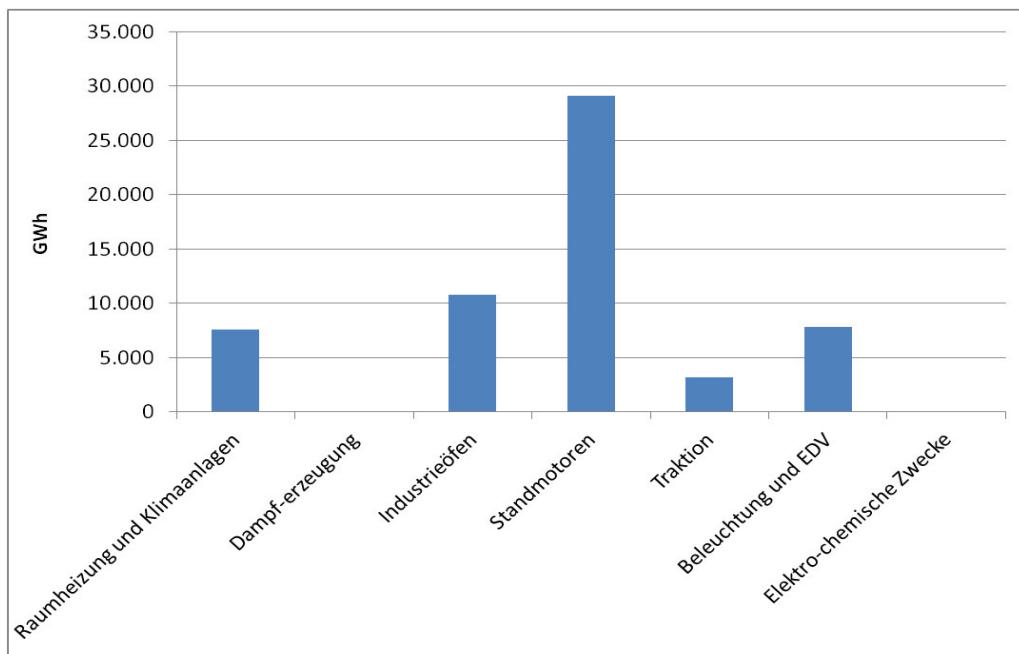


Abbildung 46: Verbrauchsgruppen

Wenn man die verschiedenen Verbrauchsgruppen auf die jeweiligen Sektoren aufteilt erhält man eine Verbrauchsmatrix, die einen guten Überblick vermittelt, wo die großen Stromverbraucher sind und wo eventuell große Demand Response Potentiale vorhanden sind.

In Abbildung 47 ist zu erkennen, dass in fast allen Sektoren die Standmotoren die größten Verbraucher sind. Andere relevante Verbrauchsgruppen sind Industrieöfen und im öffentlichen und privaten Umfeld stellen Raumheizung bzw. Kühlung und Beleuchtung größere Verbrauchseinheiten dar.

Für die weitere Analyse werden die folgenden Sektoren nicht weiter betrachtet:

- Bergbau
- Bau
- Verkehr
- Landwirtschaft
- private Haushalte

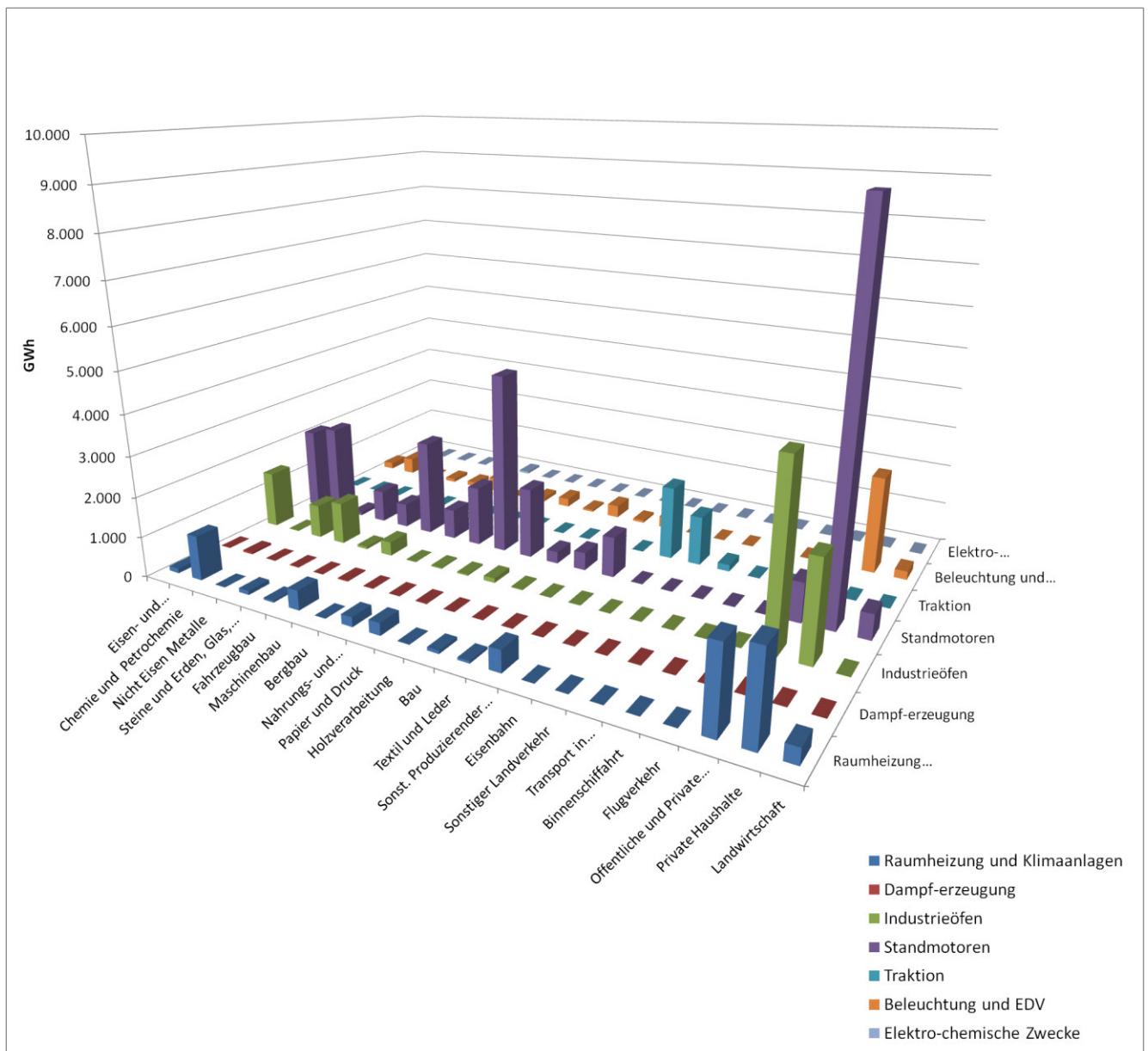


Abbildung 47: Nutzenergieanalyse Österreich 2007 (Quelle: [Stat. Aus.1 2007], eigene Darstellung)

Der Grund hierfür liegt darin, dass diese Bereiche nicht der klassischen produzierenden Industrie und Gewerbe entsprechen und bei jenen Sektoren nur wenig Gesamtverbrauch (zB Landwirtschaft, Bau) respektive geringe Einzelverbräuche (Haushalte, Verkehr) erwartet werden.

Die Maschinenbauindustrie wird mit der Fahrzeugbauindustrie zusammen dargestellt. Um den nicht produzierenden Gewerbebereich ebenfalls abzubilden, wurde der Sektor öff. & private Dienstleistungen (ÖPD) miterfasst und analysiert, da hier eine bessere Datenlage herrscht (Nutzenergieanalyse (NEA) detailliert vorhanden).

Für das produzierende Gewerbe existieren genauere Daten, das heißt zusätzlich kann zwischen Raumheizung und Klimaanlagen, Warmwasser, Kühlung und Trocknung unterschieden werden. In den Abbildung 48 sind die Hauptverbrauchsgruppen (Stromverbrauch) für die jeweiligen Industriesektoren dargestellt [Stat. Aus.1 2007].

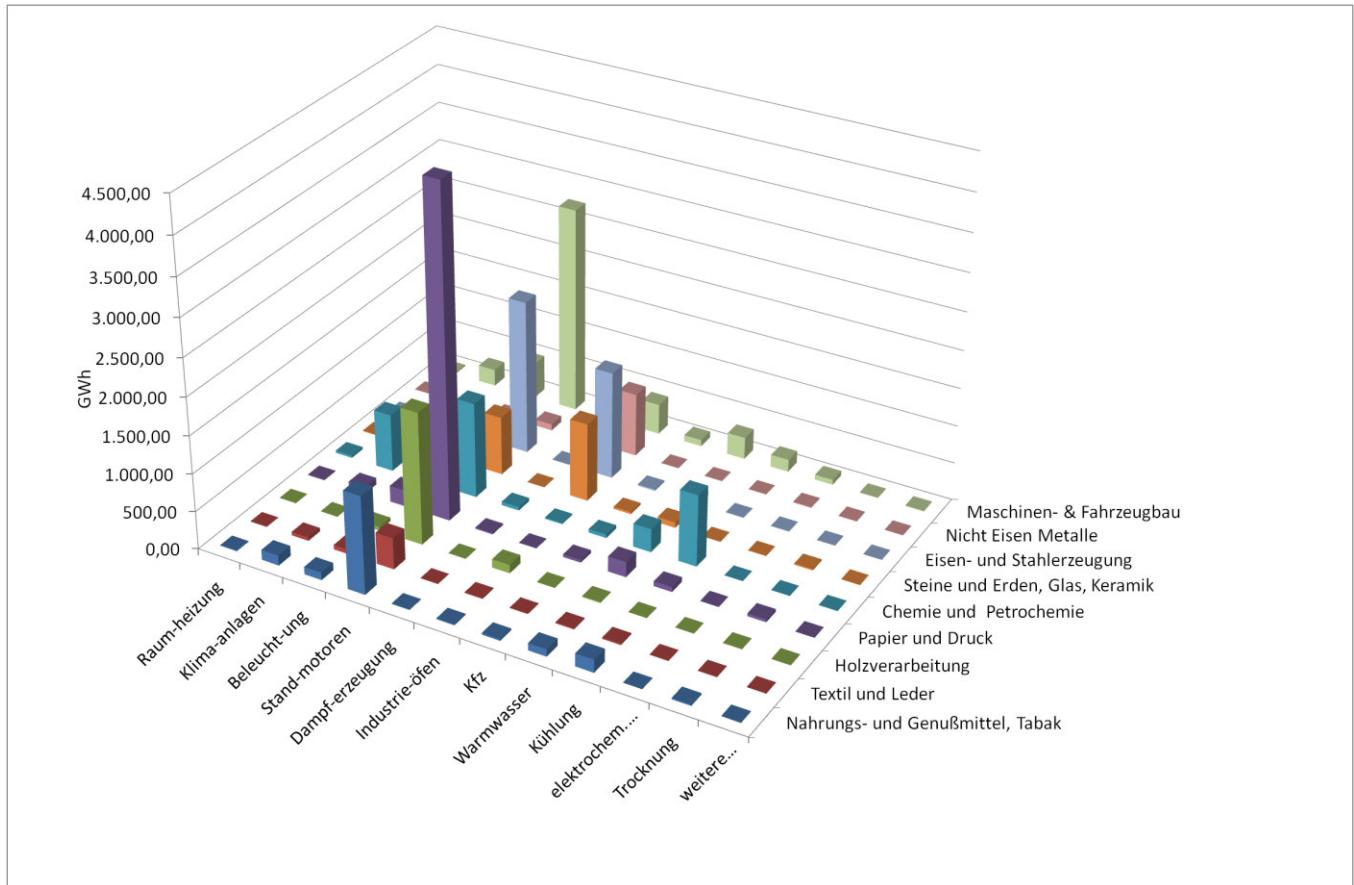


Abbildung 48: Stromverbrauchsdarstellung Industrie 2007 (Quelle: [Stat. Aus.1 2007], eigene Darstellung)

Man kann in dieser Darstellung deutlich erkennen, dass die größten Verbraucher in praktisch allen Sektoren die Standmotoren sind, welche für den Betrieb von Pumpen, Ventilatoren, Druckluft, Rührer, etc. verwendet werden. Weiters hervorzuheben sind Industrieöfen, welche in der Metallbranche eingesetzt werden, sowie die Kühlaggregate in der chemischen Industrie. Alle anderen Verbraucher sind mehr oder weniger vernachlässigbar. Standmotoren und Industrieöfen machen 75% des Gesamtverbrauchs aus. Dort findet man auch große Einzelverbraucher, welche sich besonders gut für DR eignen.

Die 10 größten Verbrauchergruppen sind nach Sektoren in Abbildung 49 zusammengefasst. Diese 10 Verbrauchergruppen sind für 67% des Gesamtstromverbrauchs verantwortlich, wobei 6 Positionen den Standmotoren und 2 Positionen Industrieöfen zuzuschreiben sind. Jeweils 1 Position entfällt auf Raumheizung bzw. E-Öfen im Bereich der öff. und privaten Dienstleistungen. Die Eisen & Stahl Branche ist zweimal in den Top 10 mit Standmotoren

und Industrieöfen vertreten. Die mit Abstand größte Verbrauchsgruppe in der Industrie sind die Standmotoren der Papierindustrie.

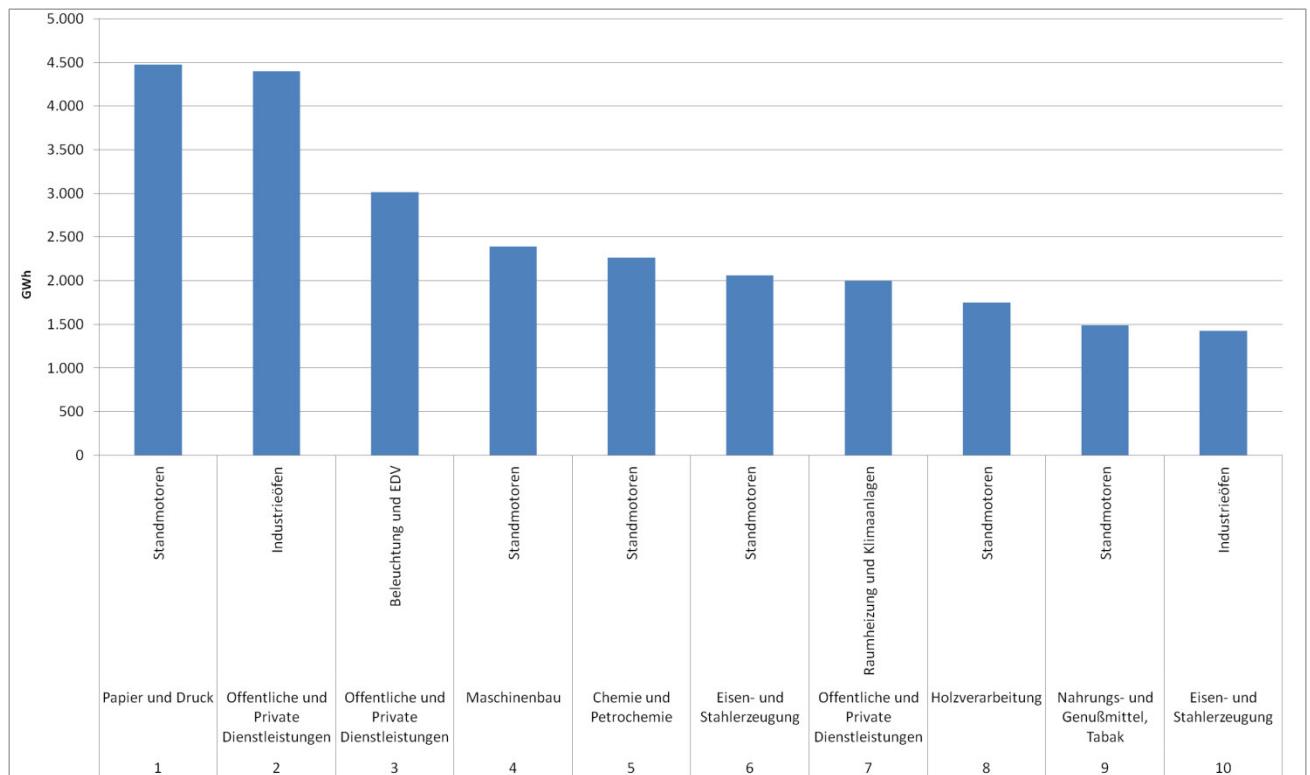


Abbildung 49: Verbraucheraufstellung nach Größe und Sektor

Anhand dieser Daten ist auch ersichtlich, wo die wesentlichen Bereiche sind, auf die sich dann der Bottom up Ansatz konzentriert. In der Industrie haben zum Beispiel die Bereiche Raumheizung, Kühlung, elektrochemische Zwecke, Beleuchtung, Trocknung, etc. keine relevanten Verbräuche und spielen deshalb für die vorhandene Demand Response Potential eine untergeordnete Rolle – im wesentlichen sind die Standmotoren die grössten Verbraucher in jedem Sektor.

Anders ist die Situation im Bereich der öff. und privaten Dienstleistungen (ÖPD) aus: Dort sind nicht die Standmotoren, sondern Öfen, Beleuchtung und Raumwärme ausschlaggebend für den Verbrauch.

Allplan verfügt über eine unternehmensinterne Datenbank über die 150 grössten Energieverbraucher, die über einen gewissen Zeitraum zusammengetragen wurde und unter anderem Jahres- und Durchschnittsverbräuche dieser Verbraucher enthält. Diese interne Datenbasis wurde mit den Sektorverbräuchen der Statistik Austria aggregiert, um die folgenden statistische Berechnung durchzuführen. Ein anonymisierter Auszug dieser Aufstellung soll veranschaulichen (Tabelle 31), wie sehr der Gesamtindustrieverbrauch von wenigen Betrieben und Sektoren bestimmt wird.

Merke:

4 Sektoren stellen 27 der 30 größten Betriebe. Diese 30 Betriebe stellen über 50% des Gesamtverbrauchs in der Industrie dar.

1	Eisen-Stahl
2	Papier/Zellstoff
3	Chemie
4	Papier/Zellstoff
5	Chemie
6	Papier/Zellstoff
7	Papier/Zellstoff
8	Chemie
9	Chemie
10	Chemie
11	Eisen-Stahl
12	Papier/Zellstoff
13	Chemie
14	Papier/Zellstoff
15	Papier/Zellstoff
16	Eisen-Stahl
17	Steine, Erden
18	Papier/Zellstoff
19	Chemie
20	Eisen-Stahl
21	Chemie
22	Papier/Zellstoff
23	Metallerzeugnisse
24	NE Metalle
25	Papier/Zellstoff
26	Papier/Zellstoff
27	Papier/Zellstoff
28	Steine, Erden
29	Metallerzeugnisse
30	Steine, Erden

Tabelle 31: die größten 30 Stromverbraucher in der Industrie nach Sektoren (Quelle: interne Statistik)

2.2.5. Stromintensität der produzierenden und nicht-produzierenden österreichischen Gewerbesektoren

Um die wesentlichen Verbraucher und Sektoren weiter herauszustreichen und einzugrenzen, werden wirtschaftliche Daten der Industriesektoren herangezogen. Diesbezüglich liegt es nahe, die Bruttowertschöpfung ([Stat.Aus.2 2007], [Gutschi 2008]) als Gradmesser zu verwenden. Die Bruttowertschöpfung gibt den Produktionswert der Waren abzüglich etwaiger Vorleistungen an (Tabelle 32, [WKO 2011]). Der Sektor öffent. & private Dienstleistungen ÖPD hat eine Bruttowertschöpfung von 87 Mrd.€. Vom produzierenden Gewerbe hat die

Maschinen- und Fahrzeugbauindustrie mit großem Abstand die größte Bruttowertschöpfung gefolgt von den Sektoren Chemie, Nahrung, Eisen & Papier.

Sektoren	Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten in 1.000 EUR*
Nahrungs- und Genußmittel, Tabak	4.130.747
Textil und Leder	1.172.952
Holzverarbeitung	2.394.733
Papier und Druck	3.579.172
Chemie und Petrochemie	5.368.577
Steine und Erden, Glas	2.771.100
Eisen- und Stahlerzeugung	3.949.146
Nicht Eisen Metalle	765.400
Maschinen- & Fahrzeugbau	21.656.965
öff. & priv. Dienstleistungen	87.778.635

Tabelle 32: Bruttowertschöpfung Sektoren (Quelle: Stat. Aust)

Wenn nun die Stromverbräuche in Relation zur Bruttowertschöpfung gesetzt werden (Stromintensität=Sektorverbrauch/Bruttowertschöpfung), kann festgestellt werden, wie groß der Anteil des Stromverbrauchs(-kosten) an der Wertschöpfung in den einzelnen Sektoren ist. Diese wird als Stromintensität bezeichnet.

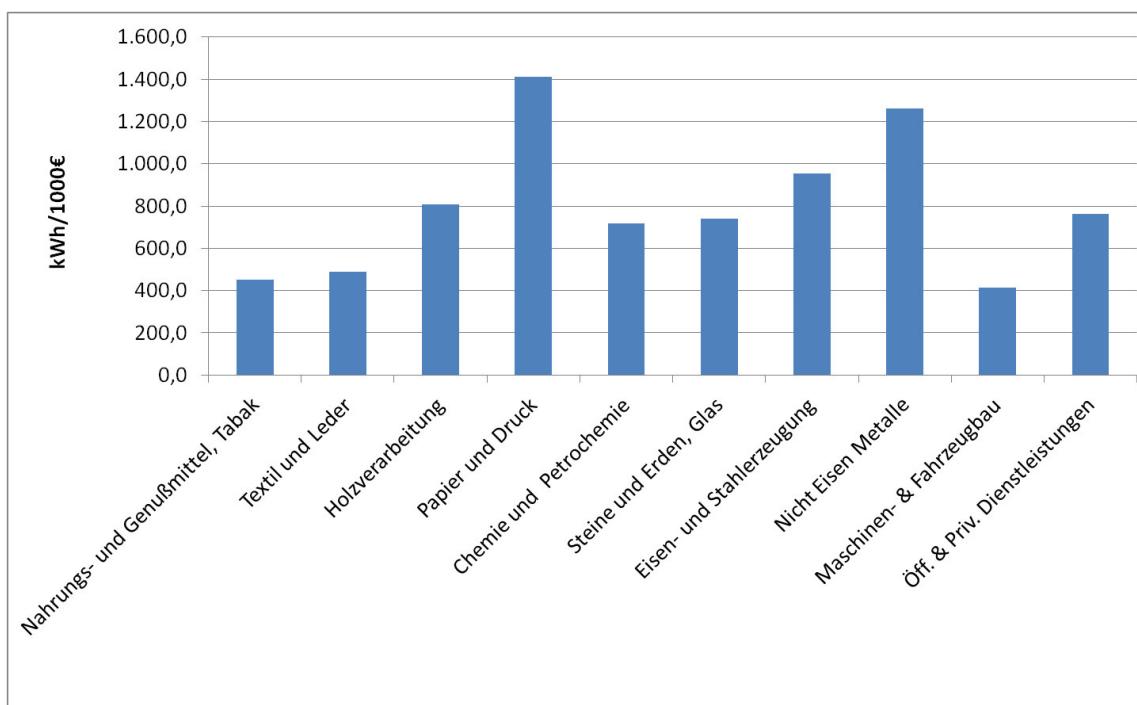


Abbildung 50: Stromintensität Sektoren (kWh/1000€) (eigene Berechnung)

Die Stromintensität ist in den Sektoren Papier und Druck, Nicht Eisen Metalle, Eisen & Stahl und Holz am größten. Die Papierindustrie ist vor allem auf Grund ihres sehr großen Stromverbrauchs und weniger wegen ihrer relativ geringen Bruttowertschöpfung am stromintensivsten. Die Nicht Eisen Metall Branche ist vor allem wegen ihrer relativ niedrigen Wertschöpfung so stromintensiv. Weiters ist deutlich zu erkennen, dass die Maschinen & Fahrzeugbauindustrie die geringste Stromintensität aufweist.

Eine hohe Stromintensität führt automatisch zu hohen Stromkostenanteilen an den Produktionskosten. In Tabelle 33 sind exemplarisch die Stromkosten in € pro 1000€ Bruttowertschöpfung aufgetragen mit einem angenommenen Strompreis von 80€/MWh.

Sektoren	Stromkosten/ Bruttowertschöpfung (€/1000€)
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	36,1
Textil und Leder	39,1
Holzverarbeitung	64,5
Papier und Druck	112,8
Chemie und Petrochemie	57,4
Steine und Erden, Glas	59,2
Eisen- und Stahlerzeugung	76,4
Nicht Eisen Metalle	100,9
Maschinen- & Fahrzeugbau	33,1
Öff. & Priv. Dienstleistungen	60,9

Tabelle 33: Stromkosten zu Bruttowertschöpfung

Anhand dieser Tabelle kann man erkennen, dass z.B. bei Papier & Druck und Nicht Eisen Metalle die Stromkosten über 10% der Bruttowertschöpfung ausmachen und somit die Stromkosten große Relevanz für die Wirtschaftlichkeit eines Produktionsbetriebs haben respektive Strompreisveränderungen sich stärker auswirken. Elektrische Lastverschiebung bzw. die Umsetzung von Demand Response Programmen in Unternehmen dieser Branchen wären aus betriebswirtschaftlicher Sicht daher besonders interessant.

Die Stromintensität auf die Verbrauchsgruppen in den jeweiligen Sektoren aufgeteilt ist in Abbildung 51 dargestellt. Hierbei ergibt sich ein leicht verändertes Bild im Vergleich zu Abbildung 47. Die stromintensivsten Bereiche sind Standmotoren der Papierindustrie gefolgt von den Industrieöfen der Nicht Eisen Metall Industrie. Raumheizung/Klimaanlagen und Beleuchtung sind einzig im Sektor ÖPD relevant, die stromintensiver als die Standmotoren sind.

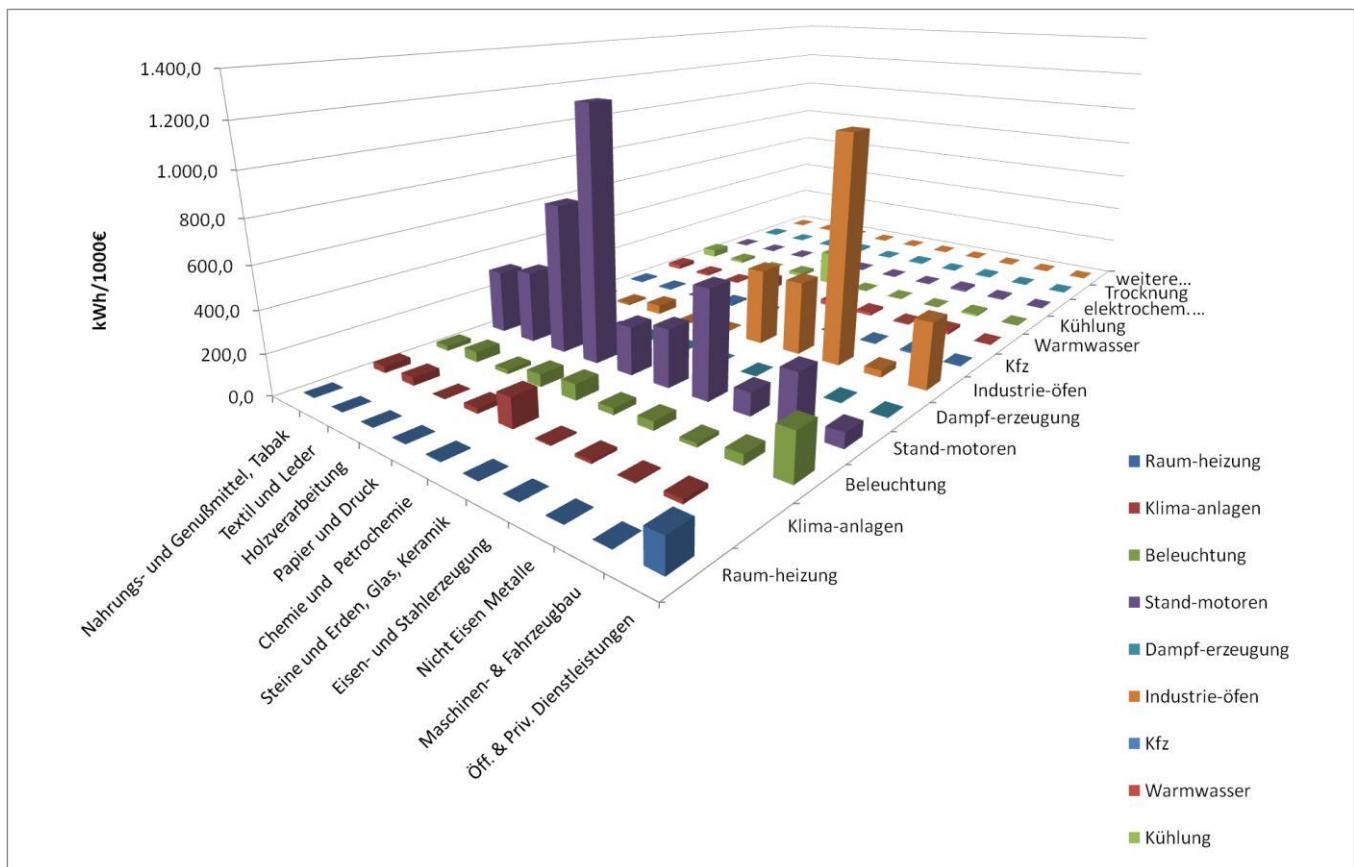


Abbildung 51: Stromintensität Sektoren/Verbrauchsgruppen

In Abbildung 52 sind die Werte der Stromintensitäten der Verbrauchergruppen der jeweiligen Sektoren dargestellt.

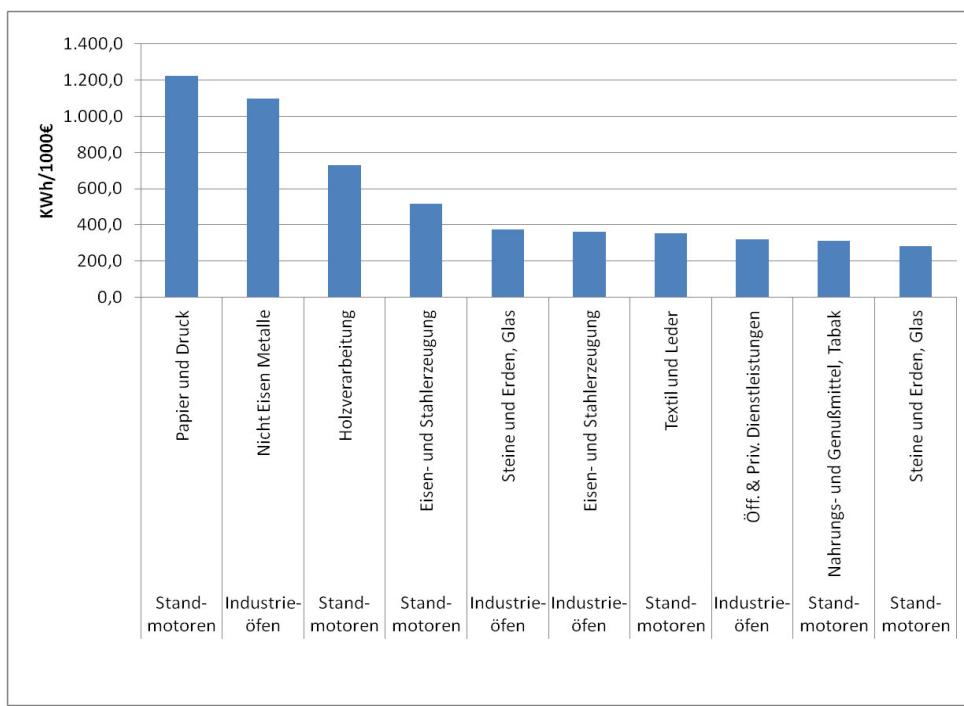


Abbildung 52: Stromintensität Verbrauchergruppen und Sektoren (geordnet)

Im Vergleich zu den Absolutverbräuchen sind ausschließlich Standmotoren und Industrieöfen in den Top 10 enthalten.

Weiters hat die Maschinen- und Fahrzeugbauindustrie zwar absolut gesehen einen großen Verbrauch, jedoch ist sie nicht sie nicht stromintensiv. Somit kann davon ausgegangen werden, dass das Potential in diesem Sektor kleiner ist als in anderen Sektoren. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass Industriebetriebe mit niedrigerer Stromintensität weniger Incentivs respektive geringere Möglichkeiten haben ökonomisch sinnvoll an Demand Response teilzunehmen.

2.2.6. TOP DOWN Erfassung und erste Grobabschätzung des Demand/Response Potentials

Für die Überlegung des TOP DOWN Potentials werden vorwiegend die Verbrauchsgruppen Standmotoren und Industrieöfen mit einbezogen, da diese erstens die mit Abstand grössten und stromintensivsten sind und zweitens das Demand Response Potential der anderen Verbrauchsgruppen als gering angesehen wird.

Bei der Stromintensität folgen den Standmotoren & Industrieöfen die Kältemaschinen, Klimaanlagen und Beleuchtung. Klimaanlagen und Kühlung sind bei den ÖPD und der chemischen Industrie größere Verbrauchspositionen. Erwähnenswert ist hier, dass in der chemischen Industrie die Kühlung im Prozess immer oberste Priorität hat, um die Sicherheit des Betriebs (z.B. in der Petrochemie) zu gewährleisten und den Prozessfortschritt nicht zu gefährden, wodurch sich eher geringe Potentiale ableiten lassen.

Die Beleuchtung - eine relevante Größe im Sektor öff. & private Dienstleistungen (ÖPD) - ist ebenfalls eine Gruppe, die für Demand Response eher ungeeignet ist, da hier kein Betrieb mehr möglich bzw. ausreichend sichergestellt werden kann. Andere Positionen wie das Warmwasser sind wegen ihrer geringen Anteil ebenfalls vernachlässigbar. Somit ergibt sich folgende Darstellung (Abbildung 53).

Aus Erfahrungen über hausinterne Energieeffizienz Programme weist jeder Sektor spezielle Charakteristika bezüglich der genannten DR Kriterien auf.

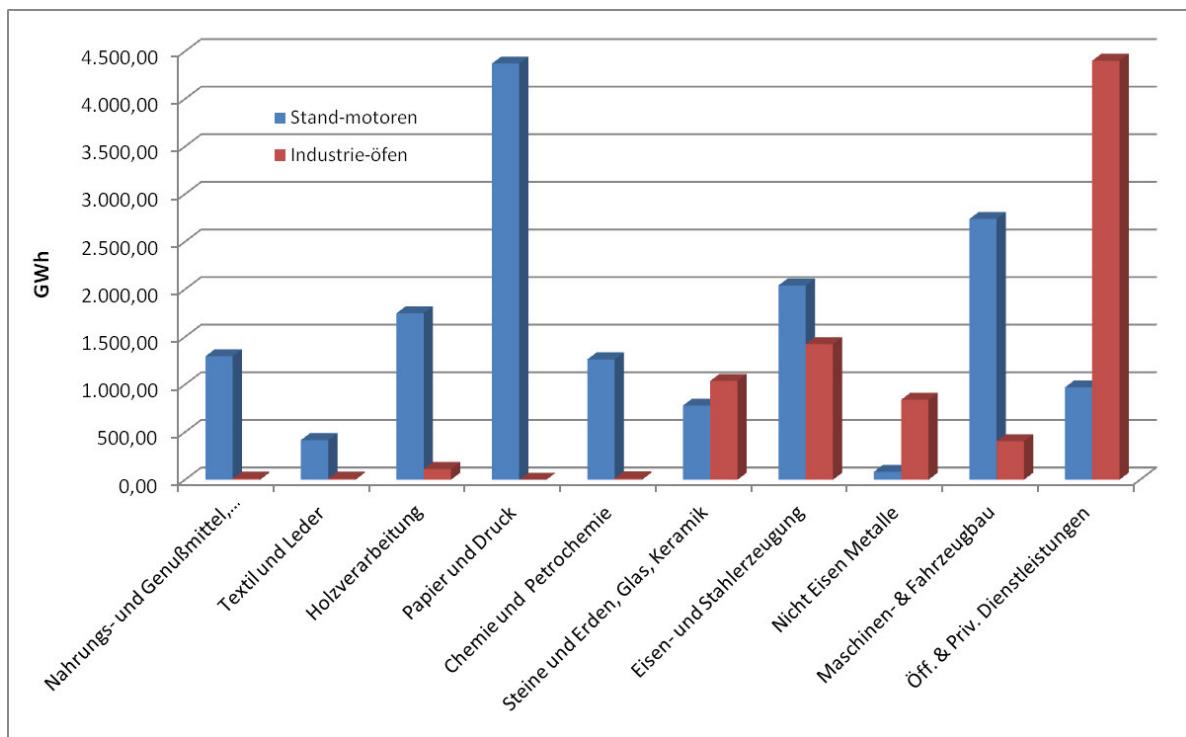


Abbildung 53: Verbrauch Standmotoren & Industrieöfen

2.2.6.1. Kriterien betreffend die Eignung unterschiedlicher Verbraucher bzw. Prozesse zur Verschiebung elektrischer Lasten

Die wichtigsten Kriterien betreffend der Eignung unterschiedlicher Verbraucher bzw. Prozesse zur Verschiebung elektrischer Lasten bzw. für die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Demand Response Programmen sind

- große Einzelverbraucher
- periphere Verbraucher
- hohe Stromintensität
- einfach beherrschbarer Prozess (insbesondere mechanische Aufbereitungen)
- keine Vollauslastung

Diese Kriterien wurden im Zuge von internen und externen (Betriebsleiter, Experten) Diskussionen und anhand der vorgenommenen Literaturrecherche als wesentlich befunden.

Für die Ermittlung des DR-Potentials haben die großen Einzelverbraucher die höchste Relevanz, weil so bei relativ geringem Aufwand ein großes Potential erschlossen werden kann. Bei der Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen ist bei diesen Prozessen nur ein geringfügig höherer Personalaufwand erforderlich. Darüber hinaus gilt es die Komplexität der Abschaltung so gering wie möglich zu halten, da sonst die Gefahr von prozessrelevanten Störungen zunimmt.

Weiteres wurde besonderes Augenmerk auf periphere Verbraucher gelegt, die nicht direkt im Hauptprozess eingebunden sind. Die Umsetzung von Demand Response ist bei diesen Verbrauchern besonders einfach zu bewerkstelligen. Beispiel hierfür sind etwa in der Zementindustrie die Zementmühlen, die nicht direkt mit dem Drehrohrofen gekoppelt sind. Ähnliches gilt für Brecheranlagen in einem Steinbruch oder Holzzerkleinerungsanlagen in Papierwerken. In einigen Betrieben bestimmter Branchen (z.B. Papierindustrie) kann auch die Eigenstromproduktion erhöht werden.

Außerdem wichtig zu erwähnen ist, dass das Potential teilweise stark vom Bezugsjahr abhängig ist. So sind Betriebe, die im Jahr 2007 noch Vollastbetrieb hatten, im Jahr 2008/9 nur z.B. zu 75% ausgelastet, was deren DR Potential entsprechend erhöht bzw. Lastverschiebung erst wirtschaftlich möglich macht.

Das Charakteristikum des Lastverschiebungspotentials ist des Weiteren stark sektorenabhängig. So ist man z.B. in der chemischen Industrie an wenigen, aber dafür längeren Lastverschiebungen pro Jahr interessiert, da die Prozesse kompliziert sind und das An- & Abfahren der Anlage länger dauert und deshalb mit Extrakosten verbunden ist. Im Sektor Steine & Erden ist man hingegen relativ flexibel, da der zu verarbeitende Rohstoff leichter zu handhaben ist und der Prozess nicht zwingend kontinuierlich sein muss. In der Metallbranche, wo große Industrieöfen zu den Hauptverbrauchern gehören, ist die Situation genau umgekehrt wie in der Papierindustrie, da die Öfen in den meisten Fällen nur für kurze Zeit abschaltbar sind.

2.2.6.2. Erste Grobabschätzung des DR-Potentials mittels Bewertungsfaktoren

Zunächst wird das DR Potential mittels Bewertungsfaktoren abgeschätzt, mit bisherigen Studien/Literaturwerten verglichen, um anschließend durch eine Kombination von Bottom Up /Top Down Methode bestimmt zu werden.

Für die wichtigsten Demand Response Kriterien lässt sich dann folgende Matrix auftragen, die die DR Eignung der verschiedenen Sektoren darstellt (Tabelle 34).

	große Einzelverbraucher	periphere Verbraucher	hohe Stromintensität	einfacher Prozess	keine Vollauslastung
Nahrungs- und Genußmittel, Tabak	-	0	0	-	0
Textil und Leder	-	-	--	0	0
Holzverarbeitung	+	+	0	+	+
Papier und Druck	+	++	++	+	-
Chemie und Petrochemie	+	-	0	-	--
Steine und Erden, Glas, Keramik	++	++	+	++	+

Eisen- und Stahlerzeugung	++	-	++	o	+
Nicht Eisen Metalle	+	-	-	o	o
Maschinen- & Fahrzeugbau	--	-	+	-	o
Öff. & Priv. Dienstleistungen	-	o	o	+	-

Tabelle 34: Sektor Charakteristika

Man kann sehen, dass besonders die Sektoren Holz, Papier, Steine & Stahl ein großes Potential erkennen lassen. Man kann die Bewertung mit Zahlen hinterlegen, um das Demand Response Potential abzuschätzen.

Bewertung	Faktor
++	0,75
+	0,6
o	0,5
-	0,4
--	0,25

Tabelle 35: Bewertungsfaktoren

Für die Abschätzung wird der oben dargestellte Faktor für jede Bewertung eingefügt (Tabelle 35), und die verschiedenen Bewertungen je Sektor miteinander multipliziert (Tabelle 36).

		grosse Einzel- verbraucher	periphere Verbraucher	hohe Strom- intensität	einfacher Prozess	keine Voll- auslastung	Gesamt
Nahrungs- und Tabak	Genußmittel,	0,40	0,50	0,50	0,40	0,50	2,0%
Textil und Leder		0,40	0,40	0,25	0,50	0,50	1,0%
Holzverarbeitung		0,60	0,60	0,50	0,60	0,60	6,5%
Papier und Druck		0,60	0,75	0,75	0,60	0,40	8,1%
Chemie und Petrochemie		0,60	0,40	0,50	0,40	0,25	1,2%
Steine und Erden, Glas, Keramik		0,75	0,75	0,60	0,75	0,60	15,2%
Eisen- und Stahlerzeugung		0,75	0,40	0,75	0,50	0,60	6,8%
Nicht Eisen Metalle		0,60	0,40	0,40	0,50	0,50	2,4%
Maschinen- & Fahrzeugbau		0,25	0,40	0,60	0,40	0,50	1,2%
Öff. & Priv. Dienstleistungen		0,40	0,50	0,50	0,60	0,40	2,4%

Tabelle 36: Sektorale Potentialabschätzung auf Basis einer qualitativen Bewertung betreffend der Möglichkeit zur elektrischen Lastverschiebung

Durch die Multiplikation der verschiedenen DR Kriterien, kann eine erste Schätzung abgegeben werden, wie groß das relative Demand Potential ist.

Das Potential ist in Abbildung 54 zusammengefasst. Das Potential kann in folgenden Sektoren als groß bezeichnet, wo mehr als 5% der Gesamtlast verschiebbar sind:

- Holz

- Papier & Druck
- Steine & Erden
- Eisen & Stahl

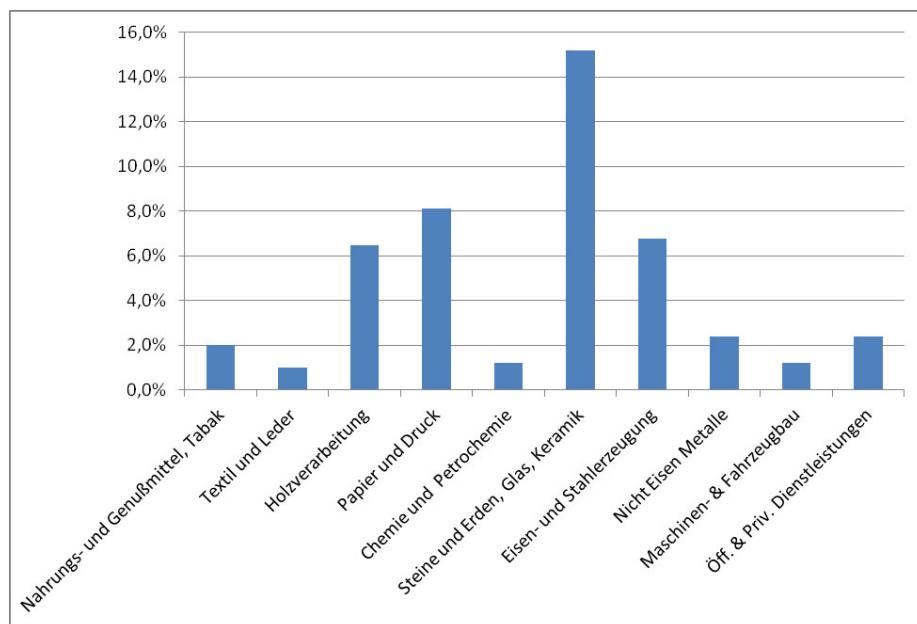


Abbildung 54: Relatives Sektorpotential (Grobabschätzung; Quelle: eigene Berechnungen)

In einer gemeinsamen Darstellung des so ermittelten DR-Potentials in absoluten Zahlen mit den jeweiligen Sektorverbräuchen ergibt sich das folgende Bild (Abbildung 55).

Die absolut größten Potentiale haben die Sektoren Papier, Steine & Erden, Eisen & Stahl und ÖPD gefolgt von der Holzindustrie, wobei jeder dieser Sektoren mehr als 100 GWh pro Jahr an Lasten zur Verfügung stellen kann. Der Pfeil in der Abbildung soll die Effizienz des DR Potentials darstellen: von wenig effizient (rechts unten) bis sehr effizient (links oben).

Insgesamt beläuft sich das DR Potential auf **1516 GWh** und entspricht somit **4,3%** des Gesamtverbrauchs. Diese erste Grobabschätzung ist innerhalb der Bandbreite der Ergebnisse von bisherigen Studien (national und international; siehe Seite 127 - 2.2.7).

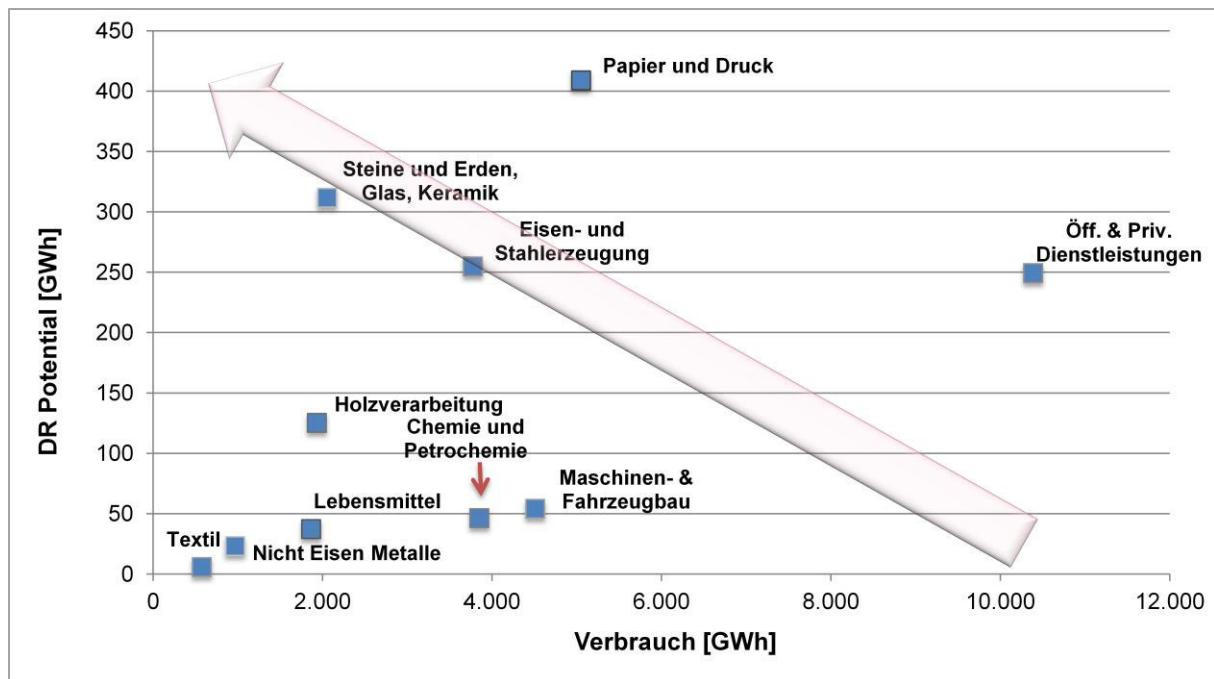


Abbildung 55: absolutes Sektorpotential im Vergleich zum Sektorverbrauch⁷⁴

Eine Möglichkeit, das Leistungspotential zu erfassen, ist die Betriebsstunden der Sektoren zu definieren und anhand jener Werte die Leistung zu berechnen. Aus den durchgeföhrten Projekten und Befragungen (Bottom Up Methode) in der Industrie ergeben sich folgende gemittelte Betriebsstunden pro Sektor (Tabelle 37):

Sektor	Betriebsstunden h
Nahrungs- und Genußmittel, Tabak	7.000
Textil und Leder	6.500
Holzverarbeitung	8.000
Papier und Druck	8.400
Chemie und Petrochemie	8.600
Steine und Erden, Glas, Keramik	7.200
Eisen- und Stahlerzeugung	7.000
Nicht Eisen Metalle	8.000
Maschinen- & Fahrzeugbau	7.500
Öff. & Priv. Dienstleistungen	6.000

Tabelle 37: Sektor-Betriebsstunden

In Abbildung 56 sind die Demand Response Leistungspotentiale je Sektor dargestellt, die für die Energieversorger und somit DR Kunden wichtiger ist als die Energiemenge, da die

⁷⁴ ÖPD hat einen sehr hohen Verbrauch; ist allerdings sehr heterogen aufgebaut. Es sind teils ganz unterschiedliche Prozesse. Deshalb müssen die einzelne Gewerbe bzw. Prozesse jeweils getrennt betrachtet werden (siehe Kap Bottum up).

Energieversorger eher an Leistung als an Energie interessiert sind. Die Gesamtleistung für alle Sektoren beträgt **207 MW**.

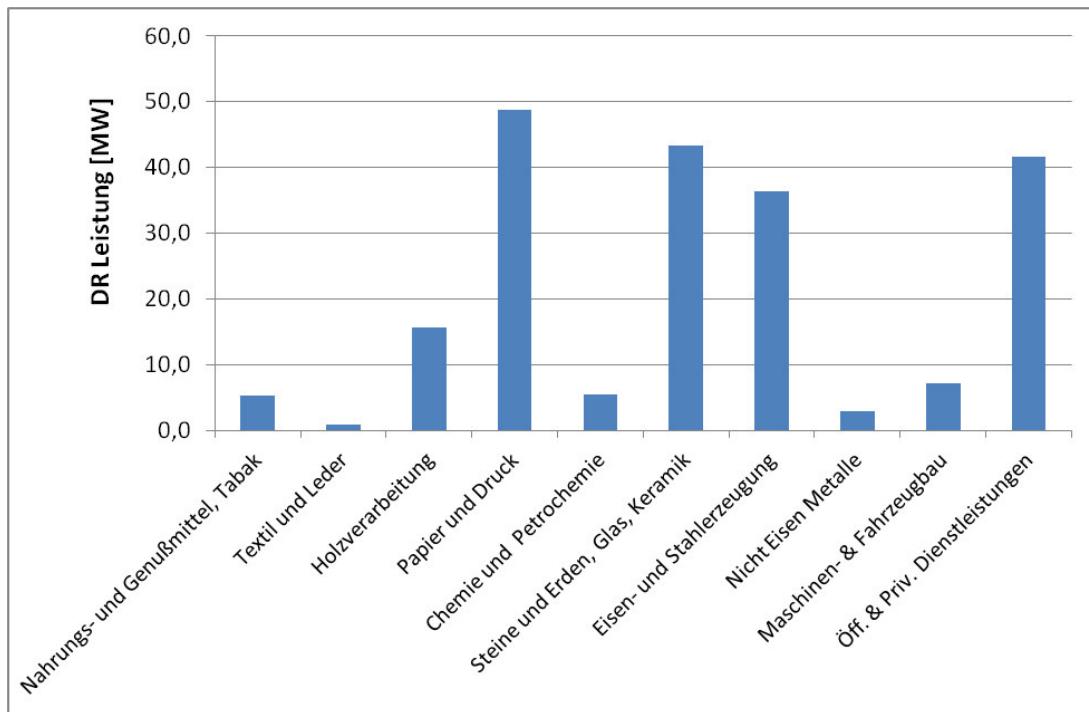


Abbildung 56: Leistungspotential je Sektor

Nach dieser ersten Grobabschätzung ließe sich die größte Leistung in der Papierindustrie mit 47 MW verschieben, gefolgt vom ÖPD Sektor mit 41 MW, Steine & Erden Sektor und dem Stahlsektor mit 42 MW bzw. 35 MW.

2.2.7. TOP DOWN Potential - Abschätzung anhand von Studienergebnissen

Um die erhaltenen Ergebnisse zu vergleichen respektive zu bestätigen, wird im Folgenden auf andere europäische Studien und ihre Ergebnisse verwiesen. In dem Jahresreport der UCTE [UCTE 2007] werden die Länder mit ihren Demand Response Potential angeführt (Tabelle 38). Unter Einbeziehung der Referenzlast (peak load) lässt sich auf ein durchschnittliches Demand Response Potential von 2,5% schließen. Amerikanische Studien bewerten das Potential mit 4% [Battle group 2009] respektive 5,8% [Leeds 2009] etwas höher. Eine Studie der TU Wien [Kupzog 2007] geht von 4% aus. Im Allgemeinen wird das Potential in den Haushalten größer angesehen als in der Industrie [Brauner 2006].

Der berechnete Durchschnittswert des Potentials beträgt 2,5%. Dies stimmt sehr gut mit den Ergebnissen zweier deutscher Studien ([Franz 2006] & [Klobasa 2006]) überein, die das Potential mit 2,2 resp. 2,8% definieren.

2007 EU Länder	Referenzlast			DR Potential								
	GW			GW			% Jan 11:00 19:00 Jul 11:00	Jan 11:00 19:00 Jul 11:00 Ave.				
	Jan 11:00	Jul 19:00	Jan 11:00	Jan 11:00	Jul 19:00	Jul 11:00	Jan 11:00	19:00	Jul 11:00	Jan 11:00	19:00	Jul 11:00
Belgien	12,6	13,0	10,8	0,2	0,2	0,2	1,6%	1,5%	1,9%	1,7%		
Tschechien	9,6	9,8	7,0	0,1	0,1	0,1	1,0%	1,0%	1,4%	1,2%		
Deutschland	74,0	74,1	66,5	0,1	0,1	0,1	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%		
Spanien	41,2	43,2	40,8	2,0	2,0	2,0	4,9%	4,6%	4,9%	4,8%		
Frankreich	79,4	80,6	58,6	3,7	3,7	1,0	4,7%	4,6%	1,7%	3,7%		
Ungarn	5,4	5,6	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Niederlande	16,3	16,1	15,3	1,0	1,0	1,0	6,1%	6,2%	6,5%	6,3%		
Durchschnitt							2,6%	2,6%	2,4%	2,5%		

Tabelle 38: Demand Response in europäischen Ländern [UCTE 2007]

Wenn man nun die Studienergebnisse, d.h. den Durchschnittswert von 2,5%, anderer Länder hennimmt und diese auf Österreich überträgt, dann erhält man für die österreichische Industrie einen Lastverschiebewert von 87 MW respektive 1,9%. (Annahme: Haushalte 4%; mittels der 2,5% des Gesamtpotentials und den 4% der Haushalte konnten die 1,9% der Industrie anhand der Verbrauchsvergleiche berechnet werden). In Tabelle 39 wird aus diesen Potentialen, das Gesamtpotential der Industrie berechnet.

Österreich	DR Potential	DR Potential	Peak-	Jahres-	Anteil
	relativ	absolut	leistung	verbrauch	
	MW	MW	GWh		
Gesamt	2,5%	237	9.499	58.784	100%
Haushalte	4,0%	104	2.601	16.097	27%
Industrie	1,9%	87	4.504	27.874	47%

Tabelle 39: Demand Response Potential Österreich (eigene Berechnung)

Anhand dieses Potentials lassen sich nun die Sektorpotentiale darstellen. Um die Berechnung der Sektorpotentiale zu vereinfachen wurden nur Standmotoren und Industrieöfen in diese Abschätzung einbezogen. Diese stellen mehr als 75% des Verbrauchs dar. Außerdem eignen sich andere große Positionen in der NEA (Abbildung 47: Nutzenergieanalyse Österreich 2007 (Quelle: [Stat. Aus.1 2007], eigene Darstellung) wie die Beleuchtung und die Kühlung in der chemischen Industrie nicht für Demand Response.

In Abbildung 57 ist das Demand Response Potential der österreichischen Industriesektoren angeführt. Die grössten Potentiale haben demnach die Sektoren Papier, Stahl, Maschinen & Fahrzeugbau.

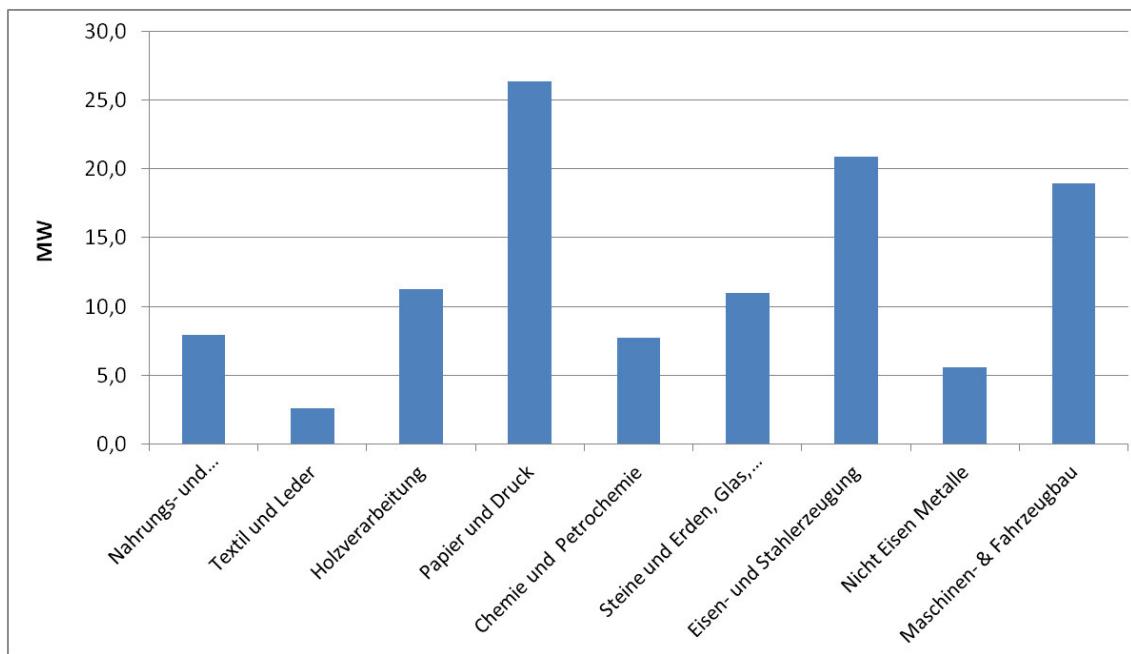


Abbildung 57: DR Potential österr. Industrie (Top Down) – nach Studienergebnissen

2.3. Berechnung des Lastverschiebungspotentials mittels Bottom-up Ansatz

2.3.1. Vorgehensweise

Es ergibt sich, dass vor allem in den stromintensiven Großbetrieben ein wirtschaftliches Lastverschiebungspotential zu erwarten ist. Dies gilt vor allem für die **Grundstoffindustrie**, nämlich **Papier, Metall, Steine & Erden**, da dort große Einzelverbraucher vorhanden sind.

Das integrale Element der Bottom Up Analyse stellen die vor Ort Besuche dar, die entscheidende Antworten auf das mögliche Potential aber auch ein prinzipielles feedback bezüglich der Machbarkeit liefern sollen. Durch Befragung des hiesigen Personals können genaue Eindrücke über die Produktion, die Auslastung, Personal, etc. gewonnen und mögliche Hemmnisse erkannt werden. Weiteres wurden zur Bottom Up Analyse Betriebe hinzugezogen, die seitens Allplan bereits optimiert wurden und wo dadurch eine dementsprechend großes Datenmaterial vorhanden war. So wurde z.B. bei einigen Projekten das Potential für ein Lastmanagement berechnet und diese Ergebnisse übernommen.

Zur systematischen Befragung der Betriebe wurde ein umfassender Fragebogen erstellt, der alle energierelevanten Grunddaten des Werks wie auch alle möglichen DR Potentiale enthält (siehe Anhang).

Für das EVU (Energieversorgungsunternehmen) ist eine lang andauernde Lastabschaltung von vielen Stunden eher uninteressant, da die Lastspitzen in der Regel kürzer sind und bei längeren Engpässen die Energie relativ günstig über die Börse erworben werden kann. Ebenso ist für den Industriebetrieb eine lange Lastverschiebung deswegen problematisch, da die Wahrscheinlichkeit eines einhergehenden Produktionsausfalls dementsprechend ansteigt. Deshalb wurden 4 kritische Lastverschiebungsintervalle ausgewählt, die ein möglichst grosses Spektrum abdecken sollen und gleichzeitig nicht zu weit voneinander entfernt sein sollen, um nicht möglicherweise wichtige Zwischenwerte auszulassen.

Es wurden die Intervalle von **5, 15, 60 und 240 Minuten** abgefragt, wobei davon ausgegangen wurde, dass die relevantesten Zeitintervalle jene von 15 Minuten und 1 Stunde sind. Diese Zeitperioden sind für den (teuren) Zukauf von Ausgleichs- oder Spitzenlastenergie relevant. Das 5 und 240 Minuten Intervall wurde gewählt, um aufzuzeigen wie es an den beiden Extrempunkten aussieht.

Wie aus dem im Anhang befindlichen Fragebogen ersichtlich ist, wurden zu jeden DR tauglichen Aggregaten

- Leistung
- Jahresenergie
- Betriebsstunden

- Fahrweise
- Intervalle
- Anzahl der Unterbrechungen
- Vorlaufzeiten zwischen Benachrichtigung und Unterbrechung
- Personaleinsatz
- etc.

abgefragt. Außerdem wurden allgemeine Daten über den Betrieb erhoben, wie

- Strombedarf (durchschnitt, maximal)
- Eigenstromerzeugung
- Tarif
- Lastmanagement
- Betriebsstunden
- Schichtbetriebsweise
- vorhandene Nebeneinrichtungen
- etc.

Tabelle 40 gibt einen Überblick über die Anzahl der bisher untersuchten Betriebe pro Sektor, wobei 31 Werke durch site visits und 29 Werke über bereits durchgeführte Energieoptimierungsprojekte analysiert wurden. 11 Werke wollten nicht an der Analyse teilnehmen bzw. sahen kein Potential.

Industriesektoren	angefragte + AEEP Werke	analysierte Werke AEEP	analysierte Werke Site Visit	technisches DR Potential	wirtschaftliches DR Potential
Papier und Druck	13	2	5	7	7
Eisen- und Stahlerzeugung	5	1	3	4	4
Nicht Eisen Metalle	4	2	2	4	3
Chemie und Petrochemie	9	3	4	4	2
Steine und Erden, Glas	15	7	8	13	13
Holzverarbeitung	4	0	3	2	2
Nahrungs- und Genußmittel	7	4	3	6	6
Maschinenbau, Fahrzeugbau	9	8	0	5	5
Textil und Leder	1	1	0	1	1
sonstiges Betriebe	4	1	3	4	4
SUMME	71	29	31	50	47

Tabelle 40: Befragung, Analyse, Potential

Tabelle 41 zeigt eine Übersicht über die Stromverbräuche & Stromverbrauchsanteile der Betriebe an den Sektoren und am Gesamtindustrieverbrauch.

Industriesektor	Stromverbrauch 2007 (GWh)	Anteil Sektor am Gesamtverbrauch	Anteil der angefragten & analysierten Werke an Sektorverbrauch		Anteil analysierter Werke an Gesamtverbrauch
			angefragten & analysierten Werke an Sektorverbrauch	Anteil analysierter Werke an Gesamtverbrauch	
Papier und Druck	5.048	20,5%	75,6%	15,5%	
Eisen- und Stahlerzeugung	3.773	15,4%	69,0%	10,6%	
Nicht Eisen Metalle	966	3,9%	39,1%	1,5%	
Chemie und Petrochemie	3.850	15,7%	53,4%	8,4%	
Steine und Erden, Glas	2.052	8,4%	44,8%	3,7%	
Holzverarbeitung	1.931	7,9%	12,9%	1,0%	
Nahrungs- und Genußmittel	1.865	7,6%	9,6%	0,7%	
Maschinenbau, Fahrzeugbau	4.509	18,4%	7,9%	1,5%	
Textil und Leder	573	2,3%	1,4%	0,0%	
SUMME	24.568	100,0%	34,8%	43,0%	

Tabelle 41: Stromverbrauch der untersuchten Werke, Anteil am Gesamtverbrauch je Sektor⁷⁵

Im Zuge der Studie wurden also **71** Werke angefragt bzw. analysiert, welche **durchschnittlich 35% des Sektorverbrauchs** und **43% des Gesamtindustriestromverbrauchs** darstellen. Dadurch kann ein sehr guter Einblick in das österreichische Demand Response Potential gewährleistet werden. Von den **Top 25 Verbrauchern** wurden **21** bzw. von den **Top 50 Verbrauchern** wurden **33** angefragt respektive analysiert.

2.3.2. Standortpotentiale⁷⁶

Im folgenden Unterkapitel werden die Potentiale von einzelnen repräsentativen Standorten in den einzelnen Sektoren dargestellt und erörtert. Es wurde besonders Augenmerk auf grosse Standorte gelegt, da dort die effizientesten Potentiale vermutet werden. Außerdem wurden besonders die stromintensiven Sektoren wie Papier, Eisen & Stahl, Steine & Erden mit den größten vermutenden Potentialen behandelt. Die folgenden Werke sollen einen Eindruck über Größe, Arbeitsweise, Potentiale & Hemmnisse jedes einzelnen Standorts vermitteln. Vor allem deshalb, weil zwar innerhalb eines Sektors zu Ähnlichkeiten kommt, jedoch es trotzdem teilweise sehr große Unterschiede gibt.

⁷⁵ Anmerkung: der Wert im markierten Feld ist ein Mittelwert

⁷⁶ Anmerkung : Die in diesem Unterkapitel enthaltenen Informationen wurden durch Befragung in Meetings mit der Betriebsleitung – unter Zusicherung der Anonymisierung der Daten - sowie ergänzend aus sonstigen Unterlagen (z.B. Jahresberichte etc.) ermittelt. Auf Grund der insbesondere notwendigen Anonymisierung der wirtschaftlichen Daten der Industriestandorte, werden spezifische Kosten in der folgenden Auflistung der einzelnen Potentiale nicht angeführt. Die jeweiligen Kosten werden dann in den Sektor-Potentialen dargestellt.

2.3.2.1. Papierindustrie

Die Papierindustrie gilt als sehr energieintensiv. Um die nachfolgenden Vorgänge näher verstehen zu können, wird die Papierherstellung kurz erläutert und dabei besonders auf die DR relevanten Bereiche verwiesen [Sappi 2010]:

- *Rohmaterial*

Ausgangsmaterial ist Holz, welches zuerst entrindet und anschließend entweder zu Hackschnitzel verarbeitet oder zu Fasern geschliffen wird. Für DR sind die benötigten Schleifer, Entrinder und Hackmaschinen relevant. Die dazugehörigen Antriebe haben mittleren bis höheren el. Leistungsbedarf und sind relativ einfach abzuschalten.

Häufig wird auch Altpapier als Quelle genommen und wiederaufbereitet, wobei die notwendige Papierqualität und Art darüber entscheidet, wie groß der Anteil an Altpapier am Gesamteinsatz ist. Das Altpapier wird mit Wasser in einem Rührprozess aufgeschlossen. Die dafür erforderliche Antriebsleistung des Rührers ist sehr hoch.



Abbildung 58: Holzzerkleinerung (Quelle: www.forstbetrieb-traenkl.de)

- *Zellstofferzeugung*

Als nächstes erfolgt die Zellstofferzeugung, bei der das Holz in Faserform gebracht wird. Hierzu existieren mehrere verschiedene Herstellungsprozesse. Beim *Mechanischen Aufschluss* wird das Material in großen Refiner-Anlagen mittels drehender Steine zu Fasern geschliffen. Allenfalls können auch hierfür Dampf (TMP) und Chemikalien (C-TMP) während des Prozesses verwendet werden, um eine höhere Ausbeute respektive Qualität zu erreichen.

Die Refineranlagen von größeren Papierfabriken haben normalerweise Nennleistungen von mehreren MW. Die Prozesse sind teilweise mit der eigentlichen Papiererzeugung gekoppelt.

Der holzfreie Zellstoff kann auch rein chemisch erschlossen werden, wobei die Ausbeute hierfür entsprechend geringer ist. Weit verbreitet sind das Sulfit bzw. Sulfatverfahren, bei dem unter anderem Schwefelsäure zum Einsatz kommt. Anschließend erfolgt die Bleiche.

- *Papierherstellung*

Bevor der Zellstoff auf die Papierbahn kommt wird dieser allenfalls noch vorgemahlen und mit Füll-/Hilfsstoffen versetzt. Dies erfolgt auch mit Refinern, die normalerweise jedoch geringere Leistungen aufweisen.

Am Stoffauflauf beträgt der Feststoffanteil ca. 1%, wobei der Rest Wasser ist. Durch Sieben & Pressen erfolgen die Blattbildung und eine Reduktion des Wasseranteils auf 50%. In der *Siebpartie* werden zur Entwässerung Vakuumpumpen eingesetzt, die das Wasser von den Siebfilzen absaugen. Bei jeder Papiermaschine werden immer mehrere Vakuumpumpen (5-10) betrieben, wobei die jeweiligen Nennleistungen 50-400kW betragen können.

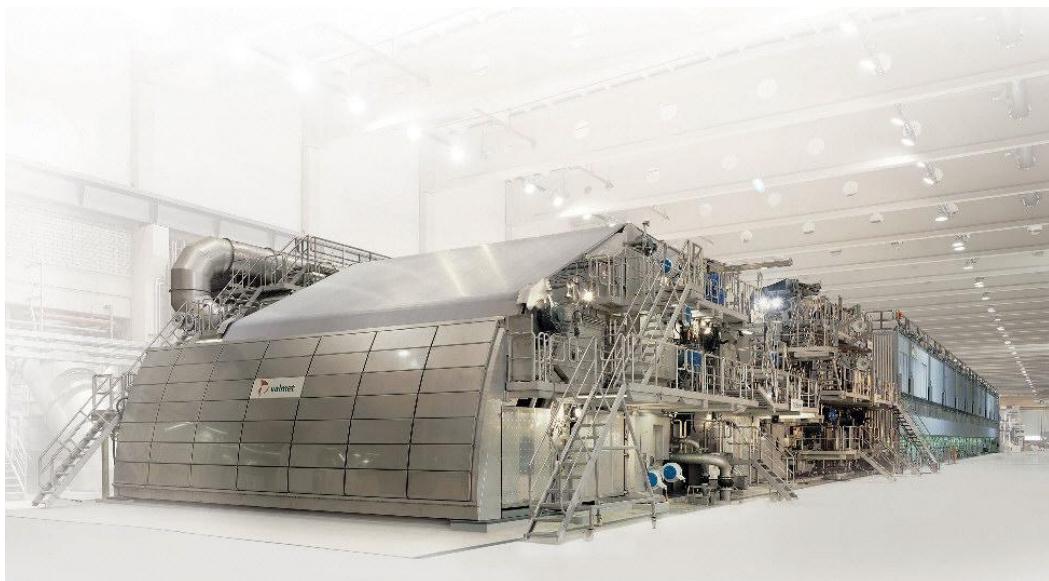


Abbildung 59: Papiermaschine (Quelle: TU Dresden / UPM)

Nach der Nasspartie wird das Papier über Trockenzylinder gerollt, welche mit Dampf beheizt werden. Durch diese Kontakttrocknung wird dem Papier die restliche Feuchtigkeit entzogen.

Das getrocknete Papier kann dann anschließend geglättet und mittels z.B. Leimpresse an der Oberfläche behandelt werden. Hochwertiges Magazinpapier wird noch gestrichen, um Glanz und Glätte zu verbessern.

Bedingt durch die großen Wasserströme machen an jedem Standort die notwendigen elektrischen Leistungen zum Antrieb der Pumpen einen Großteil der Gesamtleistung aus.

Obwohl bei einer Papiermaschine Gesamtleistungen von mehreren MWel üblich sind, steht die Komplexität der Anlage einer Nutzung für Demand Response im Wege. Eine Abschaltung/Reduktion der zahlreichen Pumpen und Antriebsaggregate ist recht zeit- und kostenintensiv. Die meisten Betriebe würden deshalb bei der Papiermaschine am wenigsten Potential sehen.

Obwohl ein Großteil des Wassers im Kreislauf geführt wird, kommt es zu enormen anfallenden Abwassermengen, weshalb viele größere Standorte eine eigene Kläranlage betreiben. Die für die Belebungsbecken eingesetzten Belüftungsaggregate benötigen zum Betrieb große Mengen Strom (0,5-2 MW). Diese können teilweise für Demand Response kurzzeitig verwendet werden.



Abbildung 60: Kläranlage (Quelle: www.wasserverband-bsb.de)

2.3.2.1.1. Papierfabrik 1

Industriesektor	Papier
Jahresstromverbrauch	42000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	5000 kW
Eigenproduktion	2600 kW
Jahresbetriebsstunden	8400 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	starr

Tabelle 42: Daten PF 1⁷⁷

Situation

Das Werk produziert Karton mit einer Kartonmaschine ca. 350 Tage pro Jahr und besitzt nebenan ein Packaging Werk. Zur Produktion wird zu 100% Altpapier verwendet, weshalb weder eine Zellstofferzeugung noch eine Holz-Schleiferei vorhanden sind. Weiters wird eine Dampfturbine betrieben und das Werk verfügt außerdem über ein Wasserkraftwerk. Somit kann rund die Hälfte des Strombedarfs selbst gedeckt werden – maximal 2600 kW. Die Bezugsleistung ist mit 3100 kW begrenzt, falls dieser Wert überstiegen wird, erfolgt ein Lastabwurf.

Potential

Ein Herunterfahren der Kartonmaschine ist sehr zeit- und kostenintensiv. Der Normalbetrieb ist erst nach einem Tag wieder hergestellt, weshalb eine Abschaltung des Hauptprozesses nicht sinnvoll möglich ist.

Der Kartonmaschine sind 5 Pulper mit unterschiedlichen Leistungen vorgeschalten. Die Leistungen bewegen sich zwischen 90 und 200 kW. Die Pulper laufen nicht alle gleichzeitig, weshalb kurzzeitig der ein oder andere vom Netz genommen werden kann. Insgesamt ergibt sich somit eine Lastverschiebungspotential von 300 kW, welches maximal 15 Minuten genutzt werden kann. Die Unterbrechungen können täglich erfolgen. Es kommt dennoch nicht zu Unterbrechungen in der Kartonproduktion. Da auch der Personeneinsatz gering ist, sind die DR Kosten niedrig.

Das Werk verfügt über eine Kläranlage, wobei der Ventilator Strom in der Höhe von 110kW verbraucht. Die Kläranlage läuft das ganze Jahr und kann ebenfalls täglich bis zu 15min abgeschaltet werden. Die Kosten hierfür sind Null, da bei der Kläranlage kein Personal tätig ist.

Ein Altholz Shredder ist ca. 3000h im Jahr in Betrieb. Der Shredder läuft nach Bedarf und wird von einer Person 2-schichtig betrieben. Der dazugehörige Silo ist normalerweise über

⁷⁷ Quelle: alle angeführten Daten in den beschriebenen Werken beruhen auf eigene Recherche & Befragung Werksleitung

50% gefüllt, weshalb der Betrieb maximal 30-48h eingestellt werden kann. Das Personal kann teilweise für Ersatztätigkeiten eingesetzt werden.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	0,57	29,2	16,6	1	
15	0,57	87,5	49,9	1	
60	0,16	350,0	56,0	1	
240					

Tabelle 43: Potential PF 1

2.3.2.1.2. Papierfabrik 2

Industriesektor	Papier
Jahresstromverbrauch	300.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	35.000 kW
Eigenproduktion	18.000 kW
Jahresbetriebsstunden	8.500 h
Lastmanagement	ja
Tarifstruktur	börsenorientiert

Tabelle 44: Daten PF 2

Situation

Das Werk verfügt über eine Papiermaschine. Der Leistungsbedarf beträgt maximal 42 MW, wobei maximal 23 MW von der werkseigenen Dampfturbine erzeugt werden. Neben der Papiermaschine gibt es noch eine Altpapieraufbereitungsanlage, eine Hackerei und eine Zellstofferzeugung, wo der gesamte Frischfaser-Zellstoff für das Werk hergestellt wird. Eine Kläranlage ist nicht vorhanden. Die Papiermaschine läuft ca. 7500 Stunden im Jahr.

Potential

Durch die entstehenden An- und Abfahrkosten, technischen Schwierigkeiten als auch wegen des einhergehenden Produktionsverlusts, ist die Papiermaschine für den Einsatz für Demand Response unwirtschaftlich. Weitere elektrische Verbraucher wie das Kesselhaus oder die Zellstofferzeugung sind ebenfalls nicht für Lastverschiebungen geeignet.

Die Altpapieraufbereitungsanlage verbraucht durchschnittlich 3-4 MW, wobei das Pulper-Rührwerk kurzzeitig abschaltbar ist. Das Pulper-Rührwerk der Aufbereitungsanlage hat einen Leistungsbedarf von ca. 500 kW und ist kurzzeitig abschaltbar. Die Altpapieraufbereitung läuft ca. 4000 h im Jahr und hat somit freie Kapazitäten. Der Betrieb ist meistens nachmittags. Das anwesende Personal kann kurzfristig Ersatztätigkeiten durchführen, weshalb keine direkten Kosten anfallen.

Die Hackanlage am Holzplatz weist ebenfalls 4000 Jahresbetriebsstunden auf (2 Schichten), und bezieht ca. 2500 kW im Vollbetrieb, wobei die Hackerei ausschließlich untertags und vorzugsweise am Vormittag betrieben wird. Die Lager sind zumeist eher voll, wobei von einem vollen Lager der Betrieb 6-8 Wochen aufrechterhalten werden kann. Wegen der relativ geringen Auslastung können hier Lastverschiebungen bis zu 1 h vorgenommen werden. Es arbeiten normalerweise 26 Mann (in 2 Schichten) am Holzplatz, die aber großteils für andere Tätigkeiten eingesetzt werden können.

Die Altpapieraufbereitung wird im Normalfall nicht mit der Hackerei gleichzeitig betrieben, weshalb das gesamte Standortpotential nicht zur selben Zeit genutzt werden kann.

DR Zusammenfassung				
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)
5				
15	2,5	50	125,0	0,25
60	2,5	100	250,0	0,25
240				

Tabelle 45: Potential PF 2

2.3.2.1.3. Papierfabrik 3

Industriesektor	Papier
Jahresstromverbrauch	720.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	90.000 kW
Eigenproduktion max	120.000 kW
Jahresbetriebsstunden	8500 h
Lastmanagement	ja
Tarifstruktur	börsenorientiert

Tabelle 46: Daten PF 3

Situation

Das Werk verfügt über 2 Papiermaschinen. Da ausschließlich hochwertiges Papier erzeugt wird, wird kein Altpapier zur Papierproduktion eingesetzt. Insgesamt können 131 MW Strom produziert werden, wobei 66 MW von der GuD Anlage, 60 MW von 3 Dampfturbinen (davon 30 MW von einem Kohlekraftwerk) und 5 MW von einem Wasserkraftwerk kommen. Im Normalbetrieb werden ca. 90 MW davon genutzt.

Auf Grund der großen Papier- & Stromproduktionskapazität und der bei Energiepreisänderungen einhergehenden Kostenverschiebungen, werden alle Energieträger kurzfristig an der Börse gekauft, damit immer die kosteneffizienteste Energieversorgung für die Papierproduktion gewährleistet werden kann. Eine Absenkung der Stromproduktion zum Kauf billigen Nachtstroms wird bereits angewandt. Die Produktion erfolgt in 3 Schichten.

Potential

Falls es zu einem Papierabriss kommt steht die Papiermaschine ca. 2-3 Stunden. Ein absichtliches Abschalten der Papiermaschine zwecks einer Lastverschiebung ist abgesehen von den finanziellen Verlusten wegen des Schadensrisikos nicht möglich.

Am Standort wird eine Kläranlage betrieben, deren Belüftungsanlage für das Belebungsbecken 1,5 MW elektrische Leistung benötigt. Diese Belüftung wird bereits stufenweise intervallsmäßig betrieben.

Am Holzplatz werden Hackanlagen mit insgesamt 2 MW verwendet. Der Betrieb läuft derzeit in 2 Schichten wochentags. Somit laufen die Anlagen ca. 4000 h im Jahr. Sollten Überkapazitäten vorhanden sind, wäre eine Abschaltung von maximal mehreren Stunden möglich, auch wenn die relevanten Lastverschiebungssintervalle kleiner als 1 Stunde sind.

Die chemische Zellstofferzeugung benötigt im Normalbetrieb ca. 30 MW, davon sind bis zu 6 MW verschiebbar. Die Lastverschiebung kann bis zu 1% der Jahresbetriebsstunden ausmachen, was einer Dauer von 85 h Stunden entspricht.

Als weitere Maßnahme könnte die Eigenstromerzeugung angehoben werden, sofern je nach Betriebssituation und Jahreszeit die GuD Anlage freie Kapazitäten hat, da sie schnell reagieren kann und gegebenenfalls bis 5-10 MW zusätzlich produziert werden können. Hierbei sind natürlich die Stromgestehungskosten zu berücksichtigen.

Betriebsseitig wird festgehalten, dass Demand Response ab einem Preis von mindestens 200 €/MWh interessant sein könnte.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	17,5	25	437,5	1	
15	19,5	53	1.023,8	1	
60	18,0	107	1.920,0	1	
240	18,0	107	1.920,0	1	

Tabelle 47: Potential PF 3

2.3.2.1.4. Papierfabrik 4

Industriesektor	Papier
Jahresstromverbrauch	130.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	17.500 kW
Eigenproduktion max	10.000 kW
Jahresbetriebsstunden	8.300 h

Lastmanagement	ja
Tarifstruktur	dynamisch

Tabelle 48: Daten PF 4

Situation

Am Standort werden 2 Papiermaschinen betrieben, wobei das erzeugte Papier zu 80% aus Altpapier und zu 20% aus Zellstoff besteht. Der Zellstoff wird nicht im Werk produziert sondern zugekauft. Somit gibt es auch keine Holzzerkleinerungsanlage. Weiters sind 3 Refiner vorhanden, hier ist jeweils eine für die Papiermaschine im Einsatz und eine weitere für die Altpapieraufbereitungsanlage. Die Refiner haben keine Puffer und können daher nicht für eine Lastverschiebung herangezogen werden.

Die Stromproduktion übernimmt ein GuD Kraftwerk mit zweimal 5MW Normalleistung und durchschnittlich 7-8 MW werden aus dem Netz bezogen. Bevor das Unbundling der Energiebranche stattgefunden hat, wurde die Altpapieraufbereitungsanlage zwecks Leistungsbegrenzung vom Netz genommen. Zurzeit ist das Problem, dass am Wochenende eigentlich die Eigenstromproduktion runter gefahren werden könnte, um billigen Strom zu kaufen. Jedoch erhöht sich dann der Netzeleistungspreis, weil die Bezugsleistung steigt, und die Zeit des 15min-Maximums nicht gewichtet wird (Wochenende ist off-peak). Somit ist es trotz billigem Arbeitspreis unwirtschaftlich die Eigenproduktion zu verringern.

Potential

Die Altpapieraufbereitungsanlage wird trotz Überkapazitäten auf Vollast gefahren, da der Rest gelagert wird bevor Zellstoff teuer gekauft werden muss. Es können 3 MW an Last über eine Maximaldauer von 3 Stunden verschoben werden. Pro Jahr könnte die Anlage bis zu 300 Stunden vom Netz genommen werden, was ca. 3,5% der Jahresbetriebsstunden entspricht.

Dazu bedarf es einer Vorlaufzeit von einem Tag, um die Bereitschaft anzumelden. Die tägliche Verfügbarkeit ist nicht sichergestellt, es könnte aber täglich die Bereitschaft dazu für den nächsten Tag bekanntgegeben werden. Etwa 1/3 der Zeit kann mit einer Bereitschaft gerechnet werden. Es fallen Kosten für das An- und Abfahren an der Anlage als auch eventuell für Personal, welches für die Zeit der Abschaltung unproduktiv wäre.

Bei den Papiermaschinen, die 4 beziehungsweise 7 MW Leistung benötigen, sind zwar keine Abschaltungen möglich, jedoch kann eine Produktionsabsenkung erfolgen, die eine Strombedarfsabsenkung von bis zu 20% ermöglicht. Somit haben beide Papiermaschinen zusammen ein Demand Response Potential von 1,5 MW. Da die Papiermaschinen immer in Betrieb sind kommt eine Produktionssenkung einem Ausfall gleich und somit fallen Ausfallkosten an. Diese Verschiebungen sind maximal 50 Stunden im Jahr möglich. Die Verschiebungsintervalle wären aber wegen des Aufwands mit mindestens 4 Stunden anzusetzen.

Die Gebläse der Kläranlagen besitzen ebenfalls ein Lastverschiebungspotential. Die gesamte Kläranlage verbraucht ca. 0,6 MW, wobei die Gebläse davon 0,3 MW benötigen. Eine Abschaltung ist bis zu 30 Minuten möglich, hängt aber vom gegenwärtigen Schlammeintrag ab und kann möglicherweise nicht immer genutzt werden. Die Anlage wird mannlos betrieben und so fallen direkt keine Kosten an.

Die Verwendung der GuD Anlage für ein DR Programm ist am leichtesten. Eine Erhöhung der Eigenstromerzeugung ist aber nur dann möglich, wenn der Wärmebedarf der Fabrik geringer ist, als die Wärmeleitung mit dem Gasturbinenabgas. Dann werden die Turbinen wärmegeführt (in Teillast) betrieben. Das ist üblicherweise in den Sommermonaten (Juni bis September) der Fall. Zu der Zeit könnten ca. 1,5 MW mehr Strom produziert werden, was einer Erhöhung der Stromproduktion von 15% entspricht und zusätzlich fallen Stromerzeugungskosten an.

DR Zusammenfassung				
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)
5				
15	1,8	75	135,0	1
60	4,5	150	675,0	1
240	12,5	56	700,0	1

Tabelle 49: Potential PF 4

2.3.2.1.5. Papierfabrik 5

Industriesektor	Papier
Jahresstromverbrauch	700.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	87.000 kW
Eigenproduktion max	82.000 kW
Jahresbetriebsstunden	8.760 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	börsenorientiert

Tabelle 50: Daten PF 5

Situation

Die Stromerzeugung erfolgt zum Großteil über eine GuD-Anlage (40 + 22 MW installierte Leistung), ein Biomassekraftwerk (15 MW installierte Leistung) und Wasserkraft (5 MW installierte Leistung), der verbleibende Rest von ca. 20 MW wird vom öffentlichen Netz bezogen.

Das Werk verfügt über 2 Papiermaschinen, die Publikationspapiere produzieren, und welche für den Betrieb 10 MW respektive 22 MW elektrische Leistung benötigen. Der Großteil des Einsatzmaterials ist Altpapier.

Weiters verfügt der Betrieb über eine 2 Halbstoffproduktionsanlagen und eine Kläranlage.

Potential

Die Papiermaschinen fahren normalerweise immer auf Vollast, weshalb hier verwendetes Demand Response zu Produktionsverlusten führt. Jedoch ist dies auch von der Wirtschaftslage abhängig und in Krisenzeiten können Produktionstage ausfallen.

Die Altpapieraufbereitung erfolgt in 2 Schritten. Zuerst erfolgt die Stoffauflösung in Trommeln und danach die Sortierung des Materials. Hier wären theoretisch die 2 Trommeln mit je 400kW abschaltbar, jedoch ist diese Lastverschiebung noch nicht geprüft und Kosten für das An-/ und Abfahren würden anfallen.

Das größte Lastverschiebungspotential besteht bei der Halbstoffproduktion. Hier findet der Aufschluss einerseits thermo-mechanisch und nachgeschaltet auch chemisch statt, wobei die mechanische Produktion 32 MW und die chemische Zellstoffproduktion 3 MW benötigt. Zwar kann eine vollkommende Abschaltung nicht bewerkstelligt werden, aber die Bezugslistung der mechanischen Zellstoffproduktion kann um 10 MW und die chemische Zellstoffanlage fast zur Gänze abgesenkt werden. Wegen der Auslastung sind Lastverschiebungen von bis zu 4 respektive 8 Stunden pro Tag möglich. Der Personeneinsatz für die jeweiligen Anlagen ist sehr gering.

Die werkseigene Kläranlage verfügt über 6 Belebungsbecken mit 3 Turbogebläsen (jeweils 2 davon gleichzeitig in Betrieb), welche insgesamt 1 MW Nennleistung haben. Diese sind bis zu 30 Minuten abschaltbar, wobei Abschaltungen täglich erfolgen können. Als weitere Maßnahme kann die Stromproduktion der GuD-Anlage variiert werden, respektive kann die Stromproduktion in der Nacht zurückgefahren werden, um die Netze zu belasten.

Prinzipiell ist eine Bereitschaft nach dem Day-Ahead-Prinzip möglich. Konkret muss eine eingeforderte Lastverschiebung mindestens 15 Minuten vorher bekanntgegeben werden.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	20,0	90	1.800,0	0,25	
15	20,0	180	3.600,0	0,25	
60	20,0	360	7.200,0	0,25	
240	20,0	360	7.200,0	0,25	

Tabelle 51: Potential PF 5

2.3.2.2. Stahlindustrie

2.3.2.2.1. Stahlwerk 1

Industriesektor	Stahl
Jahresstromverbrauch	250.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	50.000 kW
Eigenproduktion	100 kW
Jahresbetriebsstunden	6.100 h
Lastmanagement	ja
Tarifstruktur	börsenorientiert

Tabelle 52: Daten SW 1

Situation

Im Werk werden Walz- und Schmiedestücke sowie Halbzeug aus Edelstahl gefertigt. Die Produktion beträgt 30 Tonnen pro Stunde. Im Durchschnitt werden 40 – 60 MW el. Leistung benötigt, wobei ein kleiner Teil von der Eigenerzeugung stammt.

Die Produktionsschritte sind schmelzen, gießen & walzen bzw. schmieden. Die großen Energieverbraucher sind verschiedene (Vakuum-)Lichtbogen- und Induktionsöfen, wobei der größte Schmelzofen eine Leistung von 40 MVA aufweist. Weiteres sind 6 Vakuum-Lichtbogenöfen und 8 Elektro-Schlacke-Umschmelzanlagen in Betrieb. Hier verbraucht die größte Anlage 2 MW. Ebenfalls werden ein Vakuuminduktionsofen (4 MW) und zwei Induktionsöfen 2 MW betrieben. Neben den Öfen befinden sich in der Anlage noch Pfannenheizstände mit insgesamt 12,5 MVA Leistung. Neben der Aufbereitung existieren noch ein Walz- (5MW) und ein Schmiedewerk (3MW) am Standort.

Potential

Technische Lastverschiebungspotentiale haben der große Lichtbogenofen, die Induktionsschmelzöfen und in geringerem Ausmaß die Pfannenheizstände.

Beim großen Lichtbogenofen dauert eine Charge ca. 2 Std, wobei die tatsächliche el. Leistungsaufnahme 1,5 Std. pro Charge beträgt. Kurzzeitige Abschaltungen sind hier möglich und wurden auch noch vor dem Unbundling von Netz und Energie durchgeführt.



Abbildung 61: Lichtbogenofen (Quelle: Siemens)

Eine Abschaltung ist jedoch unerwünscht, wenn die Charge kurz vor Fertigstellung ist. Hier könnte dann Leistung auch entsprechend reduziert werden. Prinzipiell kann ohne Vorlaufzeit abgeschaltet werden, wobei eine Abschaltung von 15min technisch realisierbar ist. Bei längeren Vorlaufzeiten von ca. 2 Std. kann auch 1-2 Std. abgeschaltet werden.

Das Potential zur Lastverschiebung ist jedoch nur vorhanden, wenn kein Engpass in der Produktion vorherrscht, da sonst gegen den Deckungsbeitrag gerechnet werden muss. Bei der derzeitigen Auslastung kann der Verlust einer Charge am Wochenende aufgeholt werden, wobei hier natürlich zusätzliche Personal- und Betriebskosten anfallen würden. Weiteres wäre auch eine Verlegung der Produktion auf das Wochenende möglich. Auch hier wären erhöhte Personalkosten anzusetzen.

Die Umschmelzöfen bergen kein Potential, da hier prozessbedingt die Stromzufuhr nicht unterbrochen werden darf. Das Walzwerk und die Schmiede hat kein wirtschaftliches Potential, da hier die Leistungen relativ gering, aber die entstehenden Zusatzkosten hoch sind.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	33,0	80	2.640,0	0,25	
15	33,0	80	2.640,0	0,25	
60	33,0	80	2.640,0	2,00	
240					

Tabelle 53: Potential SW 1

2.3.2.2.2. Stahlwerk 2

Industriesektor	Stahl
Jahresstromverbrauch	110.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	19.000 kW
Eigenproduktion	100 kW
Jahresbetriebsstunden	7000 h
Lastmanagement	ja
Tarifstruktur	börsenorientiert

Tabelle 54: Daten SW 2

Situation

Das Stahlwerk verbraucht durchschnittlich 19 MW Strom, wobei ein kleiner Teil (0,1 MW) Eigenstrom produziert wird. Die Produktion erfolgt rund um die Uhr mit Ausnahme des Wochenendes.

Das Werk liefert hauptsächlich diverse Antriebsteile an die Autoindustrie. Der Stahlschrott wird zuerst aufgeschmolzen. Zur Herstellung der Waren werden vor allem Sand-, Druck- & Kokillengussanlagen eingesetzt. Die energieintensiven Anlagen sind die Induktionsöfen, Druckgußzellen, Warmhalteöfen, Vergüteöfen und die Druckluftstation.

Potential

Das größte Lastverschiebepotential weisen die 2 Induktionsöfen auf, welche insgesamt maximal 8 MW verbrauchen. Die Öfen werden 7000h Stunden pro Jahr betrieben und verbrauchen >40 GWh Strom pro Jahr. Die Öfen laufen im Chargenbetrieb, wobei der Stromverbrauch mit dem Anteil an geschmolzenen Stahl im Ofen ansteigt. Das heißt, der Strombezug ist einerseits variabel aufgrund des Chargenbetriebs und andererseits wegen des unterschiedlichen Schmelzanteils im Ofen. Somit ist eine Lastabschaltung hier nicht mit einer konstanten Reduktion gleich zu setzen. Jedoch ist es möglich einen Teil der Maximallast als Lastverschiebepotential zu definieren. Damit könnte das Potential relativ konstant gehalten werden, respektive ergibt sich so ein realistischer Durchschnittswert. Es ist zwar nicht möglich die Anlagen komplett abzuschalten, aber eine Lastreduktion um 3MW ist technisch & wirtschaftlich realisierbar.

Kurzzeitige Abschaltungen - genauer Strombezugsreduktionen - im Bereich des relevanten 15min Intervalls können einmal pro Woche durchgeführt werden. Hierbei müsste dann zum Beispiel eine Charge zu einem späteren Zeitpunkt aufgeschmolzen werden. Dies ist in der derzeitigen Auftragssituation möglich, kann sich jedoch zyklisch ändern.

Sehr befristete Reduktionen im Bereich von 5min sind jedoch viel öfter, bis zu 5mal pro Tag, möglich, da hier innerhalb des Schmelzprozesses die Schmelzkurve weniger steil ist und nicht eine ganze Charge verloren geht. Es wird davon ausgegangen, dass zu 60% ein Puffer

für Lastreduktionen vorhanden ist, sprich die Produktionsausfälle können innerhalb des Systems (der Produktion) aufgeholt respektive kompensiert werden. Wenn der Puffer in der Produktion nicht vorhanden ist, dann kann das Lastverschiebepotential auch nicht wirtschaftlich umgesetzt werden, weil die Verschiebung einen Produktionsausfall gleichkommt, welcher in der derzeitigen Energiesituation nicht geldlich kompensierbar wäre.

Der Personaleinsatz allein für die beiden Induktionsöfen beläuft sich auf 30 Mann, welche im Falle einer Lastreduktion keine Ersatztätigkeiten hätten. Die finanziellen Auswirkungen wären jedoch bei Leistungsreduktionen im Rahmen eines 5min oder 15min Intervalls relativ gering und würden einer wirtschaftlichen Umsetzung nicht im Wege stehen.

Die am Standort ebenfalls betriebenen Druckgußzellen (3,4 MW), Warmhalteöfen (1,5 MW) und Vergüteöfen (1 MW) sind für Demand Response eher ungeeignet, da hier mehrere kleine Lasten zusammengeschalten werden müssten, um ein technisch sinnvolles Lastverschiebeniveau zu erreichen. Dies würde den logistischen und somit auch den finanziellen Aufwand entsprechend erhöhen. Weiters sind jene Anlagen auch für den reibungslosen Ablauf der Produktion systemimmanent, weshalb von einem Einbezug jener Leistungen Abstand genommen wird.

Die Druckluftkompressoren können auch nicht abgeschaltet oder reduziert werden, da sonst die Produktion nicht optimal bewerkstelligt werden könnte.

Die Umsetzung eines Demand Response Befehls kann unverzüglich bei Benachrichtigung erfolgen, wobei bezüglich der Bekanntgabe der Bereitschaft eine day-ahead Vereinbarung befürwortet wird.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	3,0	20,8	62,5		1,0
15	3,0	12,5	37,5		1,0
60					
240					

Tabelle 55: Potential SW 2

2.3.2.2.3. Stahlwerk 3

Industriesektor	Stahl
Jahresstromverbrauch	210.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	33.000 kW
Eigenproduktion	0 kW
Jahresbetriebsstunden	7.500 h
Lastmanagement	ja
Tarifstruktur	kA

Tabelle 56: Daten SW 3

Situation

Das Werk lässt sich im Prinzip in folgende Teile unterteilen:

- Schrottanlieferung
- Stahlwerk
- Walzwerk
- Adjustage

Nach der Verdichtung des Schrotts wird der Stahl im Elektrolichtbogenofen aufgeschmolzen, kommt dann anschließend zur Optimierung in den Pfannenofen und wird danach in der Strangussanlage zu Knüppeln vergossen.

Im Walzwerk wird das Material nach der Erwärmung im Stoßofen warmgewalzt und anschließend vergütet.

Das Stahlwerk arbeitet im Dreischicht Betrieb, wobei zurzeit sonntags nicht produziert wird. Der Stromverbrauch liegt durchschnittlich zwischen 28-38MW je nach Auslastung und Betrieb der Öfen, wobei der mit Abstand größte Verbraucher der Schmelzofen ist. Dieser verbraucht maximal 33 MW, und stellt ca. 70% des Gesamtverbrauchs dar.

Der Rest des Stromverbrauchs im Stahlwerk entfällt auf den Pfannenofen (0,6MW), die Stranggussanlage (0,3MW), die Entstaubung (0,2 MW). Im Walzwerk verbrauchen die Walzen ca. 6MW (alles Durchschnittswerte).

Potential

Vor der Stromliberalisierung wurde die Lastabschaltung des großen Ofens teilweise durchgeführt, um den Leistungspreis zu reduzieren respektive auf Anfrage des hiesigen EVUs. Der 33 MW Schmelzofen stellt außerdem neben den Walzen das einzige technisch interessante Potential im Werk dar. Alle anderen Verbraucher sind zu klein oder systemimmanent, weshalb hier eine Stromreduktion einem Ausfall gleichkommen würde.

Die Betriebsweise des Schmelzofens ist variabel, das bedeutet, dass während einer Charge der Strombedarf schwankt. Somit kann nur teilweise die maximale Leistung als Lastverschiebung genutzt werden. Das technisch und wirtschaftlich mögliche Lastverschiebeintervall beträgt 15min bis maximal 1 Stunde. Somit eignet es sich sehr gut um im Bereich der Minutenreserve eingesetzt zu werden. Eine längere Abschaltung ist nicht möglich, da sonst die Stranggussanlage nicht bedient werden kann. Im Umkreis des Schmelzofens arbeiten 12-15 Mann, welche bei einer Lastverschiebung unproduktiv wären. Die dadurch entstehenden Kosten müsste man mit den Erlösen aus dem Demand Response Programm gegenrechnen. Zu Ausfallkosten würde es erst bei Abschaltungen über einer Stunde kommen.

Insgesamt kann die gesamte Lastverschiebezeit pro Jahr im Bereich von 1% der Betriebszeit abgeschätzt werden. Die Vorlaufzeit von der Benachrichtigung bis zur Lastreduktion sollte ca. 1 Stunde betragen, damit das volle Potential sichergestellt werden kann. Die Last kann um 3 MW pro Minute reduziert werden.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	33,0	80,0	2640,0	1,0	
15	33,0	80,0	2640,0	1,0	
60	33,0	80,0	2640,0	1,0	
240	33,0	80,0	2640,0	1,0	

Tabelle 57: Potential SW 3

2.3.2.3. Chemieindustrie

2.3.2.3.1. Chemiewerk 1

Industriesektor	Chemie
Jahresstromverbrauch	430.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	52.000 kW
Eigenproduktion	2.500 kW
Jahresbetriebsstunden	8.500 h
Lastmanagement	kA
Tarifstruktur	börsenorientiert

Tabelle 58: Daten CW 1

Situation

Am Standort wird neben Basischemikalien wie Dünger, Ammoniak & Harnstoff auch Melamin herstellt. Es existieren 2 Dampfturbinen, welche jedoch nur in Ausnahmefällen voll betrieben werden - von dem maximal möglichen 7MW werden 2,5 MW erzeugt. Der Stromverbrauch liegt sehr gleichmäßig bei 50-55 MW, da die Produktion absolut kontinuierlich über das

ganze Jahr erfolgt. Es wird im 5-Schicht-Betrieb gearbeitet und Stillstände gibt es nur bei Revisionen oder Reparaturen. Jedes Jahr ist praktisch eine Vollauslastung gegeben.

Die verschiedenen Produktionsanlagen sind alle miteinander verschalten. Die Hauptanlagen sind die Ammoniak-, Salpetersäure, Harnstoff-, Dünger & Melaminproduktionen.

Andere Stromverbraucher sind die Druckluftanlagen, Kühlwasser und die Kläranlage. Die Kläranlage wird gemeinsam mit anderen Industriestandorten genutzt, weshalb hier kein direkter Zugriff darauf besteht.

Potential

Die Probleme bei der Nutzung der Gesamtanlage für Demand Response stellen sich vielfältig dar:

- Eine Abschaltung ist prinzipiell aus technischer und vor allem wirtschaftlicher Hinsicht nicht möglich, da es zu einem extrem hohen Aufwand kommen würde, welcher enorme produktionstechnische und finanzielle Auswirkungen hätte.
- Eine Lastreduktion wäre zwar einfacher zu bewerkstelligen, jedoch wären, wenn eine Anlage reduziert werden würde, automatisch alle anderen betroffen. Wenn die Stromversorgung für die NH_3 Anlage reduziert wird, muss automatisch die Dampfproduktion reduziert werden und somit auch die Stromerzeugung.
- Da eine Vollauslastung gegeben ist, müsste bei einer Reduktion gegen Ausfallkosten gerechnet werden. Die sich dadurch ergebenen spezifischen Opportunitätskosten würden sich auf viele hundert Euro belaufen.
- eine Lastverlagerung macht den Prozess instabil, wodurch Gefahren entstehen können. Zum Beispiel würde eine Unterbrechung der Gasversorgung im Winter den Standort eventuell ruinieren.
- Aus technischer Sicht würde eine Abschaltung einmal pro Jahr für 5 Tage deutlich besser verkraftbar sein als z.B. 100 Abschaltungen für jeweils 30 Minuten. Dies ist jedoch von der Strombedarfsseite (EVU) ein gänzlich ungeeignetes Demand Response Profil.
- Einziges technisches Potential wäre die Ammoniak Produktion (15MW), wo die Last reduzierbar wäre. Kosten und Aufwand sprechen aber dagegen.

Unterhalb ist das Potential dargestellt, welches jedoch nur theoretische Natur ist, da der Betrieb aus oben genannten Gründen gegen eine mögliche Umsetzung ist.

DR Zusammenfassung				
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)
5				
15				
60				
240	7,5	40	300	4

Tabelle 59: Potential CW 1

2.3.2.3.2. Chemiewerk 2

Kunststoff	
Jahresstromverbrauch	anonym MWh
Leistungsbedarf (ave)	47.000 kW
Eigenproduktion	0 kW
Jahresbetriebsstunden	8700 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	börsenorientiert

Tabelle 60: Daten CW 2

Situation

Das Unternehmen erzeugt Polyethylen und Polypropylen und weitere Kunststoff Derivate, die dann als Ausgangsmaterial für vielfältige Produkte von Hochdruckrohren bis zu Verpackungsmaterialien dienen.

Die Kunststoffe werden in 4 verschiedene Produktionslinien parallel produziert, wobei jede Reaktionskolonne an einen Extruder angeschlossen ist, welche die größten Einzel-Stromverbraucher im System sind. Die Extruder verbrauchen ca. 8 – 15 MW zusammen und somit einen guten Teil des Gesamtstrombedarfs. Bei der radikalischen Anlage, welche energieintensiver ist, sind 4 Verdichter installiert, welche je 5MW verbrauchen.

Weiters werden am Standort noch Kältemaschinen mit einer elektrischen Leistung von knapp 6 MW betrieben.

Potential

Der Betrieb läuft kontinuierlich das ganze Jahr über ohne jährliche Gesamtrevisionen. Stillstände gibt es nur bei Ausfällen und sind dann zumeist zeitlich und örtlich begrenzt. Der Betrieb ist dazu angehalten die Produktion möglichst gleichmäßig und nahe am Maximum über das ganze Jahr zu halten, da eine Vollauslastung gegeben ist und weil Instabilitäten im Produktionsprozess unbedingt vermieden werden sollen.

Die Kältemaschinen sind für die Gewährleistung des sicheren Betriebs extrem wichtig und können daher nicht abgeschaltet werden, da diese ebenfalls immer mit Nennleistung betrieben werden.

Unterhalb ist das Potential dargestellt, welches jedoch nur theoretische Natur ist, da der Kunde aus oben genannten Gründen gegen eine mögliche Umsetzung ist.

DR Zusammenfassung				
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)
5				
15				
60				
240	10,0	40	400	4

Tabelle 61: Potential CW 2

2.3.2.3.3. Chemiewerk 3

Industriesektor	Chemie
Jahresstromverbrauch	200.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	22.000 kW
Eigenproduktion	1.000 kW
Jahresbetriebsstunden	8.700 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	dynamisch

Tabelle 62: Daten CW 3

Situation

Das Unternehmen produziert Grundchemikalien wie Chlor, Natronlauge und Salzsäure. Für die Produktion werden jährlich ca. 200 GWh Strom verbraucht, was einem Durchschnittsverbrauch von 22 MW entspricht. Das Werk verfügt weiters über eine Eigenstromerzeugung mittels Wasserkraft im Bereich von 1 MW.

Für die Produktion werden 5 Elektrolyseanlagen betrieben, welche je 4 MW konstant verbrauchen. Diese Anlagen stellen 80-90% der Stromverbraucher dar. Der Rest sind Hilfsbetriebe peripher zu den Elektrolyseanlagen.

Die Produktion erfolgt kontinuierlich nahe am Maximum der Produktionskapazität stetig über das ganze Jahr. Dadurch wirkt sich eine Reduktion oder Abschaltung der el. Leistungsaufnahme sofort auf die Produktion und somit auch auf den Umsatz aus.

Potential

Die Elektrolyse Blöcke können zwar abgeschaltet werden, jedoch ist dies mit einem erheblichen Aufwand verbunden, da zum Beispiel der Anfahrvorgang mehrere Stunden dauert. Diese Zeit kann weder für Demand Response noch für die Produktion verwendet werden und sollte deshalb möglichst vermieden werden.

Nichtsdestotrotz ist eine Reduktion der Last von 4 auf 0,5-1 MW pro Block denkbar. Die Aufnahme kann zwischen 15 und 100% vollkommen variabel eingestellt werden und steht im direkten linearen Bezug zur Produktion. Bei einer eintretenden Lastverschiebung wäre eine Reduktion von 4MW/min möglich, was einen durchschnittlichen Wert darstellt. Technisch ist es besser mehrere Blöcke leicht als, zum Beispiel, nur einen stark runter zufahren.

Durch die relativ geringen spezifischen Opportunitätskosten, ist eine Teilnahme an Demand Response nicht technisch sondern auch wirtschaftlich möglich.

Bezüglich der Dauer kann davon ausgegangen werden, dass dies natürlich von der angebotenen Vergütung für die Bereitstellung der Ausgleichsenergie abhängig ist. Eine Teilnahme an der Lastverschiebung rechnet sich nur dann für den Betrieb, wenn der Preis 10-20% über den Kosten für den Produktionsausfall liegen.

A priori kann man von 100 Jahresstunden ausgehen, die für Lastverschiebungen bereitgestellt werden können. Der Personalaufwand ist als gering abzuschätzen, wobei 3 Mann bei der Produktion während des Ablaufs unproduktiv wären. Die Kosten hierfür sind aber sowieso schon in den Opportunitätskosten enthalten.

Eine prinzipielle Information über die Bereitschaft kann auf day-ahead Basis stattfinden, für die eigentliche Benachrichtigung wären nur einige Minuten notwendig, um die erforderlichen Maßnahmen zu setzen.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	8,0	100	800,0	0,25	
15	16,0	100	1.600,0	0,25	
60	16,0	100	1.600,0	0,25	
240	16,0	100	1.600,0	0,25	

Tabelle 63: Potential CW 3

2.3.2.3.4. Chemiewerk 4

Industriesektor	Kunststoffverarbeitung
Jahresstromverbrauch	6.500 MWh
Leistungsbedarf (ave)	1.000 kW
Eigenproduktion	0 kW
Jahresbetriebsstunden	6.500 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	starr

Tabelle 64: Daten CW 4

Situation

Das Unternehmen produziert verschiedene Kunststoffprodukte, welche im Sanitärbereich eingesetzt werden. Hauptverantwortlich für den Stromverbrauch sind die Druckluftstation und die Kältemaschine, welche jeweils ca. 100 kW verbrauchen. Weitere signifikante Nebenverbraucher sind noch Granulattrockner, Seitenkanalverdichter und Spritzgießmaschinen. Die Produktion erfolgt unter der Woche 3-schichtig und am Wochenende wird der Betrieb nur für wenige Stunden geführt.

Potential

Dadurch, dass die Hauptverbraucher direkt in den Produktionsprozess eingebunden sind beziehungsweise für die Aufrechterhaltung der Produktion benötigt werden, kommt eine Lastverschiebung einem Produktionsausfall gleich, weshalb die Firma eine Teilnahme an Demand Response Programmen ablehnt. Die hierfür entstehenden Kosten wären viel höher als die möglichen Erlöse.

2.3.2.4. Steine & Erden

Im Folgenden wird genauer auf die Zementindustrie eingegangen, weshalb der Produktionsprozesse hier erklärt werden, um ein besseres Verständnis zu erlangen [VDZ 2006]:

- Das Rohmaterial wird in Steinbrüchen vorwiegend durch Sprengen gewonnen und in Brecheranlagen zu Schotter zerkleinert. Der Rohschotter wird vielfach vorhomogenisiert. Danach wird das Rohmaterial per Seilbahn oder LKW zum Werk gebracht.



Abbildung 62: Brecher (Quelle: www.tunnelbaumaschine.de/)

- Das Rohmehl kommt in die Rohmehlmühle, welche einer Mahltrocknungsanlage entspricht. Dort wird der Schotter durch die Abwärme des Brennofens getrocknet und anschließend gemahlen. Danach kommt das Rohmehl zum homogenisieren in Silos.
- Das warme getrocknete Rohmehl wird anschließend am oberen Ende des Wärmetauscherturms, welcher üblicherweise aus 5 großen Zylindern besteht, aufgegeben. Das Rohmehl bewegt sich hierbei immer weiter nach unten und wird schrittweise durch das Ofenabgas aufgewärmt (von 100 auf 900°C). Bevor es in den Drehofen gelangt wird es auf ca. 1100°C erwärmt, wodurch auch dem Kalk das CO₂ entzogen wird (Kalzinierung). Drehöfen sind unter 3 bis 4 % geneigte liegende, feuerfest ausgemauerte Stahlröhren, die sich langsam mit 1,3 bis 2 Umdrehungen in der Minute drehen. Das Mehl bewegt sich von der Aufgabestelle zur Flamme am unteren Ofenende, wo es mit Brenngastemperaturen von etwa 2000 °C beginnt bei Temperaturen um 1450 °C zu sintern, d. h. teilweise zu schmelzen. Danach fällt der Klinker in einen Kühler, wo mittels hohen Luftvolumenströmen der Klinker auf 200°C abgekühlt wird.

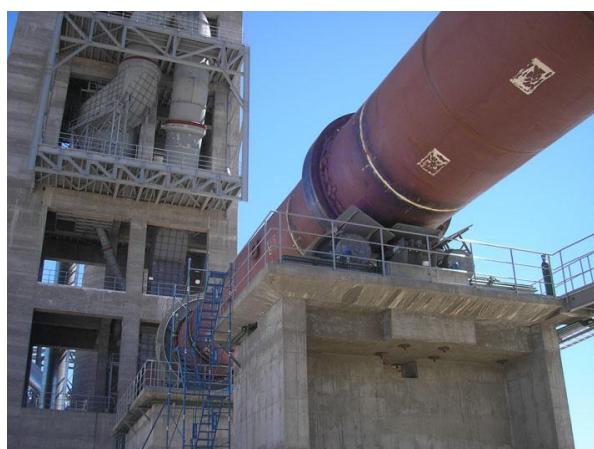


Abbildung 63: Drehrohrofen (Quelle: www.nihouma.com)

- Anschließend erfolgt die Mahlung des Klinkers mit anderen Zuschlagstoffen, um die jeweiligen Erfordernisse zu bedienen. Für das Mahlen des Zements dienen vor allem Kugelmühlen (Zertrümmerung der Zementrohstoffe durch Mahlkugeln) und Walzmühlen (Brechen des Mahlgutes durch zwei gegenseitig drehende Mahlwalzen).

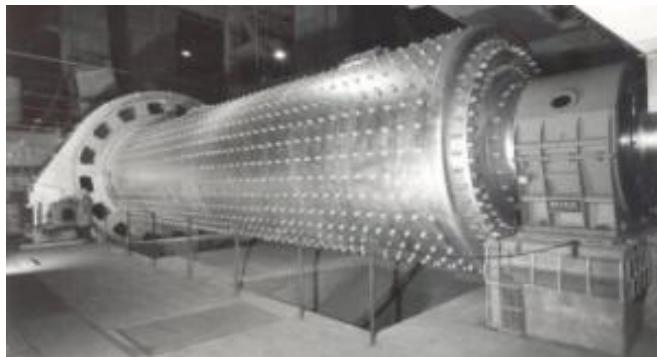


Abbildung 64: Zemenmühle (Quelle: www.phoenix-zement.de)

Die größten Stromverbraucher sind eigentlich immer die Mühlen, sprich Zement- und Rohrmühlen.

2.3.2.4.1. Zementwerk 1

Industriesektor	Zement
Jahresstromverbrauch	73.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	12.500 kW
Eigenproduktion	>0 kW
Jahresbetriebsstunden	7.000 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	starr

Tabelle 65: Daten S&E Werk 1

Situation

Das Werk ist ein Zementproduzent, welcher im Jahr 73 GWh Strom verbraucht, wobei der Durchschnitt bei 12-14 MW liegt und ca. 7000 Stunden pro Jahr produziert wird. Der Betrieb ist 5 schichtig, jedoch kommt es zu einer jährlichen Revision der Anlage, die mehrere Wochen dauert. Der Produktionsbetrieb ist saisonabhängig: in den Sommermonaten wird deutlich mehr produziert als im Winter, wo normalerweise auch die Stillstandzeit angesetzt ist. Es ist zwar eine Stromeigenerzeugung vorhanden, jedoch sind die Mengen im Vergleich zum Gesamtverbrauch sehr gering.

Am Standort werden neben dem Drehofen, unter anderem zwei Zementmühlen, eine Schlackemühle und eine Rohmühle betrieben.

Potential

Prinzipiell lässt sich sagen, dass Zementproduktion nicht zeitkritisch ist, was vor allem die Mahlprozesse betrifft.

Als Lastverschiebepotentiale lassen sich vor allem Zementmühlen, Rohmühle und Ofenantrieb und eventuell diverse Großgebläse nennen. Die Mühlen haben Leistungen zwischen 0,7 und 3,4 MW. Der Ofenantrieb benötigt konstant 3 MW über knapp 7000h pro Jahr. Alle weiteren Anlagen haben geringere Betriebsstunden, wodurch sich eine günstige Situation für Lastverschiebungen ergibt. Zementmühlen werden zwischen 3600 und 6300 Stunden pro Jahr betrieben.

Die Rohmühle hat eine größere Kapazität als der Drehofen, weshalb diese ca. 500h im Jahr weniger betrieben wird, wobei für die Produktion der Verbundbetrieb (beide) am besten ist.

Am besten nutzbar ist das Lastverschiebepotential bei den Zementmühlen, da diese nicht direkt an den Prozess gekoppelt sind und somit die Produktion nicht direkt behindern. Es sind verschiedene Varianten für Demand Response denkbar, wobei gilt, dass je kürzer die Vorlaufzeit ist, desto geringer fällt die zur Verfügung gestellte Leistung aus. In der Tabelle 66 sind mehrere Varianten dargestellt:

	Größe	Anlagen	Abschaltzeit	Frequenz
Var 1	10MW	Maximum	<1h	<5x/a
Var 2	6MW	alle Mühlen	4h	10-20x/a
Var 3	3MW	nur ZM9	4h	30-40x/a
Var 4	1MW	kl. Anlagen	1h	50-60x/a

Tabelle 66: DR Potential Zementwerk (ZM9 = Zementmühle 9)

Die obige Darstellung fast mehrere Anlagen zusammen, die für den Betrieb produktionsbezogen eine möglichst günstige Situation darstellen. Im Bereich von 1 MW kann man sehr flexibel und zwischen 4-6 MW relativ flexibel sein, da hier nur (Zement)-Mühlen betroffen sind und dieses Potential am unkritischsten ist.

Weiteres lässt sich sagen, dass eine Abschaltung absolut unproblematisch ist und somit das gesamte Potential, sprich die Nennleistung der Mühle, genutzt werden kann. Eine alleinige Reduktion des Strombezugs bei den Mühlen ist nicht erforderlich, obwohl es möglich wäre.

Durch die vielfältige Tätigkeit des Schichtpersonals entsteht durch das Abschalten einzelner Anlagenteile kein unproduktives Personal. Prinzipiell könnte auch abgeschaltet werden, wenn ein Produktionsentgang drohen würde, jedoch belaufen sich dann die spezifischen

Opportunitätskosten auf mehrere hundert Euro und sind somit nur Fälle von besonders hohen Demand Response Erlösen lukrativ.

Theoretisch wäre als Zusatzmaßnahme auch eine Ofenabschaltung über mehrere Stunden möglich; der Produktionsentgang kann aufgeholt werden. Dies wäre aber nicht die präferenzierte Variante, da der Ofenbetrieb höchste Priorität hat.

Unterhalb ist eine vereinfachte Zusammenfassung des Potentials angeführt, welches noch genauer die verschiedenen Potentiale berücksichtigt.

DR Zusammenfassung				
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)
5	5,2	24	43,7	1
15	5,2	118	98,3	1
60	5,2	286	314,4	1
240	5,2	420	905,0	1

Tabelle 67: Potential S&E Werk 1

2.3.2.4.2. Zementwerk 2

Zement	
Jahresstromverbrauch	63.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	10.000 kW
Eigenproduktion	0 kW
Jahresbetriebsstunden	7300 h
Lastmanagement	ja
Tarifstruktur	dynamisch

Tabelle 68: Daten S&E Werk2

Situation

Das Werk wurde 2010 umgebaut und betreibt nun einen Drehrohrofen, wo eine Rohmühle vor- und 2 Zementmühlen nachgeschalten sind. Diese sind neben der Brecheranlage die Hauptstromverbraucher. Alle Anlagen zusammen verbrauchen bis zu 13 MW, wobei durchschnittlich 10 MW benötigt werden.

Die Anlage wird ca. 7300 Stunden im Jahr betrieben, wobei der Normalbetrieb 5-schichtig ist und einmal pro Jahr eine geplante Revision stattfindet.

Ein Lastmanagement wurde bis vor der Stromliberalisierung eingesetzt und ist nun auch wieder ein Thema, da der Stromtarif Anreize setzt Lasten von peak in offpeak zu verschieben. Derzeit können bis zu 7 GWh (entspricht >10% des Gesamtverbrauchs) in

Niedertarifzeiten verschoben werden. Die Ersparnisse beim Tarif stehen aber Personalkosten durch den erhöhten Aufwand gegenüber.

Es existiert daher ein genauer Plan zum Betrieb der Zementmühlen, um einen möglichst reibungslosen Betrieb zu garantieren und gleichzeitig off peak Mechanismen optimal auszunützen. Daraus ergeben sich dann Ersparnisse bei den Stromkosten, die aber in der Realität nicht so hoch ausfallen wie geplant. Grund dafür sind unvorhersehbare Änderungen in der Auslastung respektive der Produktionsmenge, die durch kurzfristige Auftragseingänge zustande kommen.

Potential

Die Brecher, mobile und stationäre, haben eine Gesamt-Nennleistung von 0,7 MW und können für ca. 1 Stunde pro Tag abgeschaltet werden, durch die geringen Betriebszeiten pro Jahr (1 Schicht) ergeben sich dadurch 200 Stunden Lastverschiebepotential. Das Personal vorort wäre für die Zeit der DR Umsetzung teilweise unproduktiv.

Weiteres hat die Rohmühle, welche bis zu knapp 2 MW Leistung benötigt, ebenfalls ein DR Potential von maximal 1 Stunde pro Tag. Jedoch ist das Gesamtpotential vergleichsweise groß durch den 5-Schichtbetrieb. Die Mannschaft bei der Anlage kann Ersatztätigkeiten durchführen. Maximal können ca. 250 Abschaltungen im Jahr erfolgen.

Der Drehofen ist integraler Bestandteil des Produktionsprozesses und kann nicht runtergefahren werden, da die entstehenden Kosten und Zeitaufwendungen unverhältnismäßig hoch wären.

Die größten Lastverschiebepotentiale weisen die Zementmühlen auf, die ca. 5000-6000 Stunden pro Jahr betrieben werden und somit eine für DR Programme perfekte Auslastung aufweisen. Von Firmenseite ist vorstellbar, dass die Mühlen, welche 2 – 3,5 MW Strom verbrauchen, bis zu 2 Stunden pro Tag vom Netz genommen werden. Dadurch wäre die Lastverschiebung knapp 10% der Zeit über das Jahr möglich, wodurch eine große Flexibilität entsteht. Die hierfür anfallenden Kosten wären im besonderen Personalkosten, da ein paar Mann bei der Maschine teilweise unproduktiv wären.

Festzuhalten wäre, dass die größere Zementmühle zumeist offpeak betrieben wird und somit potentielle Demand Response Anfragen eventuell durch die Mühle nicht abgedeckt werden könnten. DR ist jedoch zu jeder Tageszeit ein Thema. Mögliche Auswirkungen kann man nur in der Praxis genauer beurteilen.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	8,0	222	1.778,7	1	
15	8,0	334	2.668,0	1	
60	8,0	334	2.668,0	1	
240					

Tabelle 69: Potential S&E Werk 2

2.3.2.4.3. Steine & Erden Werk 3

Industriesektor	Stein
Jahresstromverbrauch	180.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	20.000 kW
Eigenproduktion	0 kW
Jahresbetriebsstunden	>8000 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	starr

Tabelle 70: Daten S&E Werk 3

Situation

Das Unternehmen produziert Siedesalz und Kaliumsulfat. Das Salz wird mittels Bohrlochsonden aus der Lagerstätte gesolt. Die Rohsole wird in einem zweistufigen Verfahren in Reaktoren durch Zugabe von Kalk und Soda enthärtet. Die über eine Wärmetauscherkaskade erwärmte Reinsole wird in den Verdampfer (Thermokompressionsverfahren und nachgeschaltete Vakuumverdampfer) geleitet. Im Verdampfer erfolgt die Kristallbildung, sowie der Abzug des Salzes zu den Zentrifugen. Das Salz wird zentrifugenfeucht (ca. 2 %) oder getrocknet (0,05 %) einer Weiterverarbeitung (Lagerung, Veredelung, Absackung) zugeführt. Die im Verdampfer entstehenden Brüden werden abgezogen, gereinigt (NaCl-frei) und den Kompressoren zur Verdichtung zugeführt. Dieser Dampf kondensiert an den Heizkammern der Verdampfer. Das Kondensat wird zur Reinsoleaufwärmung verwendet.

Der Leistungsbezug über das Jahr ist relativ konstant, da der Betrieb 4-schichtig ist und die Produktion keinerlei saisonalen Schwankungen unterliegt. Die Bandlast beträgt ca. 20 MW, wobei es keine Eigenerzeugung am Standort gibt. Eine Abschaltung erfolgt nur bei Revision. Die Anlage fährt meist Volllast betrieben, Teillastbetrieb ist je nach produzierter Menge wirtschaftlich bis unwirtschaftlich.

Die großen Aggregate, welche viel Leistung ziehen, sind 3 Radial- und 2 Axialkompressoren, welche in Summe ca. 20 MW verbrauchen.

Potential

Obwohl das Unternehmen sehr an einer Beteiligung von energierelevanten Maßnahmen interessiert ist, ist eine Realisierung von Lastverschiebungen kompliziert und sowohl technisch als auch wirtschaftlich schwer umsetzbar.

Eine Abschaltung von Teilanlagen erfolgt periodisch, um Verkrustungen im Verdampferkörper und der Heizkammer zu entfernen. Diese Wäsche wird in den Abend/Nachtstunden erledigt um die Salzversorgung der angeschlossenen Finalproduktion (kein durchgehender Schichtbetrieb) sicherzustellen. Abstellungen erfolgen am Tage bei Bedarf von Instandhaltung/Reparatur von Pumpen, etc.

Wie der Lastverlauf in Tabelle 67 zeigt, laufen die großen Kompressoren den Großteil der Zeit auf Volllast, weshalb ein Eingriff sich sofort auf Produktion und damit auch wirtschaftlich auswirken würde. Weniger Ausdampfung bedeutet weniger Salzausbeute.

Ein längeres Abschalten kann nur im Zuge eines sukzessiven Abfahrvorganges der Anlage vorgenommen werden. Dies ist zeitaufwändig und kann technisch nicht unter 8 Stunden realisiert werden. Dementsprechend würde die Vorlaufzeit, also die Zeit von der Bekanntgabe der Lastverschiebung bis zum tatsächlichen Eintritt, mehrere Stunden betragen. Dies ist sowohl wirtschaftlich für den Betrieb nicht zufriedenstellend, da dieser wichtige Produktionsstunden verliert, als auch für den Energieversorger suboptimal, weil dieser schnelle Reaktionen auf Lastspitzen benötigt. Je länger der Abfahrvorgang dauert, desto weniger lukrativ ist die Lastverschiebung.

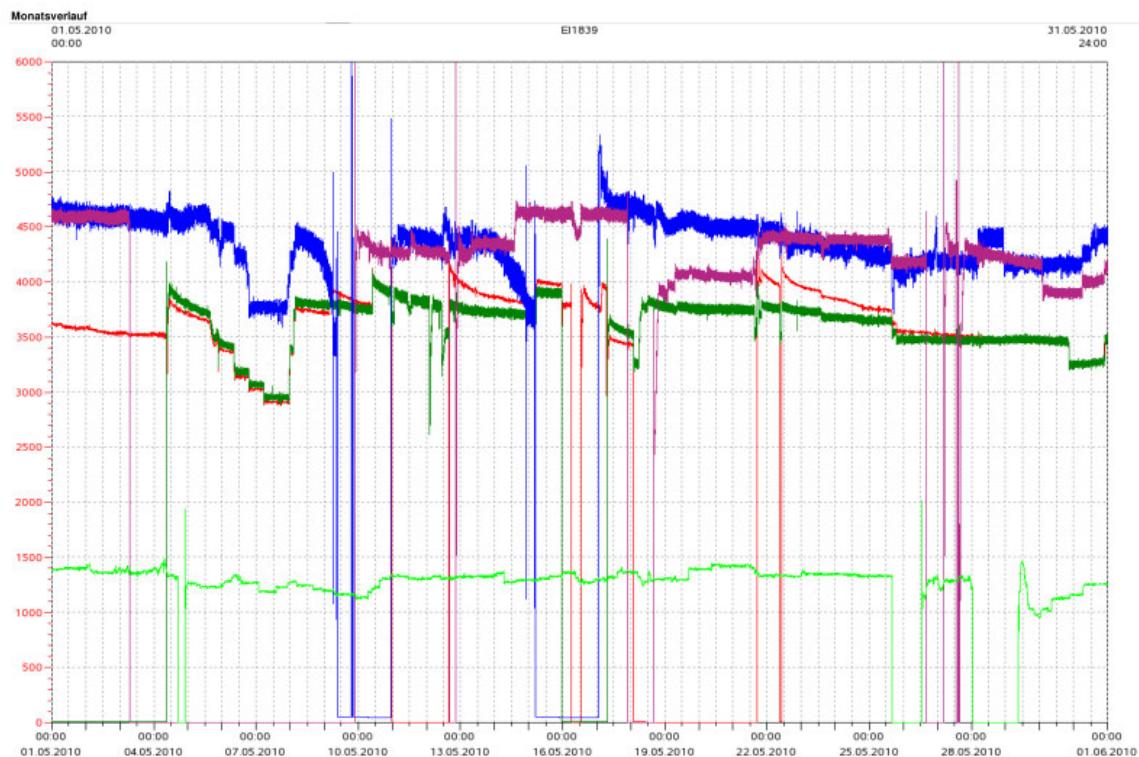


Abbildung 65: Lastverlauf Hauptverbraucher

Daneben ist die minimale Dauer der Lastverschiebung ein Problem für Attraktivität des Potentials. Die meisten Lastverschiebungen sind kürzer als 60 Minuten und Verschiebungen über mehrere Stunden sind sehr selten gefragt, weshalb es auch nur zu einer geringen Nachfrage kommen sollte.

Demand Response wäre jedoch für äußerst kurze Intervalle technisch vorstellbar, genauer im Sub 5 min Intervall. Hier wäre ein Produktionsausfall nicht immanent und man könnte auf den aufwendigen An/Abfahrvorgang verzichten. Für den Energieversorger sind diese Intervalle sicherlich interessanter als die +8h Intervalle, jedoch ist hier ebenfalls nicht sicher, ob für beide Seiten eine win-win Situation erreicht werden kann. Kurze Intervalle führen auch zu dem Umstand, dass bei ca. gleichem Aufwand weniger MWh verkauft wurden.

Es bleibt festzuhalten, dass der Betrieb zwar prinzipiell offen ist für Entwicklungen im Bereich Demand Response, aber die Rahmenbedingungen in diesem Fall für eine kosteneffiziente Umsetzung nicht ausreichend gegeben sind.

Unterhalb ist das Potential dargestellt, mit Verweis, dass das >240min zwar technisch machbar aber wirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	18	8	144	1	
15	-	-	-	-	
60	-	-	-	-	
>240	22	80	1760	4	

Tabelle 71: Potential S&E Werk 3

2.3.2.4.4. Steine & Erden Werk 4

Industriesektor	Stein
Jahresstromverbrauch	200.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	40.000 kW
Eigenproduktion	1.000 kW
Jahresbetriebsstunden	7.000 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	börsenorientiert

Tabelle 72: Daten S&E Werk 4

Situation

Die Firma produziert Feuerfeststeine, wobei vor allem Magnesit und Bauxit als Ausgangsmaterialen eingesetzt werden. Der gesamte Jahresstromverbrauch beträgt ca. 200 GWh, wobei durchschnittlich 40 MW während des Normalbetriebs benötigt werden.

Im Steinbruch wird das Rohmaterial vorgebrochen, gesiebt und im Drehofen zu Kauster gebrannt. Der gebrannte Stein wird dann mit Sinter und anderen Erzen ins Werk geliefert. Dort erfolgt dann die eigentliche mechanische Behandlung des Einsatzstoffes. Mittels diverser Zerkleinerungsaggregate wie Backenbrecher, Walzenbrecher, Kegelbrecher, Sieben & Kugelmühlen wird das Material auf die notwendige Qualität gebracht. Die Antriebe der Brecher und Mühlen haben Leistungen von 100 – 500 kW.

Es wird außerdem eine Elektroschmelze für Steintypen betrieben, die in höchstbeanspruchten Umgebungen zum Einsatz kommen. Pro Schmelzblock wird eine elektrische Energie von ca. 20 MWh benötigt. Nach der Schmelze wird das Gut abgekühlt und mit Brechern wieder zermeiselt.

Als nächstes erfolgt die eigentliche Steinproduktion. Durch Mischen der verschiedenen Zuschlagstoffe mit dem Rohstoffmehl wird die richtige Rezeptur eingestellt. Anschließend erfolgt das Pressen der Steine, welches hauptsächlich automatisch durchgeführt wird. Die Pressen haben normalerweise eine Nennleistung von ~100kW.

Ein Teil der Steine wird in verschiedenen Tunnelöfen gebrannt, wobei Temperaturen bis zu 1800°C notwendig sind, um die geeigneten keramischen Eigenschaften herzustellen. Die Durchlaufzeiten betragen hier 4-5 Tage. Steine mit gebundenem Kohlenstoff werden anschließend noch bei 300°C getempert.

Weiters wird noch Sinter hergestellt, wobei hier ein Drehrohrofen zum Einsatz kommt. Bei Temperaturen von >1500°C wird das $MgCO_3$ zu MgO kalziniert.

Der Betrieb der Anlagen erfolgt zum Teil durchgehend. Die Tunnelöfen werden nie abgestellt, weil die Brennzeit mehrere Tage in Anspruch nimmt und eine Auskühlung respektive Nicht-Nutzung nicht erwünscht ist. Gewisse Anlagen werden Sonntagen nicht betrieben.

Potential

Wie bereits erwähnt sind im Steine & Erden Sektor die größere Demand Response Potentiale gegeben, da hier viel mechanische Aufbereitung stattfindet. Diese ist sehr energieaufwendig und außerdem im Normalfall nicht voll ausgelastet.

Hier können vor allem die Brecher und Mühlen in den Steinbrüchen und auch im Werk als Potential angegeben werden. Diese haben teilweise eher niedrigere Auslastungen, da zB

Brecher nur 1-2 schichtig betrieben werden (dürfen). Abschaltungen können bis zu 60 min lang vorgenommen werden, dabei sollte ca. ebenfalls 1 Stunde vorab die Lastverschiebungsanforderung angekündigt werden. Dadurch könnten insgesamt bis zu 1,7 MW bei den Brechern und ca. 1 MW bei den Mühlen verschoben werden. Natürlich könnte es hier zu Gleichzeitigkeitsproblemen kommen, da es mehrere Aggregate betrifft und somit das maximale DR Potential nicht immer ausgeschöpft werden kann.

Die Steinpressen lassen sich ebenfalls mit Demand Response Programmen verknüpfen. Das Potential ist auch tagesabhängig, da Formwechsel teilweise mehrmals am Tag oder erst nach mehreren Tagen erfolgen können. Durch die unterschiedlich anfallenden Rüstzeiten kann es deshalb zu Schwankungen in der Verfügbarkeit kommen.

Im Normalfall werden diese ca. 7000 h pro Jahr betrieben, womit durchschnittlich ca. 200-300 h für Lastverschiebungen verwendet werden können. Insgesamt kann maximal 2,6 MW an Lasten verschoben werden. Es können jedoch im Realfall nur rund 50% abgerufen werden, damit die Produktion nicht komplett zum Erliegen kommt.

Aggregat	Nenn Leistung kW	Für DR verfügbare Leistung kW	max. Dauer min	Energie Jahr 60min	Energie Jahr 15min	Vorlaufzeit min	Personal Mann
				MWh	MWh		
Brecher	1736	1736	60	356	113	60	12
Pressen	2632	1316	50	353	86	60	18
Mühlen	1094	1094	50	204	71	60	8

Tabelle 73: Lastverschiebung Zusammenfassung

Die Vorlauf- und Lastverschiebezeiten sind gleich wie bei den Brechern mit jeweils 60 Minuten. Die in der Tabelle 73 angefügten Potentiale sind bezüglich Leistungen Maximalangaben, wobei aber die Gesamtjahresenergie die Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt.

Die Leistungen der Lichtbogenöfen, die jeweils 1 MW betragen, können nach Angabe nicht reduziert werden, da es dadurch zu Qualitätseinbußen kommen würde, und so die relevante Charge eventuell nochmals den Prozess durchlaufen müsste.

Weitere größere el. Verbraucher wie die Ventilatoren der Tunnelöfen oder die Druckluftanlagen sind systemimmanent und können deshalb nicht für Demand Response verwendet werden.

Die in Tabelle 74 beschriebenen DR Potentiale sind verfügbar ohne Produktionsverluste in Kauf nehmen zu müssen. Einzig das Personal bei den jeweiligen Anlagen wäre teilweise unproduktiv, wobei die Unproduktivität mit der Zeitdauer steigen würde. So könnte man

davon ausgehen, dass bei Abschaltungen von bis zu 15 min die Arbeiter noch zum Großteil mit Ersatztätigkeiten beschäftigt sind.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	3,9	21,7	85,1	1,0	
15	3,9	65,0	255,3	1,0	
60	3,9	230,0	898,3	1,0	
240	-	-	-	-	-

Tabelle 74: Potential S&E Werk 4

2.3.2.5. Nichteisen Metall Industrie

2.3.2.5.1. NE Metall Werk 1

Industriesektor	NE Metall
Jahresstromverbrauch	240.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	30.000 kW
Eigenproduktion	100 kW
Jahresbetriebsstunden	8.000 h
Lastmanagement	nicht in Verwendung
Tarifstruktur	starr

Tabelle 75: Daten NE Metall Werk 1

Situation

Am Standort wird Sekundäraluminium zu diversen Gusslegierungen und Walzprodukten verarbeitet. Durchschnittlich verbraucht das Werk 30 MW elektrische Leistung bei einem Gesamtjahresverbrauch von 240 GWh. Der Stromverbrauch ist dabei jedoch nicht kontinuierlich. Die Produktion erfolgt 5 schichtig, womit ca. 8000 Betriebsstunden pro Jahr erreicht werden.

Die Produktionsschritte sind wie folgt:

- *Schrottaufbereitung*
Der Schrott wird mit einer Shredder Anlage auf die richtige Größe gebracht, um chargiert werden zu können. Der Shredder hat eine Leistung von ca. 400 kW.
- *Schmelzbetrieb*
Früher wurde der Schmelzbetrieb mit einem E-Schmelzofen mit einer Leistung von 1,5MW bewerkstelligt. Dieser wird jedoch heutzutage nur in Ausnahmefällen betrieben. Die Aufschmelzung erfolgt mit gasbefeuerten Öfen.

- *Gießerei*
Gegossen wird sowohl thermisch als auch elektromagnetisch, wobei die vorhandenen Gießereien insgesamt 5 MW durchschnittlich verbrauchen. Das Aluminium wird zu Massel und Blöcken gegossen oder flüssig abtransportiert.
- *Bandproduktion*
Die Alu-Blöcke werden in gasbefeuerten Öfen vorgeheizt und anschließend warm- und/oder kaltgewalzt. Je nach Anforderung können auch Wärmebehandlungen durchgeführt werden.

Potential

Als Potentiale kommen verschiedene Aggregate in Frage:

- *Shredderanlage*
Hier könnte der Shredder kurzzeitig für max. 1 Stunde vom Netz genommen werden
- *Walze 6 MW; 2 Walzen a 3,2 MW*
Hier könnten max. 6 MW an Lastverschiebepotential lukriert werden, wobei jedoch festzuhalten ist, dass gerade beim Walzen die abgerufene Leistung sehr unregelmäßig ist. Die volle Leistung wird nicht länger als 7 Sekunden pro Vorgang benötigt. Dies ist immer zu Beginn des Prozesses, wenn die Barren noch dick sind. Insgesamt wird die Nennleistung nicht mehr als 10% der Betriebszeit abgerufen.
- *Gießerei*
Die Öfen könnten sehr kurzzeitig bis zu 15 Minuten vom Netz gehen.

Gesamt betrachtet kommen 5 MW für Demand Response Zwecke in Frage, die maximal 1% der Zeit abrufbar wären. Für die Zeit der Abschaltung würden Kosten für das unproduktive Personal anfallen, ansonsten könnten die verschobenen Produktionen später kompensiert werden.

DR Zusammenfassung				
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)
5	5,0	20,0	100,0	1,0
15	5,0	40,0	200,0	1,0
60	5,0	80,0	400,0	1,0
240	-	-	-	-

Tabelle 76: Potential NE Metall Werk 1

2.3.2.5.2. NE Metall Werk 2

Industriesektor	NE Metall
Jahresstromverbrauch	67.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	8.000 kW
Eigenproduktion	3.500 kW
Jahresbetriebsstunden	8.500 h
Lastmanagement	ja
Tarifstruktur	starr

Tabelle 77: Daten NE Metall Werk 2

Situation

Am Standort wird Sekundärkupfer pyro- und hydrometallurgisch aufgeschlossen und u.a. zu hochreinen Kathoden verarbeitet. Das Werk verbraucht im Jahr ca. 67 GWh an elektrischer Energie und benötigt dabei durchschnittlich 10 MW, wobei 3,5 MW aus der Eigenproduktion stammen.

Im Werk wird rund um die Uhr im 5 Schicht Betrieb produziert, Abschaltungen gibt es nur bei außerplanmäßigen Stillständen und Revisionen von Anlagenteilen.

Die Rohstoffe werden zuerst in einem Schachtofen aufgeschmolzen, wo erste Verunreinigungen nach der Charge über die Schlacke abgezogen werden. Im nächsten Schritt werden in einem Konverter mittels Sauerstoff weitere Metalle abgeschieden. Über einen Anodenofen wird das eingesetzte Rohkupfer mittels weiterer Einsatzstoffe zu hochgrädigem Kupfer verarbeitet und vergossen. All diese Öfen werden mit Gas betrieben. Die Anodenplatten werden dann hydrometallurgisch aufbereitet, indem diese in Elektrolysebecken getaucht werden. Durch diesen Vorgang, welcher sehr stromintensiv ist, erhält das Kupfer einen Reinheitsgrad von 99,99%.

Weiteres wird am Standort noch eine Gießerei betrieben, wo verschiedene strom- und gasbeheizte Gießöfen Kathoden, sowie reinen Schrott aufgeschmolzen und das Kupfer anschließend in Stranggussanlagen zu Strängen verarbeitet wird.

Potential

Prinzipiell gäbe es bei folgenden Anlagen, welche die großen Stromverbraucher des Werks darstellen, Potentiale für Lastverschiebungen:

- *Elektrolyse*

Die Elektrolyseanlagen verbrauchen insgesamt 4,5 MW und stellen somit fast 50% des Werksverbauchs dar. Hier wären also Lastverschiebungen am sinnvollsten und wäre für beide Seiten, EVU und Betrieb wahrscheinlich auch am lukrativsten.

- *Gießerei*
Die 4 Gießanlagen verbrauchen insgesamt 2 MW.

- *Silber Öfen*
Die Silberöfen verbrauchen 0,2 MW.

Weitere Großverbraucher, welche sich aber eher schlecht für Demand Response eignen sind die Ventilatoren der Abluftanlagen und die Druckluftanlagen.

Zurzeit kann aufgrund der Vollauslastung jedoch keine Lastverschiebung erfolgen, da dies zu unmittelbaren Produktionsausfällen führen würde und somit die Erlöse aus der Lastverschiebung gegen den Deckungsbeitrag gerechnet werden müssten. Dies würde sich in der derzeitigen Marktsituation als nicht wirtschaftlich erweisen.

Zur Vollständigkeit wird unten dennoch das theoretische Potential dargestellt, welches eventuell bei anderen Marktsituationen und Kapazitätserweiterungen umsetzbar wäre.

DR Zusammenfassung				
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)
5	-	-	-	-
15	4,5	25,0	112,5	1,0
60	4,5	80,0	360,0	1,0
240	-	-	-	-

Tabelle 78: Potential NE Metall Werk 2

2.3.2.6. Holzindustrie

2.3.2.6.1. Holzverarbeitung Werk 1-3

Industriesektor	Holz
Jahresstromverbrauch	170.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	24.000 kW
Eigenproduktion	19.000 kW
Jahresbetriebsstunden	8.000 h
Lastmanagement	nicht in Verwendung
Tarifstruktur	börsenorientiert

Tabelle 79: Daten Holzverarbeitung Werk 1-3

Situation

In den 3 Werken werden unter anderem Biofaserplatten und Spannplatten produziert. Die Produktion erfolgt in Kampagnen, wo eine bestimmte Plattenstärke erzeugt wird, von 4-5

Wochen, wobei zwischen den Kampagnen ein Rüsttag benötigt wird, um die Produktion umzustellen. Während dieser Zeit wird nicht produziert. Prinzipiell erfolgt die Produktion im 5-Schicht-Betrieb bei ungefähr 8000 Produktionsstunden pro Jahr.

2 Werke weisen jeweils eine durchschnittliche Bezugsleistung von 10 MW auf. Das 3. Werk benötigt ca. 4 MW. In den beiden größeren Werken wird jeweils ein Biomasse Blockheizkraftwerk betrieben, welche 10 bzw. 17 MW Strom produzieren können. Die Anlagen sind auf Grunde der gegebenen Prozesse und Auslegungen strom- bzw. wärmegeführt. Der Brennstoff hierfür kommt teils aus der eigenen Produktion.

Im Werk 1 wird Fernwärme mit 3,5 bar ausgekoppelt. Als sehr stromintensiv kann die Imprägnierung der Platten bezeichnet werden, welche 10GWh/a benötigt. Im Werk 2 werden auf 2 Schienen Spannplatten erzeugt, wobei eine Schiene je 4 MW Strom verbraucht, was insgesamt 80% des Stromverbrauchs wiederspiegelt. Im Werk 3 sind vor allem die Pressen von Bedeutung, welche ~1,5 MW Strom beziehen.

Der Prozess verläuft in folgenden Schritten: Spanaufbereitung, Trocknung der Holzspäne in einem Trommeltrockner und anschließend Mahlung des Rohstoffs. Zwischen der Trocknung und der Mahlung existiert ein Puffer von 12 Stunden. Die aufbereiteten Späne kommen dann zur Beleimung und werden danach zu Endlos-Platten verpresst.



Abbildung 66: Trommeltrockner Holzverarbeitung (Trockner: Quelle Wikipedia)

Eine Revision wird einmal jährlich für 2 Wochen durchgeführt. Das Lastmanagement wurde bis zur Strom-Liberalisierung betrieben.

Potential

Die folgenden möglichen Potentiale sind hier zusammengefasst für alle 3 Werke:

- *Biomasse KWK*

Eine Möglichkeit den Strombezug zu verringern, wäre die Eigenstromerzeugung zu erhöhen. Dies hätte jedoch Auswirkungen auf die Produktion respektive auf die Fernwärmeauskoppelung. Wenn die Anlage aber nicht vollausgelastet ist, dann könnten hier von den insgesamt 18 MWel Nennleistung der beiden Anlagen 3,5 MW für die DR bereitgestellt werden.

Das Potential ist aber saisonabhängig, da im Sommer auf Leistungsänderungen leichter reagiert werden kann, da weniger Fernwärme produziert werden muss.

Die Vorlaufzeit für eine Lastverschiebung würde 2 Tage betragen.

- *Hackerei*

Die Hackerei wird zwar nur 2000 Stunden pro Jahr betrieben, dafür lässt sich eine Umsetzung technisch relativ einfach bewerkstelligen, da keine unmittelbaren Auswirkungen zu den Hauptprozessen zu erwarten sind. Die Anlage ist nur ein paar Stunden pro Tag in Betrieb. Die Nennleistung der Anlage beträgt 0,5 MW, die auch komplett bei einer DR Anforderung verschoben werden könnten.

Als Problem für eine Umsetzung ist die Lärmbelastung, wo gesetzliche Vorgaben bez. der Betriebszeit eingehalten werden müssen und somit müssen sich die Lastverschiebung in einem engen Rahmen bewegen.

- *Trockner*

Der Trockner verbraucht 2 MWel, welche auch für Demand Response für 1% der Jahresbetriebsstunden bereitgestellt werden können. Die maximale Lastverschiebedauer beträgt 1h und sollte auch 1h im Vorhinein bekannt gegeben werden. Durch die Verschiebung entstehen keine Kosten, da die Anlage über einen nachgeschalteten Speicher verfügt, welcher ausreichend Reserven hat, um kurzfristige Schwankungen in der Produktion auszugleichen. Prinzipiell wäre es auch möglich das Speichervolumen größer zu halten, um flexibler zu sein.

Eine Wartung der Anlage erfolgt einmal pro Jahr für 2-4 Wochen.

- *Eindampfanlage*

Die Eindampfanlage verbraucht 0,5 MW ist jedoch vollausgelastet.

- Über die Zerfaserung und die Eigenstromerzeugung können in einem Werk zusammen 4 MW für maximal 1h verschoben werden. Hierbei würden aber Kosten in Form von Personalkosten anfallen, da eine Hand voll Mitarbeiter für die Zeit der Lastverschiebung unproduktiv wären.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	6,0	10,0	60,0	1,0	
15	6,0	25,0	150,0	1,0	
60	6,0	80,0	480,0	1,0	
240	-	-	-	-	-

Tabelle 80: Potential Holzverarbeitung Werk 1-3

2.3.2.7. Lebensmittelindustrie

2.3.2.7.1. Lebensmittelindustrie Werk 1

Industriesektor	Lebensmittel
Jahresstromverbrauch	48.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	45.000 kW
Eigenproduktion	13.000 kW
Jahresbetriebsstunden*	3.000 h
Lastmanagement	ja
Tarifstruktur	kA

Tabelle 81: Daten Lebensmittelindustrie Werk 1 (*Kampagnenbetrieb)

Situation

Am Standort wird Zucker erzeugt, wobei die Produktion stark auf eine 3 Monatsperiode nach der Erntezeit fokussiert ist. Der Betrieb ist in den Monaten September bis Jänner vollausgelastet und befindet sich das restliche Jahr im Teillastbetrieb.

Das Werk verbraucht ca. 50 GWh Strom pro Jahr, wobei fast alles aus der Eigenproduktion stammt und auch die meiste Zeit ein Teil in das Netz eingespeist wird. Die Eigenstromerzeugung ist nur während der Kampagne in Betrieb und wird wärmegeführt gefahren.

Dadurch dass ein verderbliches Gut verarbeitet wird, muss die Produktion so effizient und schnell wie möglich erfolgen, wodurch den Betrieb auch bei dem Strombezug Priorität eingeräumt wird. Derzeit wird schon versucht Spitzen zu vermeiden und ein Lastabwurfsystem ist im Betrieb installiert.

Ein Abfahren der Anlage dauert 36h, beziehungsweise nimmt das Hochfahren 3-4h in Anspruch. Bei einer Abschaltung müssten z.B. die Schnitzel in den Hof transportiert werden, was ineffizient wäre und Kosten verursachen würde. Der fertige Zucker in Silos gelagert.

Im Falle einer Reduktion der Produktion auf zum Beispiel 90% der Nennkapazität würde der Strombedarf relativ gesehen steigen, weil der Prozess dann ineffizienter wird.

Potential

Prinzipiell gäbe es folgende Großverbraucher:

- *Zuckererzeugungsanlage*

Hier werden unter anderen 4 Pressen betrieben, wobei eine davon theoretisch kurzzeitig abschaltbar wäre. Weiteres werden zur Produktion >10 Zentrifugen mit je 300kW Leistung betrieben, welche aber sehr unterschiedlich, im 5min Rhythmus, Leistung ziehen. Dadurch ist eine Abschaltung/Reduktion schwer planbar bzw. der tatsächliche Erlös schwer berechenbar. Außerdem käme es bei einer Abschaltung zu Veränderungen einiger Betriebsparameter, was produktionstechnische Komplikationen nach sich ziehen würde.

- *Verpackung*

Hier gibt es saisonale Schwankungen, da nach Kundenbedarf produziert wird, weshalb der Bereich für DR eher ungeeignet ist.

- *Melasse Entzuckerung*

Diese Anlage wird ganzjährig betrieben und verbraucht 1,7MW. Durch die Gasturbine entsteht jedoch schon derzeit ein Überschuss von 2MW, welcher ins Netz eingespeist wird.

- *Kläranlage*

Die für den Betrieb benötigten 300 kW wären prinzipiell für eine Lastverschiebung kurzzeitig verfügbar.

Insgesamt kann nur die Kläranlage als DR tauglich bezeichnet werden.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	0,3	25,0	7,5	1,0	
15	0,3	80,0	24,0	1,0	
60	-	-	-	-	
240	-	-	-	-	

Tabelle 82: Potential Lebensmittelindustrie Werk 1

2.3.2.8. Öffentliche & private Dienstleistungen (ÖPD)

Das Potential für das Gewerbe wird im Allgemeinen als groß angesehen. Wie in Tabelle 83 dargestellt, ist der Sektor ÖPD sehr weitreichend und heterogen, weshalb dieser auch dementsprechend kompliziert abzubilden ist. Es sind prinzipiell alle Verbraucher darin

enthalten, die nicht dem produzierenden Gewerbe, der Landwirtschaft, den privaten Haushalten und dem Verkehr angehören. Somit ist dieser Bereich noch größer als das klassische Gewerbe an sich.

öff- & private Dienstleistungen	
1	Wasserversorgung
2	Kraftfahrzeughandel; Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen; Tankstellen
3	Handelsvermittlung und Großhandel (ohne Handel mit Kraftfahrzeugen)
4	Einzelhandel (ohne Handel mit Kraftfahrzeugen und ohne Tankstellen); Reparatur von Gebrauchsgütern
5	Beherbergungs- und Gaststättenwesen
6	Nachrichtenübermittlung
7	Kreditwesen
8	Versicherungswesen
9	Mit dem Kredit- und Versicherungswesen verbundene Tätigkeiten
10	Realitätenwesen
11	Vermietung beweglicher Sachen ohne Bedienungspersonal
12	Datenverarbeitung und Datenbanken
13	Forschung und Entwicklung
14	Erbringung von unternehmensbezogenen Dienstleistungen
15	Öffentliche Verwaltung, Landesverteidigung, Sozialversicherung
16	Unterrichtswesen
17	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen
18	Abwasser- und Abfallbeseitigung und sonstige Entsorgung
19	Interessenvertretungen, kirchliche und sonstige religiöse Vereinigungen, sonstige Vereine (ohne Sozialwesen, Kultur und Sport)
20	Kultur, Sport und Unterhaltung
21	Erbringung von sonstigen Dienstleistungen

Tabelle 83: Darstellung & Verbrauch des ÖDP Sektors (Quelle: Statistik Austria)

Dieser Sektor ist sehr verschiedenartig und vereint viele Subsektoren, die nur bedingt miteinander vergleichbar sind. Daher wurde folgende Vorgangsweise gewählt:

Der ÖDP Sektor weist einige Besonderheiten auf, die ihm ein Alleinstellungsmerkmal garantieren:

- Einige Betriebe vor allem im öffentlichen Dienst weisen einen durchgehenden Betrieb von 8760h pro Jahr auf, da sie sozusagen systemimmanent sind und immer betrieben werden müssen. Dies betrifft zum Beispiel Krankenhäuser, Kläranlagen, etc. Dadurch können Lastverschiebungen besser geplant werden, da die dafür notwendigen Maschinen auf jeden Fall in Betrieb sind.
- Die meisten dieser Betriebe besitzen Tarife, die nicht so optimiert sind wie jene in der Industrie. Dadurch besteht hier ein größeres Optimierungspotential, zum Beispiel mit base/peak Ankäufen.
- Da keine Produktion in diesem Sektor stattfindet, können die Lastverschiebungen öfters abgefragt werden. Die möglichen Produktionsausfälle sind in der Industrie oft

der größte Hinderungsgrund. Dadurch ergeben sich höhere Jahresenergiemengen (GWh) im Vergleich zur Industrie.

- Ebenfalls spezifisch ist der Fakt, dass fast nur kurze Lastverschiebeintervalle technisch umgesetzt werden können. Dies fußt auf der Tatsache, dass die meisten DR-tauglichen Aggregate zwar systemrelevant sind, aber aufgrund der Systemträgeit für Lastverschiebungen eingesetzt werden können. So sind die bestimmenden Verbrauchsgruppen Ventilatoren, Kältemaschinen, etc., die große Nennlasten besitzen. Zusammenfassend liegt das DR Potential oftmals im Bereich der Haustechnik.

So werden z.B. in Kühlhäusern, Fleischerbetrieben, Supermärkten und Spitäler sehr hohe Leistungen für Kühlung benötigt, die sich auf Grund der Systemträgeit ausgezeichnet für Lastverschiebung nutzen lassen. Daher wurden aus diesem Bereich ein paar Subsektoren ausgewählt, bei denen erhebliches DR Potential angenommen wird.

Wie in den anderen Sektoren wurden auch im Sektor der öff. & privaten Dienstleistungen vor allem dort angefragt, wo auch ein entsprechend großes Potential erwartet wurde. Im Folgenden sind 4 Subsektoren dargestellt, die auf Grund ihrer hohen DR Tauglichkeit aber auch wegen ihrer Charakteristik ausgewählt wurden. So kann man Einblick in unterschiedliche Bereiche bekommen und ist nicht ausschließlich mit z.B. Gebäudeklimatisierung informiert.

2.3.2.8.1. Abwasserbehandlung

In der kommunalen Infrastruktur machen Kläranlagen einen sehr großen Anteil am kommunalen Stromverbrauch aus und deren Verbraucher sollten sich vorzüglich für DR eignen, da sich sowohl die Pumpen wie die in der biologischen Reinigungsstufe verwendeten Ventilatoren normalerweise kurzzeitig abschalten lassen.

Sektor	Abwasseraufbereitung
Jahresstromverbrauch	58.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	7.000 kW
Eigenproduktion	0 kW
Jahresbetriebsstunden	8.760 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	starr

Tabelle 84: Daten Kläranlage

Situation

Die analysierte Kläranlage hat einen Jahresstromverbrauch von 58 GWh, wobei der Durchschnittsverbrauch knapp 7 MW mit Spitzen bis 11 MW ausmacht. Die Auslastung variiert je nach Jahreszeit mit höherem Strombedarf im Herbst und niedrigeren Verbrauchswerten im Sommer. Die Anlage kann je nach Verschmutzungsgrad N2- oder O2- geführt betrieben werden. 80% der vorhandenen Motoren für Pumpen und Ventilatoren sind mittels Frequenzumformer geregelt.

In der Stunde werden 23.000 m³ Wasser gereinigt. Die Prozessschritte setzen sich aus mechanischer und biologischer Reinigung wie folgt zusammen:

- In Schotterfang, Rechenanlage und Sandfang werden Grob- und feinere Feststoffe abgeschieden und nach einer Entwässerung verbrannt
- im Vorklärbecken sinken die restlichen Schwebstoffe zu Boden
- im 1. Belebungsbecken werden mittels Bakterien organische Verunreinigungen abgebaut. Zum Eintrag des benötigten Sauerstoffs werden Kreiselbelüfter eingesetzt
- im Zwischenklärbecken wird ein Teil des Schlamms ab- bzw. rückgeführt
- die 2. biologische Stufe setzt sich aus mehreren Becken zusammen in denen De- & Nitrifikation stattfindet. Die jeweiligen Becken werden mit Luft von Tiefenbelüftern versorgt.
- in den Nachklärbecken erfolgt die Abtrennung vom Belebtschlamm
- der Klärschlamm wird einen Wirbelschichtofen zugeführt

Potential

- in den Belebungsbecken werden 32 Oberflächen-Kreiselbelüfter eingesetzt, welche zusammen 1,5 MW verbrauchen. Diese Kreisel werden starr betrieben und können bis zu 15 Minuten vom Netz genommen werden ohne dabei die Reinigungsleistung zu beeinflussen. Eine Abschaltung kann bis zu 5-mal wöchentlich erfolgen, ohne dass dabei Zusatzkosten entstehen würden. Außerdem ist für eine Abschaltung keine Vorlaufzeit notwendig.
- am Standort sind weiteres noch 5 Turboverdichter im Einsatz, wovon 2 kontinuierlich betrieben werden. Die Leistung liegt bei insgesamt 1,5 MW. Diese könnten eventuell auch für Demand Response eingesetzt werden.
- Grundsätzlich ließen sich auch 6 Hebeschnecken, welche den Schlamm befördern, kurzzeitig abschalten. Hier ist jedoch noch die technische Machbarkeit abzuklären, auch weil bei diesen Aggregaten der Motor respektive die Regelung getauscht werden sollen.

Im unten dargestellten Standortpotential sind nur die Kreiselbelüfter eingetragen, da diese das einzig derzeit gesicherte Potential darstellen.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	1,5	43	65	0	
15	1,5	65	98	0	
60	-	-	-	-	
240	-	-	-	-	

Tabelle 85: Potential Kläranlage⁷⁸

2.3.2.8.2. Krankenanstalt

Sektor	Krankenhaus
Jahresstromverbrauch	13.100 MWh
Leistungsbedarf (ave)	1.500 kW
Eigenproduktion	0 kW
Jahresbetriebsstunden	8.760 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	starr

Tabelle 86: Daten Krankenhaus

Situation

Das Krankenhaus besitzt ca. 750 systemisierte Betten und 1.800 Mitarbeiter sind im Spital tätig. Als einer der wenigen Krankenhäuser verfügt es über ein Leitsystem, welches alle essentiellen Daten über Haustechnik darstellen und aufzeichnen kann.

Die größten Stromverbraucher im Spital sind die zur Heizung, Lüftung und Klimatisierung benötigten Aggregate, bei denen teilweise ein Demand Response Potential besteht. Das Krankenhaus verbraucht bis zu 3,5 MW im Spitzenlastbereich, wobei der Durchschnitt bei 1,5 MW liegt.

Potential

- *Dampfbefeuchter*

Am Standort werden 60 Dampfbefeuchter betrieben, welche insgesamt eine Leistung von 1,8 MW aufweisen. Diese werden aber ausschließlich im Winter eingesetzt, wodurch das Potential dementsprechend gemindert wird. Außerdem würde maximal

⁷⁸ Anmerkung: Die vorliegenden Daten betreffen den Raum Wien. Die in der Statistik Austria vorhandenen Stromverbrauchsdaten sind nur für den „Sektor Abwasser- und Abfallbeseitigung und sonstige Entsorgung“ vorhanden und somit sind andere Verbräuche abseits der Abwasserbehandlung ebenfalls inkludiert. Es wurde das Gesamtpotential anhand dieser Daten auf Österreich extrapoliert. Ein Quercheck der Daten mittels Extrapolation über das Bevölkerungsverhältnis von Wien zu Österreich ergab, dass die beiden Stromverbräuche für den Abwassersektor nur ~10% divergieren. Somit ist die Berechnung schlüssig.

die Hälfte der Aggregate für eine Lastverschiebung bereitstehen, da grössere Schwankungen im Raumklima verhindert werden sollen.

Eine Unterbrechung kann bis zu 65 Stunden im Jahr erfolgen, wobei die Abschaltintervalle maximal 15 Minuten betragen sollen. Man würde ca. eine $\frac{1}{4}$ Stunde benötigen, um die Lastverschiebung zu realisieren.

- *Kältemaschine*

Es werden 3 Kältemaschinen mit einer Gesamtleistung von 0,32 MW betrieben. Im Winter bei unter 2°C wird free-cooling angewandt, wodurch die Anlagen nicht benötigt werden. Desweiteren verfügt die Anstalt über einen Kältespeicher von 18 m³, welcher Spitzenlasten zum Beispiel im Sommer abdecken kann.

Die größte Maschine benötigt 300 kW Leistung und ist für Demand Response geeignet. Die Lastverschiebecharakteristik ist den Dampfbefeuchtern ähnlich hinsichtlich Jahresstunden, Intervalle und Vorlaufzeit.

- sonstige Verbraucher

Die jeweils 3 Wärme- und Kältepumpen und ebenfalls die 65 vorhandenen Ventilatoren sind nicht zur Lastverschiebung geeignet. Der Aufwand diese abzuschalten ist zu hoch und Leistungen zu gering.

Diese Aggregate würden insgesamt 1,2 MW an DR Potential bereitstellen. Die Schöpfung dieses Potentials ist zwar technisch durchführbar und von den hiesigen Technikern abgesegnet, hängt aber letztendlich von der Entscheidung der Direktion ab.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	1,2	65	78	0,25	
15	1,2	65	78	0,25	
60	-	-	-	-	-
240	-	-	-	-	-

Tabelle 87: Potential Krankenhaus⁷⁹

2.3.2.8.3. Kühlhaus

Sektor	Kühlhaus
Jahresstromverbrauch	10.000 MWh
Leistungsbedarf (ave)	1.150 kW

⁷⁹ Anmerkung: Es liegen Verbrauchswerte für die Wiener Spitalanstalten vor. Anhand dieser Daten wurde das Potential für Wien extrapoliert. Das Gesamtpotential für Österreich wurde anhand der Bevölkerungsanzahl extrapoliert.

Eigenproduktion	0 kW
Jahresbetriebsstunden	8.760 h
Lastmanagement	nein
Tarifstruktur	variabel

Tabelle 88: Daten Kühlhaus

Situation

Dieses Kühlhaus ist für die Kühlung und Produktion von Lebensmitteln und Tierfutter verantwortlich. Bei der Produktion handelt sich vor allem um Schockfrosten und das Hantieren und Zerlegen von Fleisch. Es wird auch als Zwischenlager zwischen Produktion und Endverarbeiter eingesetzt.

Die Lagerkapazität macht 150.000 m³ aus. Der Jahresstromverbrauch entspricht 10 GWh, was bei einem durchgängigen Betrieb durchschnittlich 1,15 MW ausmacht. Es wird kein Strom produziert und der gewählte Tarif ist ein Strommix, wobei früher ein Tag/Nacht Tarif angekauft wurde und ein Lastabwurf implementiert war.

Der Stromverbrauch besteht nahezu komplett aus den 8 eingesetzten Kältemaschinen, welche je 250 kW Nennlast (in Summe 2 MW) besitzen. Die Produktion verbraucht ca. 30% und die Lagerung 70% des Stroms, wohingegen der Verbrauch bei der Lagerung einer Jahresschwankung (Sommer/Winter) unterliegt. Diese Schwankungen machen ca. 5-10% aus, was ca. 100 kW entspricht.

Potential

Das Potential sind die Kältemaschinen, von denen einige maximal für mehrere Stunden abgeschaltet werden können. Eine realistische Größe sind Lastverschiebungen von 1 Stunde pro Tag. Für kürzere Abschaltungen wären 4 und für längere Abschaltungen 3 Kälteanlagen für DR einsetzbar.

DR Zusammenfassung					
min	MW	h/a	MWh/a max	Vorlaufzeit (h)	
5	1,00	46	46	1	
15	1,00	137	137	1	
60	0,75	365	274	1	
240	0,75	365	274	1	

Tabelle 89: Potential Kühlhaus⁸⁰

⁸⁰ Anmerkung: Mangels Daten, wurde das Gesamtpotential anhand der Bevölkerungsanzahl von Wien auf Österreich extrapoliert.

2.3.2.8.4. Facility Management - Bürogebäude

Um das Potential des Bürosektors darzustellen, wurde ein Top Down Ansatz gewählt, da hier die Datenlage in den einzelnen Büros schlecht ist bzw. einzelne Anlagen geringe Aussagekraft haben. Es wurde ausschließlich die Klimatisierung der Büros genauer betrachtet, da andere Verbraucher wie Beleuchtung und EDV nicht Demand Response geeignet sind. Die Klimatisierung umfasst die Kühlung als auch die Belüftung des Gebäudes.

Eine Studie [Hinterndorfer 2010] besagt, dass die Klimatisierung in Wien 121 GWh/a beträgt. Durch Umrechnung auf Österreich erhält man 389 GWh und 22,8% Anteil am Gesamtstromverbrauch. Dieser Wert wird als realistisch betrachtet und übernommen.

Nichtwohngebäude Anzahl	282.257,0
Anteil – Bürogebäude	11,4%
Bürogebäude Anzahl	32.177,3
durchschnittliche Bürofläche	1.110,0 m ²
Gesamtbürofläche Österreich	35.716.800,8 m ²
Gesamtenergieverbrauch Dienstleistungssektor [Mayer 2011]	33.671.944,4 MWh
Büroanteil an Dienstleistungssektor	11,2%
Energieverbrauch Bürosektor	3.771.257,8 MWh
Stromverbrauchanteil im Bürosektor	45,3%
Stromverbrauch Bürosektor Österreich	1.708.379,8 MWh
Leistungsbedarf bei 2000h (Annahme)	1.708,4 GWh
allg. Stromverbrauch	83,0 kWh/m ² a
Verbrauch Klimatisierung	50,0 kWh/m ² a
Anteil - klimatisierte Bürofläche	35,0%
klimatisierte Bürofläche	12.500.880,3 mio m ²
Gesamtenergieverbrauch Klimatisierung	625,0 GWh/a
Anteil Klimatisierung an Gesamtverbrauch	36,6%
Gesamtenergieverbrauch Klimatisierung für Wien (2006)	121,0 GWh/a
Verbrauch umgerechnet auf Österreich	389,3 GWh/a
Anteil Klimatisierung an Gesamtverbrauch	22,8%

Tabelle 90: Erfassung des el. Verbrauchs für die Klimatisierung von Bürogebäuden (Ö)
(Quellen: siehe Verweise & eigene Berechnungen)

Man kann davon ausgehen, dass bei der Raumklimatisierung ca. 500 Vollaststunden pro Jahr anfallen [Kranwinkler 2008]. Somit werden ca. 780 MW an Leistung während dieser Zeit abgerufen (Tabelle 91).

Jahressstromverbrauch	390 GWh
Betriebsstunden (Volllaststunden)	500 h
Jahresstundenanteil Klimabetrieb	6%
Nennstromleistung	780 MW

Tabelle 91: Leistungsbedarf Büroklimatisierung

Zur Bestimmung des Potentials wird angenommen, dass realistisch nur 50% der Anlagen für Demand Response abrufbar sind, da die Gleichzeitigkeit nicht gegebenen bzw. die Anlagen vollausgelastet und Abschaltungen sofort im System spürbar sind. In Tabelle 92 wird das DR Potential dargestellt. Man kann davon ausgehen, dass die Anlagen 2 mal bzw. 6 mal am Tag für 5 bzw. 15 Minuten abgeschaltet werden können, was zu einem Gesamtverschiebepotential von 11,6 GWh/a führt. Längere Systemabschaltungen wie 60 min und darüber sind unrealistisch, da sich dies jedenfalls Auswirkungen auf das Raumklima hätte.

DR Verfügbarkeit	50%
DR Potential	390 MW
täglich abrufbare Lastverschiebezeit 15min	2 Mal
täglich abrufbare Lastverschiebezeit 5min	6 Mal
Jahreslastverschiebezeit	30 h/a
Jahreslastverschiebeenergie	11.575 MWh/a

Tabelle 92: Lastverschiebepotential Büroklimatisierung (5 & 15 Minuten)

2.3.2.8.5. Abschätzung DR Gesamtpotential – ÖPD Sektor

Für eine Berechnung des Gesamtpotentials wäre es prinzipiell notwendig den Bedarf der verschiedenen Subsektoren und die dazugehörigen Verbrauchsgruppen zu kennen (wie es für die Industrie bereits dargestellt wurde). Da aber eine solche Verknüpfung nicht vorhanden ist, wird im Folgenden versucht das Potential abzuschätzen.

Die wesentlichen Verbrauchsgruppen sind laut Abbildung 67: Stromverbrauch ÖPD nach Verbrauchgruppen (Quelle: Stat. Aus. 2007, eigene Darstellung) Industrieöfen, EDV& Beleuchtung, Raumheizung & Klimatisierung (R&K) und Standmotoren. Als Potential wird der Stromverbrauch für Raumheizung & Klimatisierung angesehen, da es sich bei Industrieöfen hauptsächlich um Warmwasseraufbereitungen und Herde bzw. Öfen (z.B. Bäckereien) handelt, wo DR aufgrund mangelnder Akzeptanz nicht anwendbar ist. Beleuchtung und EDV sind ebenfalls DR ungeeignet.

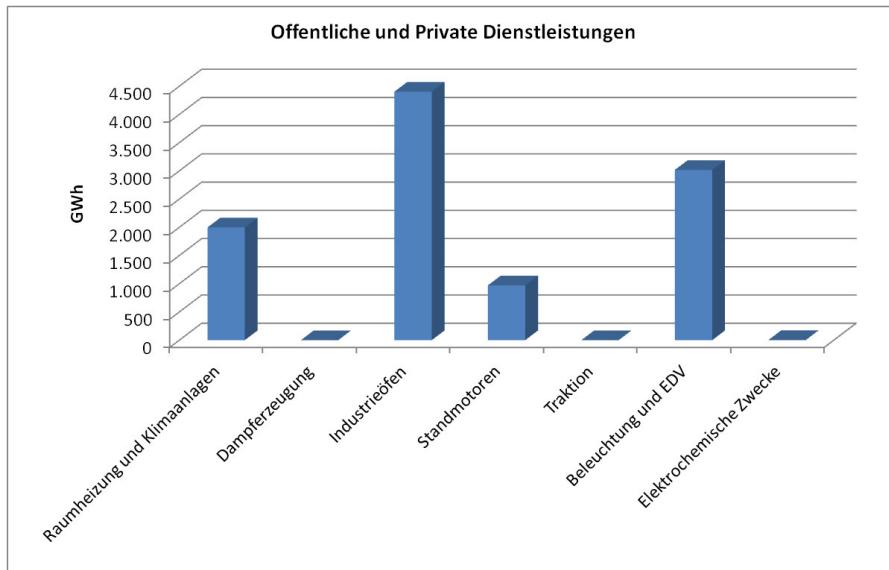


Abbildung 67: Stromverbrauch ÖPD nach Verbrauchgruppen (Quelle: Stat. Aus. 2007, eigene Darstellung)

Der Zweck der Standmotoren lässt sich nicht genauer aufschlüsseln respektive sind die Anwendungen so umfassend, dass von einer Abschätzung jenes Potentials Abstand genommen wird.

Um den Anteil Klimatisierung an der Verbrauchsgruppe R&K zu bestimmen, wird ein Vergleich des Verbrauchs der R&K im ÖPD Sektor mit dem Verbrauch von Stromheizungen im Haushalt gezogen (Tabelle 93).

ÖPD Stromverbrauch	10.385 GWh
Stromverbrauch ÖPD Raumheizung und Klimaanlagen [Stat. Aus. 2007]	1.996 GWh
Gesamtverbrauch ÖPD Raumheizung und Klimaanlagen	17.373 GWh
Anteil Strom	11,5%
Raumheizung (Haushalte 2007) [Stat. Aus. 3 2007]	12.347 GWh
Raumheizung mit Strom (Haushalte 2007)	500 GWh
Stromheizungsanteil	4,1%
Stromverbrauch ÖPD Heizung	704 GWh
Vollaststunden Heizung	2.000 h
Nennlast Heizung	352 MW
Stromverbrauch ÖPD Klimatisierung	1.292 GWh
Vollaststunden Klimatisierung	1.000 h
Nennlast Kühlung	1.292 MW

Tabelle 93: Abschätzung el. Energie- & Leistungsbedarf für ÖPD Raumheizung & Klimatisierung (Quelle: Statistik Austria & eigene Berechnung)

In Haushalten liegt der Anteil der Stromheizungen am Gesamtheizungsbedarf bei 4,1%. Dieser Wert wird auch für das Gewerbe übernommen.

Somit ergibt sich eine Verbrauchsaufteilung von 704 GWh für die Heizung und 1292 GWh für die Klimatisierung. Anhand der Volllaststunden für Heizen (2000h) und Kühlen (500h) kann die Nennlast berechnet werden. Es werden jedoch für die Klimatisierung 1000h angenommen, da sich die 500h nur auf die Kühlung beziehen und in der Klimatisierung auch die Lüftung enthalten ist, welche ganzjährig betrieben wird⁸¹.

Um das Potential des ÖPD Sektors abzuschätzen, wird weiters angenommen, dass nur ca. 50% der Last tatsächlich zu einen bestimmten Zeitpunkt verschiebbar ist, da eine Abschaltung auf Grund der gegebenen Auslastung bzw. des Temperaturniveaus nicht möglich ist. Es können so 176 – 646 MW Leistung verschoben werden.

Weiteres wird davon ausgegangen, dass Verschiebungen von bis zu 15 Minuten 2 mal täglich möglich sind. Dadurch errechnen sich die Jahresverschiebeenergien zu 7,3 GWh für das Heizen bzw. 13,5 GWh für das Kühlen.

Als maximale Verschiebeleistung werden die Werte der Klimatisierung herangezogen, da die Gleichzeitigkeit beider Potentiale (Heizen & Kühlen) nicht oder nur in Ausnahmefällen (große Temperaturspreizung in Österreich) gegeben ist. Die Gesamtverschiebeenergie für den ÖPD Sektor wird auf 20,8 GWh geschätzt.

DR Potential Abschätzung - Leistung	50%
Heizen	
Verschiebeleistung max	175,9 MW
Lastverschiebestunden pro Jahr	41,7 h
Verschiebeenergie	7,3 GWh
Klimatisierung	
Verschiebeleistung max	646,1 MW
Lastverschiebestunden pro Jahr	20,8 h
Verschiebeenergie	13,5 GWh
Gesamtverschiebeenergie ÖPD	20,8 GWh

Tabelle 94: DR Potential Abschätzung ÖPD Sektor

⁸¹ Eine genaue Aufteilung der Verbrauchsdaten auf Kühlung und Lüftung ist nicht möglich, da v.a. bezüglich Lüftung Daten & Literatur nur sehr rudimentär bzw. gar nicht vorhanden sind.

2.3.3. Charakteristik der Demand Response tauglichen Verbrauchsgruppen

Um auch in Zukunft Demand Response taugliche Aggregate, Betriebe und Sektoren besser und effizienter identifizieren zu können beziehungsweise ihr Potential abzuschätzen, sind in Tabelle 95 die Aggregate mit DR Potential und die zugehörigen Verbrauchsgruppen bzw. Sektoren dargestellt. Mit Ausnahme der Eisen & Stahl Industrie sind fast alle DR kompatiblen Verbrauchsgruppen Standmotoren. Dies liegt unter anderem auch daran, dass Standmotoren 60% des Gesamtverbrauchs darstellen. In der E&S Industrie sind es ausschließlich Elektroöfen, welche sich für Demand Response qualifizieren.

Sektor	Anlage	techn. Zuweisung	MW
Chemie	Elektrolyse	el. chem Zwecke	16,0
	NH3 Anlage	St. Motoren	7,5
	v.a. Extruder	St. Motoren	10,0
Holz	Trockner, Zerfaserung, Stromproduktion	St. Motoren	6,0
Lebensmittel	Kläranlage	St. Motoren	0,3
NE Metall	Elektrolyse, Gießerei	u.a. el. chem Zwecke	4,5
	Walzen, Gießerei	St.motoren, Ind.öfen	5,0
Papier	Shredder, Altpapier, Pulper	St. Motoren	0,6
	Altpapier, Hackerei	St. Motoren	1,4
	TMP, Ventilatoren (KIA), Altpapier, GuD	St. Motoren	10,0
	GuD, Altpapieraufbereitung (Rührer)	St. Motoren	1,8
	chem.Zellst.erz; Shredder, GuD, Kläranlage	St. Motoren	19,5
Stahl	Lichtbogenöfen	Ind.öfen	25,0
	Induktionsöfen	Ind.öfen	3,0
	Lichtbogenöfen	Ind.öfen	33,0
Steine, Erden	Mühlen	St. Motoren	6,1
	Mühlen	St. Motoren	5,2
	Brecher, Mühlen, Pressen	St. Motoren	3,9
ÖPD	Kältemaschinen, Dampfbefeuchter	St.motoren, Dampferz.	2,1
	Ventilatoren	St. Motoren	1,5
	Kältemaschinen	St. Motoren	1,1

Tabelle 95: Darstellung der DR tauglichen Verbraucher bzw. Verbrauchsgruppen von diversen Standorten

Das Feld der DR-tauglichen Aggregate ist relativ heterogen, auch wenn sich gewisse Aggregate und Verbraucher öfter in den dargestellten Potentialen wiederfinden.

So besteht das vorhandene Potential vor allem aus folgenden Aggregaten & Anlagen:

- **mechanischen Aufbereitungsanlagen**
(Rührer, Brecher, Mühlen, Pressen, Shredder, Zerfaserungsanlagen,..)

- **Elektroöfen** (Induktion, Lichtbogen)
- **Ventilatoren, Kompressoren** (Kläranlagen, Kältemaschinen, Trockner)
- **metallurgische Verfahren** (Walzen, Gießen,..)
- **Elektrolyseanlagen**
- **Eigenstromerhöhung**

Dies ist eine recht überschaubare Gruppe von Anlagen, die alle ein hohes Demand Response Potential aufweisen.

2.4. Gesamtpotential für elektrische Lastverschiebung in der österreichischen Industrie & Gewerbe

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus der Bottom-Up Potentialanalyse, verschränkt mit den statistischen Daten und der Top Down Analysen durch Sektorpotentiale für die 4 gewählten Intervalle dargestellt.

Im dargestellten Potential sind Betriebe enthalten, die per site-visit, Telefon, email oder anhand der vorhandenen Daten von früheren Energieeffizienz Projekten analysiert wurden.

Die einzelnen Potentiale der Standorte wurden für jeden Sektor summiert und in Relation zum Gesamtverbrauch/Leistungsbedarf gestellt. Da nicht alle Betriebe jedes Sektors analysiert werden konnten, wurden die erhaltenen DR Ergebnisse pro Sektor anhand des Sektorverbrauchs extrapoliert.

Da einzelne Standorte das extrapolierte Ergebnis auf Grund ihrer Größe (MW/MWh) verzerrn können, wurden auch die Betriebe, die ein positives bzw. negatives Feedback abgegeben haben, in Bezug zu einander gesetzt (Feedback-Faktor). Die genaue Berechnung ist im Anhang dargestellt.

2.4.1. Potentiale anhand der verfügbaren Technologien (Kap. 2.1.17)

In Kap. 2.1.17 wurde thematisiert, ob sich sich das Potential ändert oder vergrößert, wenn anstatt der derzeit implementierten Anlagen, neue Anlage bzw. neue Technologien installiert werden.

Auf Grund der Erfahrungen aus der Bottom Up Analyse lässt sich postulieren, dass das Potential vor allem von folgenden Faktoren abhängt:

- Auslastung der Anlage(n)
- Möglichkeit der Lastabschaltung/-reduktion mit geringen/keinen Verlusten bez. Produktion und Zeit
- geringer Aufwand zur Realisierung des Potentials

Die Rücksprache mit den Verantwortlichen vor Ort ergab, dass sich die Lastverschiebepotentiale nicht ändern würden, wären andere, neuere Anlagen vorhanden. Neuere Anlagen würden in der Regel weniger Strom konsumieren, wodurch sich die Potentiale eher schmälern würde.

Die Frage, ob Lastverschiebungen möglich sind, ist vor allem eine wirtschaftliche Frage. Es besteht grundsätzlich immer die Möglichkeit Stromverbraucher abzustellen (z.B. für Wartungen), jedoch ist die Wirtschaftlichkeit oft nicht gegeben.

Weiteres lassen sich die Anlagen, wenn ein technisches Potential vorhanden ist, relativ leicht manuell abschalten. Dieser Vorgang ist relativ simpel und würde sich auch beim Einsatz neuerer Technologien nicht vereinfachen respektive würde dadurch keine nennenswerten neuen Potentiale entstehen. Deshalb wird die Potentialsteigerung durch neue Technologien mit Null bewertet (Tabelle 96: 15 min - Potential nach verfügbarer Technologie - Bsp. 15 Min).

Industriesektoren	Fall 1		
	derzeitige Technologie	Anlagen- erneuerung	neue Technologien
	MW	Änderungen zu Fall 1	Änderungen zu Fall 2
Papier und Druck	68,3	0,0	0,0
Eisen- und Stahlerzeugung	97,9	0,0	0,0
Nicht Eisen Metalle	20,1	0,0	0,0
Chemie und Petrochemie	28,8	0,0	0,0
Steine und Erden, Glas	93,1	0,0	0,0
Holzverarbeitung	46,7	0,0	0,0
Nahrungs- und Genußmittel, Tabak	19,6	0,0	0,0
Maschinenbau, Fahrzeugbau	13,1	0,0	0,0
Textil und Leder	7,0	0,0	0,0
ÖPD: Krankenhäuser	115,8	0,0	0,0
ÖPD: Abwasserreinigung	6,4	0,0	0,0
ÖPD: Kühlhäuser	4,9	0,0	0,0
ÖPD: Facility Management	390,0	0,0	0,0
SUMME	843,5	0,0	0,0

Tabelle 96: 15 min - Potential nach verfügbarer Technologie

2.4.2. Darstellung & Analyse der Potentiale nach Sektoren & Intervallen

Die DR Potentiale hängen stark von den geforderten Charakteristika der Lastverschiebung ab, insbesondere davon, wie lange das Potential zur Verfügung stehen muss und welche Vorlaufzeiten notwendig sind.

Das relative Potential ist ebenfalls sehr interessant, da hier die sektoralen Unterschiede besser zur Geltung kommen und man dadurch genauere Rückschlüsse über die Eignung der jeweiligen Sektoren für Demand Response ziehen kann.

2.4.2.1. 5 Minuten Potential⁸²

Die 5 Minuten Potentiale fallen in fast allen Sektoren relativ gering aus, außer in den Industriezweigen Steine & Erden (S&E), Stahl (E&S) und Papier und in den ÖPD-Sektoren Büro und Spitalanstalten, welche jeweils über 100 MW zur Verfügung stellen können.

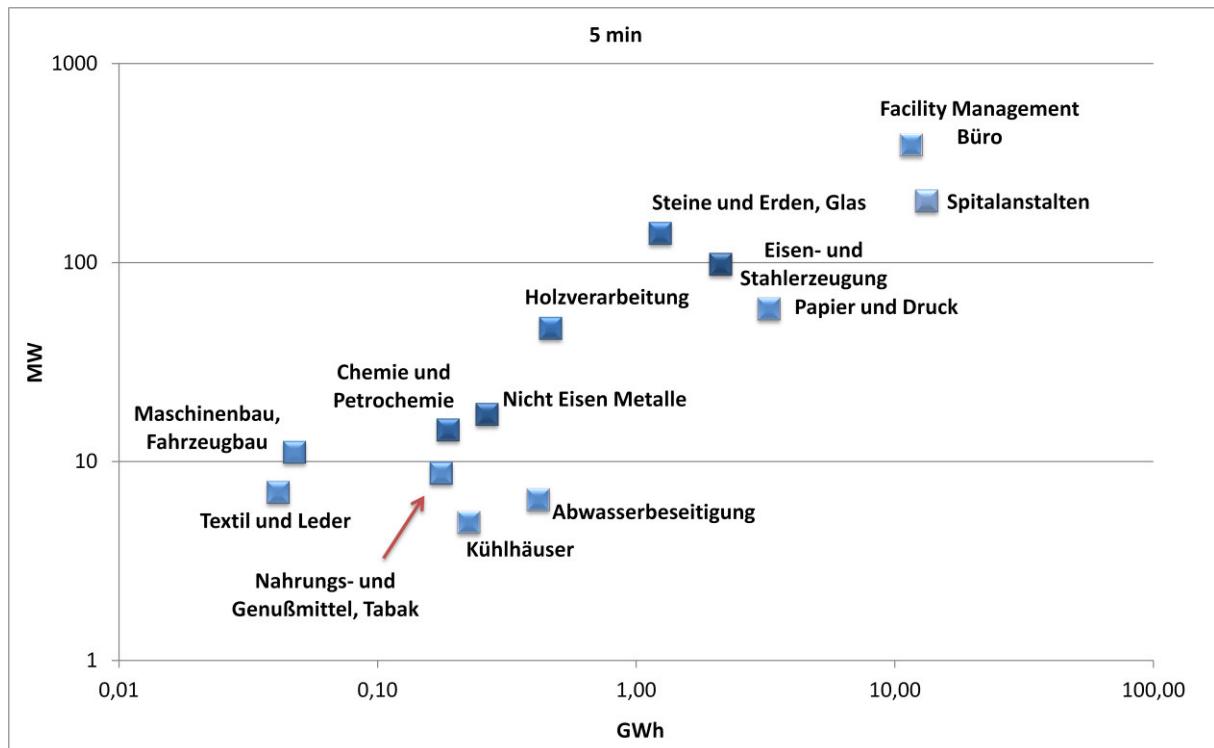


Abbildung 68: 5 min Demand Response Potential (absolut)

In relativen Zahlen kann man in Bezug zur Industrie jedoch vor allem die Eisen & Stahlindustrie neben der Steine & Erden Industrie nennen, welche hier kurzfristig 40-50% der Werksnennleistung bereitstellen kann.

Dies liegt vor allem an den großen E-Öfen der E&S Industrie, welche besonders gut für kurze Lastabschaltungen geeignet sind. Ebenfalls können in der S&E Industrie kurze größere Abschaltungen relativ effizient erfolgen.

Bei den ÖPD Sektoren sind, abgesehen von der Abwasserbehandlung, die relativen Jahresenergieverschiebungen sehr hoch, was daran liegt, dass keine Produktion betroffen ist und Haustechnik bezogene Aggregate vermehrt für kurze Abschaltungen einzusetzen sind.

⁸² Anmerkung: Zur besseren Veranschaulichung wurden bei einigen Darstellungen logarithmische Skalen gewählt.

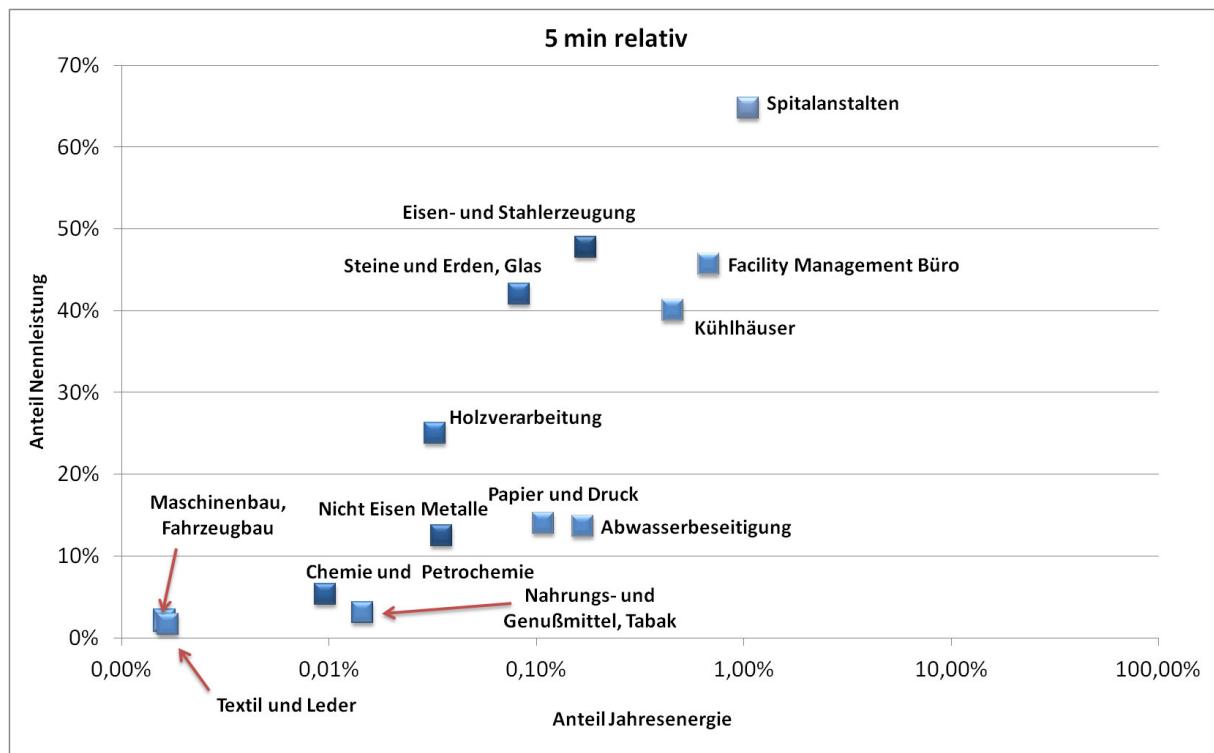


Abbildung 69: 5 min Demand Response Potential (relativ)

Die Anteile der Lastabschaltungsenergie an der Gesamtjahresstrommenge sind beim 5 Minuten Potential am geringsten, da bei gleichen Abschalthäufigkeiten – im Vergleich zu den längeren Intervallen – die Gesamtmengen geringer sind. Die Abschalthäufigkeiten können aber meistens nur schwer bei kürzeren Intervallen erhöht werden, da die Häufigkeit im Vergleich zur Intervalllänge die teilweise kritischere Komponente ist. Außerdem sind gewisse Lastabschaltungen im Bereich von wenigen Minuten unrentabel, ineffizient und von der Betriebsleitung nicht erwünscht.

2.4.2.2. 15 Minuten Potential

Das 15 Minuten Potential ist ähnlich dem 5 Minuten Potential. Wiederum sind FM Büro, Spitalanstalten, E&S und S&E die grössten Sektoren mit den grössten DR Lastverschiebepotentialen.

Beim relativen Potential im Bezug auf Leistung haben die Kühlhäuser das grösste Potential gefolgt von der E&S Industrie, FM Büro und Spitalanstalten. Insgesamt sind größere Potentiale vorhanden, da u.a. das Intervall länger ist und somit Häufigkeit nicht mehr so kritisch ist wie beim 5 Minuten Intervall.

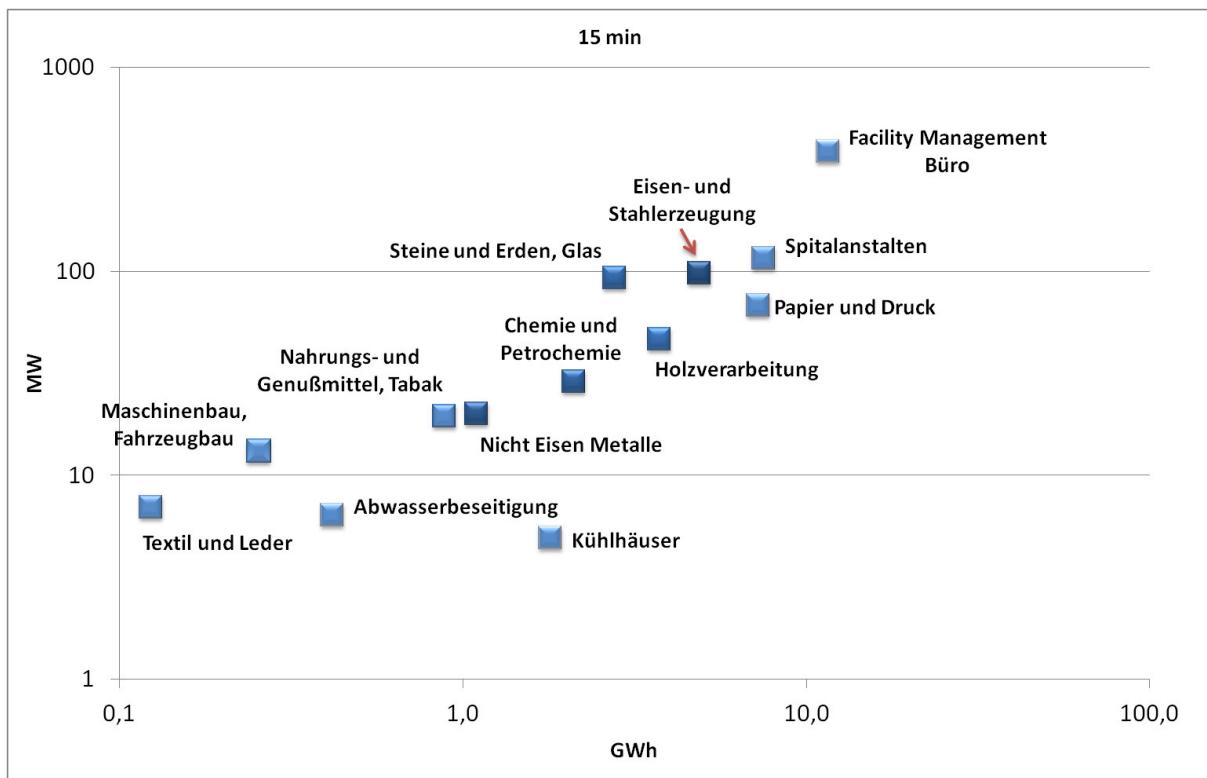


Abbildung 70: 15 min Demand Response Potential (absolut)

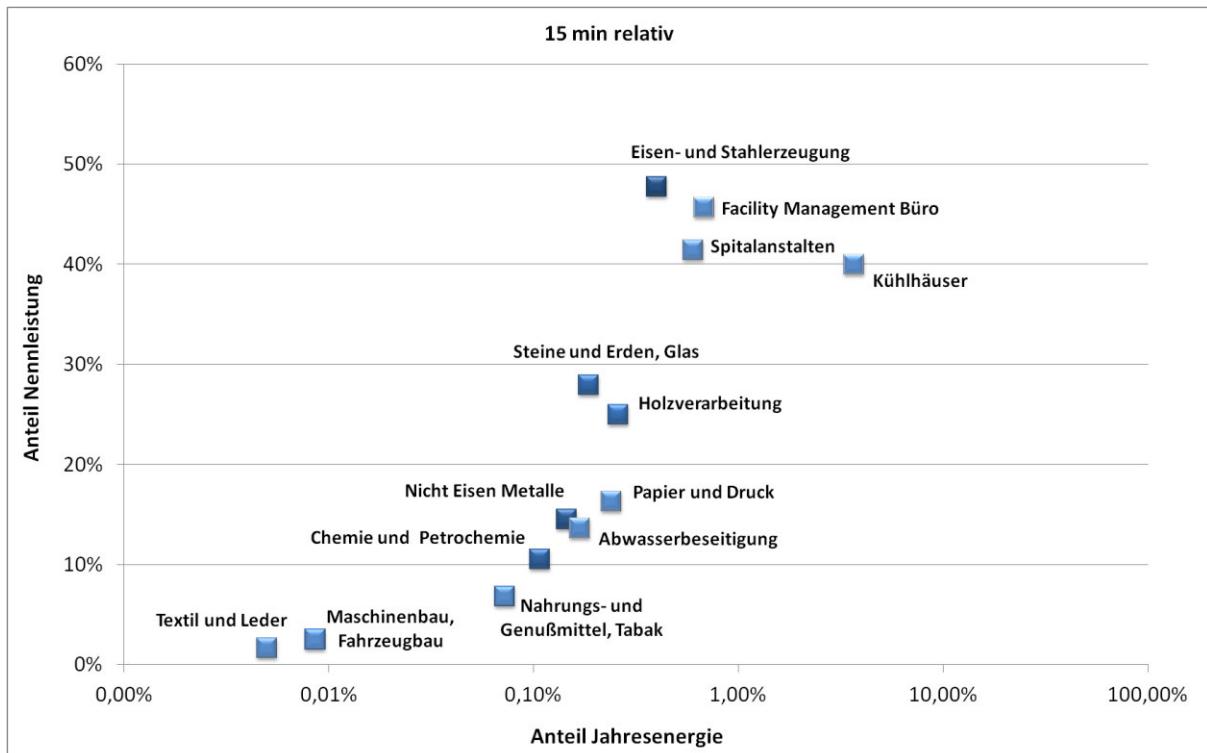


Abbildung 71: 15 min Demand Response Potential (relativ)

Generell lassen sich maximal 50% der Nennwerksleistung und im Durchschnitt 10-20% der Werksnennleistung für Lastverschiebungen verwenden, wobei die Unterschiede zwischen

den Sektoren und auch innerhalb der Firmen massiv sind bzw. sein können. Die Sektoren, welche sehr geringe Potentiale im 5 Minuten Bereich haben, wie Textil, Maschinenbau & Nahrungsmittel, weisen auch im 15 Minuten Bereich sehr geringe Potentialgrößen auf. Absolut betrachtet kann im Subsektor FM Büro am meisten Energie im Jahr verschoben werden.

Das 15 Minuten Potential ist wahrscheinlich das wesentlichste Potential, da dieses Potential für Energieversorger am relevantesten ist. Dieser Zeitbereich ist zum Ausgleich von kurzfristigen Engpässen relevant und gefragt. Im Bezug auf Leistung weist das 15-Minutenintervall das größte Potential auf.

2.4.2.3. 60 Minuten Potential

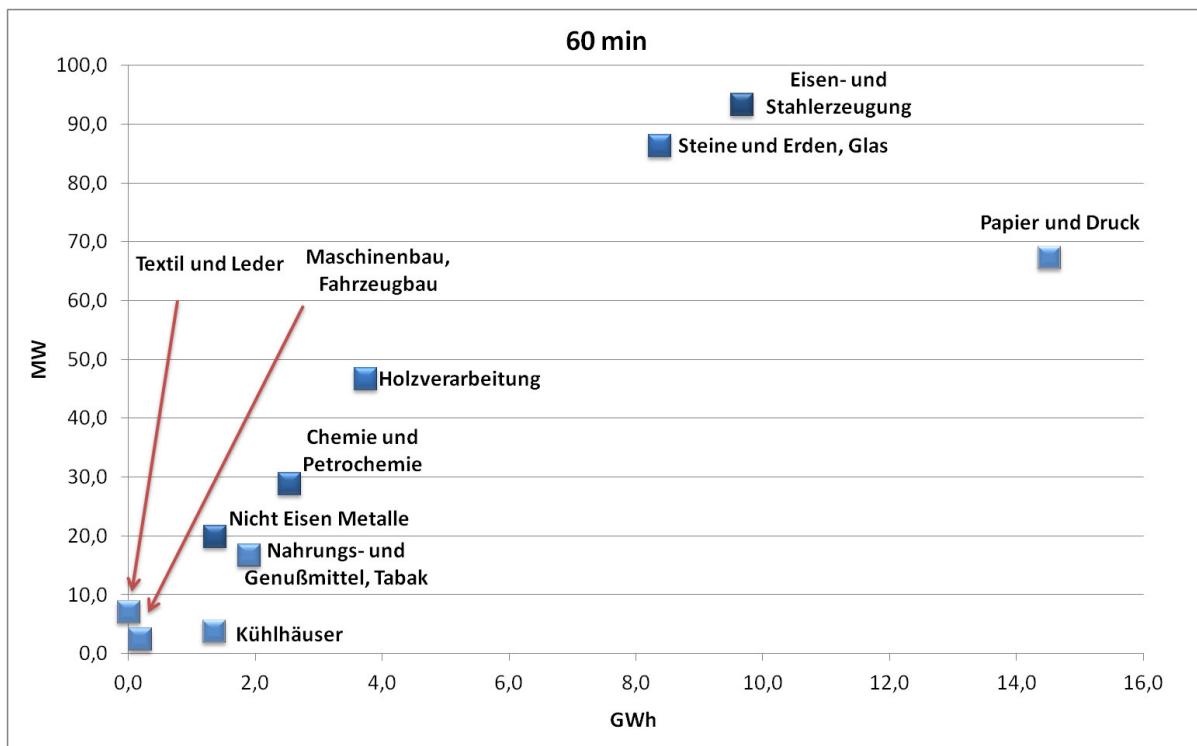


Abbildung 72: 60 min Demand Response Potential (absolut)

Beim 60 Minuten Intervall ist das Potential bei 3 von 4 ÖPD Sektoren Null. Dies liegt an der Systemrelevanz der für DR eingesetzten Aggregate, wodurch solange Lastverschiebungen ohne weitere Konsequenzen (z.B. Temperaturanstieg) nicht durchführbar sind.

Prinzipiell aber setzt sich der Trend des 5- bzw 15 Minutenintervalls im 60 Minuten Intervall fort. Wiederum weisen die Industriesektoren E&S, S&E und Papier das größte Potential auf und stellen zusammen 74% der Demand Response Leistung dar. Die Gesamt Demand Response Leistung & Energie aller Sektoren (ohne ÖPD) beläuft sich auf 400 MW & 50 GWh

für das 60 Minuten Intervall und hat somit bezüglich Energie das zweitgrößte Potential aller Intervalle nach dem 15 Minuten Intervall.

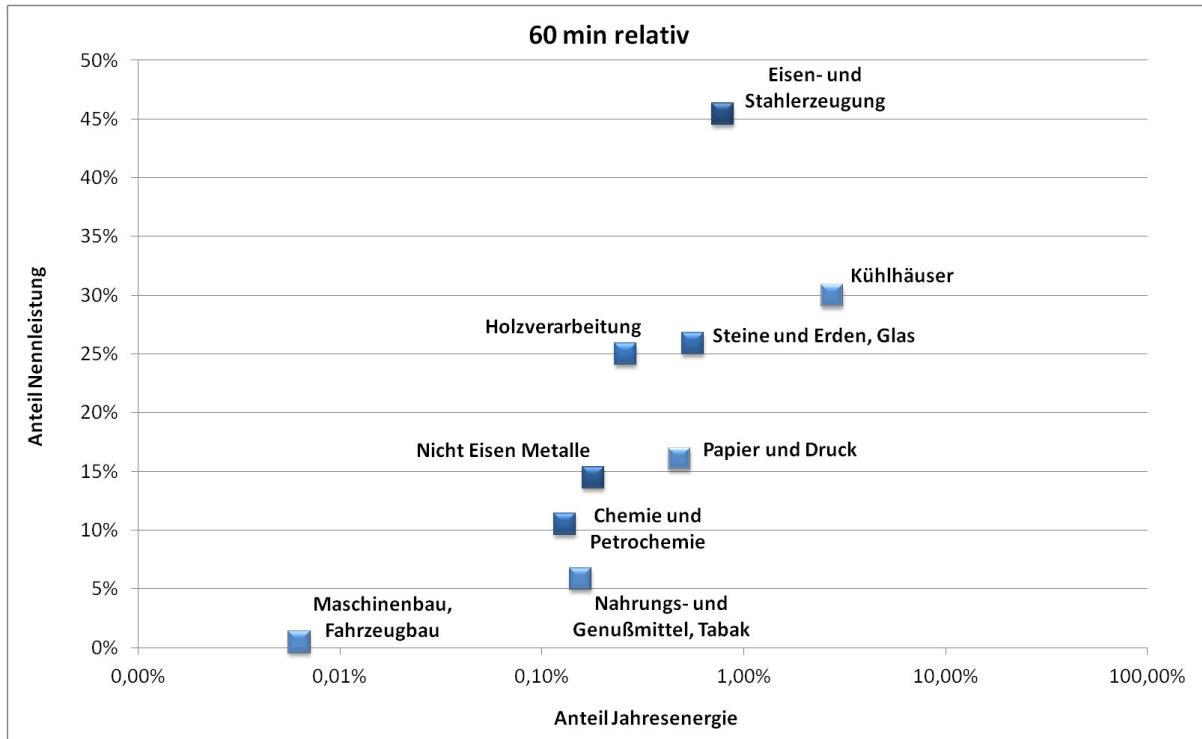


Abbildung 73: 60 min Demand Response Potential (relativ)

Der Stahlsektor hat im 60 Min Intervall das größte relative Leistungspotential, bei einem Anteil an der Nennleistung von 45%. Bezuglich Jahresenergie lassen sich bei den Kühlhäusern 2,7% des Jahresbedarfs verschieben. Die Nicht-Eisen Metall Industrie bewegt sich hier wie bei den anderen Intervallen im Mittelfeld. Die geringsten Potentiale kommen von der Textil und Maschinenbauindustrie.

2.4.2.4. 240 Minuten Potential

Das 240 Minuten Potential ist ebenfalls dargestellt, um die Grenzen von Demand Response darzustellen. So ist es zwar in einigen Betrieben technisch und wirtschaftlich möglich hier größere Lasten zu verschieben, jedoch führen diese langen Intervalle bei den meisten Betrieben zu Produktionsproblemen. Als Ausnahmen können hier die Papier- und S&E Industrie genannt werden. In den Subsektoren der ÖPD sind keine Potentiale vorhanden.

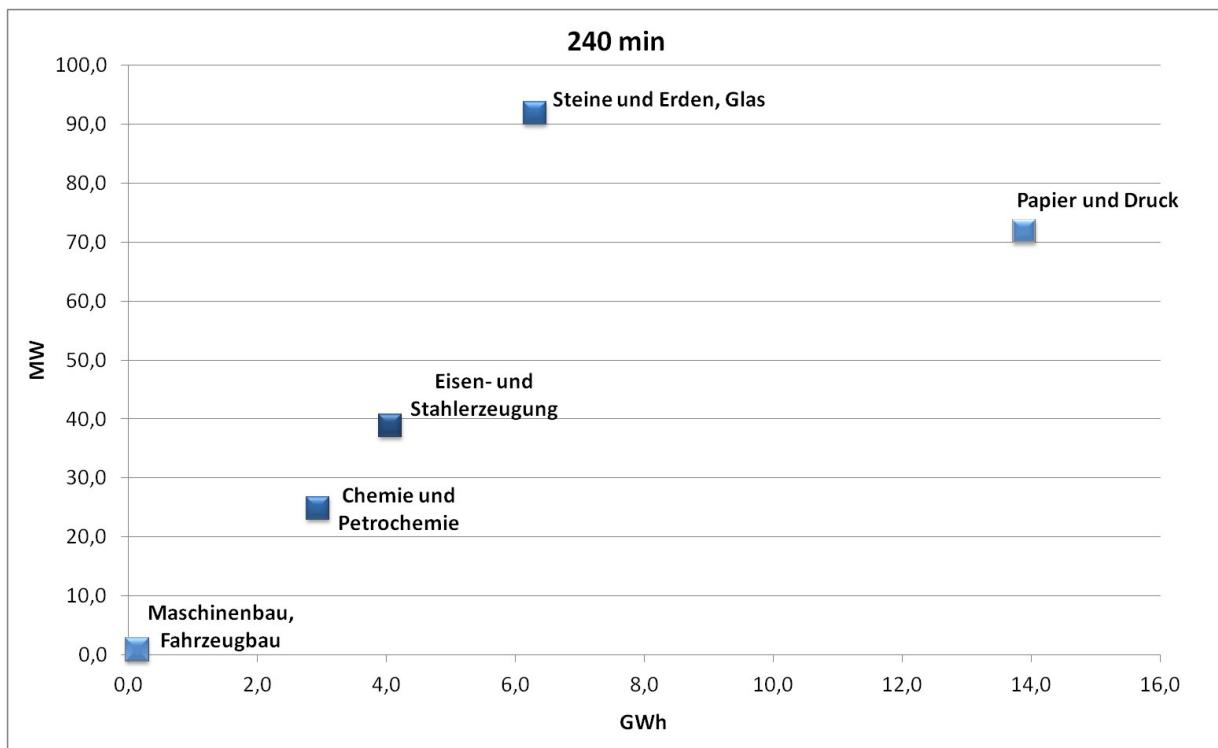


Abbildung 74: 240 min Demand Response Potential (absolut)

Bei der S&E Industrie liegt der Grund in der geringen Jahresauslastung und an den großen Einzelverbrauchern, bei denen längere Abschaltungen leicht durchführbar sind. Das große Potential der Papierindustrie röhrt daher, dass das Abschalten der Papiermaschine (normalerweise der größte Verbraucher im Werk) erst für mehrere Stunden Sinn macht, da das An- und Abfahren sehr lange dauert. Ein weiterer Grund ist die geringe Auslastung einiger Papierwerke zur Zeit der Befragung. Die kann sich jedoch ändern, wodurch das tatsächliche Potential geringer wäre.

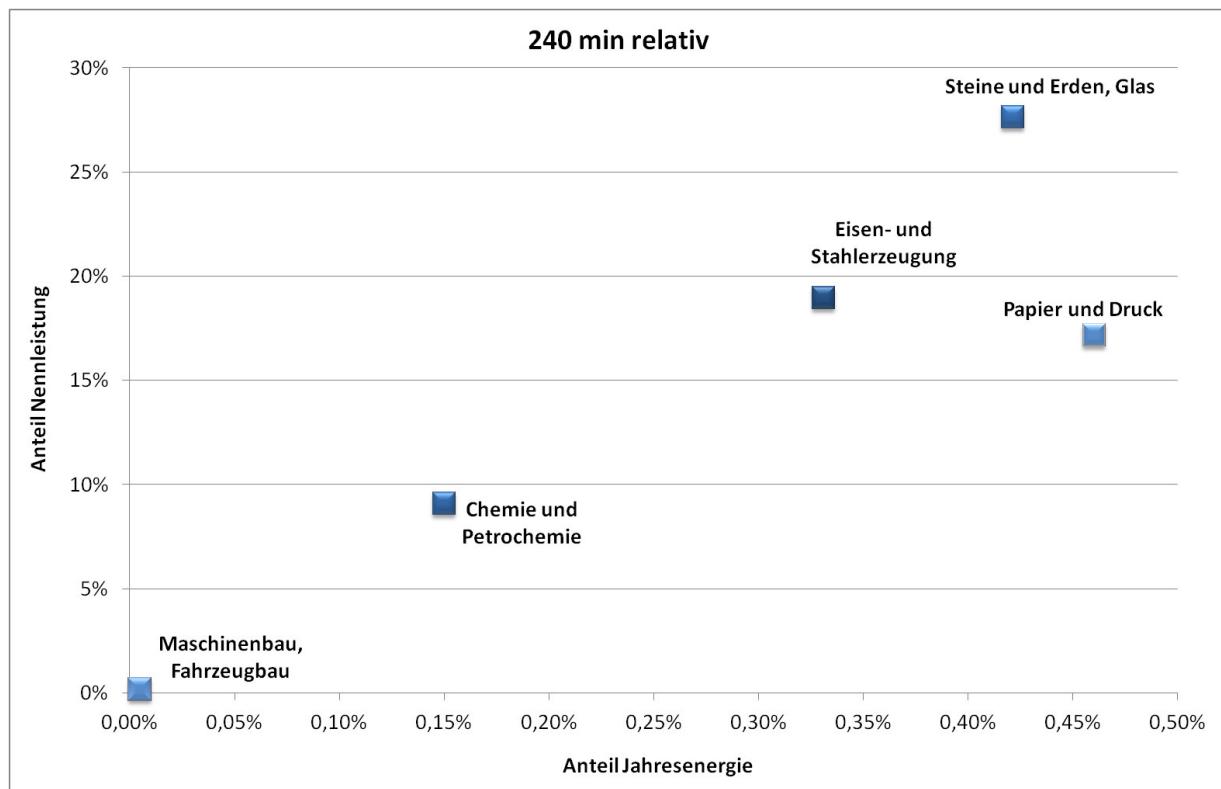


Abbildung 75: 240 min Demand Response Potential (relativ)

2.4.2.5. Zusammenfassung der Potentiale

Viele Betriebe haben max. 1% und/oder eine maximale Anzahl von Abschaltungen vorgesehen. Dadurch ergibt sich zwangsläufig, dass z.B. das 5min Potential in Bezug auf die Gesamtenergie geringer ist als das 60 min Potential, da für die Betriebe sehr häufige und sehr kurze Abschaltungen weniger rentabel und kompliziert sind als längere Abschaltungen. Für die Betriebe sind 15 & 60min Abschaltungen technisch und wirtschaftlich am einfachsten zu realisieren, weshalb hier auch die höchsten Energiemengen verschoben werden können.

Da der ÖDP Sektor nicht in Detail komplett erfasst wurde, wird hier das Gesamtpotential zunächst ohne den ÖPD Sektor dargestellt.

In **Tabelle 97** sind die Jahresenergien und Leistungen der gesamten Industrie für die verschiedenen Intervalle zusammengefasst dargestellt. Die Energie ist beim 60 Minuten Intervall mit 50 GWh am höchsten, da das Intervall relativ lange ist aber die viele Betriebe eine Abschaltung über diesen Zeitraum trotzdem bewerkstelligen können.

Um dies in Bezug zu setzen: Dies entspricht ca. der durchschnittlichen **Jahresleistung von 12 installierten Windrädern in Ostösterreich** (Annahmen: 2MW Nennleistung; 2000 Vollaststunden).

Die Gesamtleistungen je Intervall schwanken zwischen 221 und 433 MW, wobei Intervalllänge zur Demand Response Leistung umgekehrt proportional ist. Trotzdem sind die möglichen DR Leistungspotentiale bei 5-, 15-, und 60 Minuten ähnlich. Erst das 240min Potential ist deutlich geringer, da – wie bereits erwähnt – diese Lastverschiebungen die Möglichkeiten der meisten Betriebe sprengen.

	SUMME DR Jahresenergie GWh	SUMME DR Leistung MW
5 Min Intervall	12,3	433,5
15 Min Intervall	27,6	426,6
60 Min Intervall	49,3	400,4
240 Min Intervall	27,8	221,7

Tabelle 97: Summen der Potentiale der einzelnen Intervalle

Die relativen Potentiale haben eine ähnliche Charakteristik wie das eben beschriebene absolute Potential (Tabelle 98).

Im Durchschnitt über alle Sektoren können in den Intervallen 5, 15 & 60 min ca. 17% der Nennleistung zur Verfügung gestellt werden. Die Jahresenergiepotentiale sind auf Grund der geringen Anzahl an Lastabschaltungen mit 0,05-0,3% deutlich geringer.

	Verhältnis DR Energie / Jahresverbrauch % Mittelwert	Verhältnis DR Leistung / Nennleistung % Mittelwert
5 Min Intervall	0,05%	17,03%
15 Min Intervall	0,16%	17,01%
60 Min Intervall	0,30%	16,15%
240 Min Intervall	0,12%	6,00%

Tabelle 98: Mittelwerte der relativen Potentiale der einzelnen Intervalle

Zum Vergleich werden die untersuchten/abgeschätzten ÖPD Sektoren mit ihren max. Verschiebeenergien und -leistungen für das 15 Minuten Intervall angeführt, um die dargestellten Industriepotentiale in Bezug zu setzen (Tabelle 99). Der ÖPD Sektor ist fast ausschließlich für kurze Intervalle geeignet.

Vor allem der Spital und der Facility Management Bereich (Büro) stellen enorm hohe Potentiale dar, die sich für alle Subsektoren auf über 500 MW und 21GWh summieren⁸³, womit es ca. so groß wie das ermittelte Industriepotential ist. Dagegen haben Kühlhäuser

⁸³ Es ist anzumerken, dass der Facility Management Bereich top-down ermittelt wurde und somit einem gewissen Unschärfe faktor unterliegt. Bei dem Potential der Spitäler kann die fehlende Akzeptanz dieser Maßnahmen zu einem tatsächlich kleineren Potential führen.

und Kläranlagen zwar ein technisch & wirtschaftlich interessantes Potential, jedoch sind die absoluten Verschiebemengen eher untergeordnet. Insgesamt beträgt das Potential 940 MW bzw. ~50 GWh.

ÖPD Sektoren	SUMME	SUMME
	DR Jahresenergie	DR Leistung
	GWh	MW
15min		
Krankenhäuser	7,5	115,8
Abwasser	0,4	6,4
Kühlhäuser	1,8	4,9
Facility Management	11,6	390,0
Summe ÖPD Subsektoren	21,3	517,2
Summe Industrie	27,6	426,6
Gesamtsumme	48,9	943,8

Tabelle 99: Gesamtpotential – 15 Minuten

2.5. Entwicklung von Cost-Curves

Im folgenden Kapitel wird auf die entstehenden Kosten und ihre Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit bei elektrischer Lastverschiebung bzw. der Teilnahme an Demand Response Programmen eingegangen und die Ergebnisse dann in Form von Cost Curves dargestellt.

2.5.1. Entstehende Kosten durch elektrische Lastverschiebung bzw. Demand Response in den Betrieben (methodischer Exkurs)

Die Betriebe wurden nach folgenden entstehenden Kosten bei Realisierung von Lastverschiebepotentialen befragt:

- An-/Abfahrkosten
- Personalkosten
- Lagerkosten
- Ausfallkosten
- etwaige andere Kosten (Stromerzeugung,...)

Seitens der Betriebe wurden vor allem Produktionsausfallskosten, An-/Abfahrkosten und auch Personalkosten genannt. Lagerkosten spielten hierbei nie eine relevante Rolle. Die Brennstoffkosten für den erhöhten Einsatz der Eigenstromerzeugung wurden ebenfalls berücksichtigt.

Falls es zu keinem Ausfall der Produktion kommt, weil

- das Werk/Aggregat nicht voll ausgelastet ist
- die Lastreduktion ausschließlich Nebenaggregate betrifft
- genügend Speicher vorhanden ist, um die Lastverschiebung zu puffern

dann beschränken sich die Kosten auf jene, die oben angegeben sind.

Bezüglich der Personalkosten, welche neben den Ausfallkosten die relevantesten sind, wurden die Betriebe über die Anzahl der betroffenen Personen und deren Produktivitätseinbußen im Falle einer Lastverschiebung befragt. Viele Betriebe konnten hierzu relativ genaue Angaben machen, jedoch wurden bei Werken, die dabei Schwierigkeiten hatten, Annahmen getroffen.

Anhand von Erfahrungsberichten, wurde davon ausgegangen, dass eine Person ihre Produktivität über die Zeit verliert und somit zusätzliche Kosten verursacht werden. Wie in Abbildung 76 zu sehen ist, sinkt die Produktivität exponentiell und liegt nach 30 Minuten bei 50%.

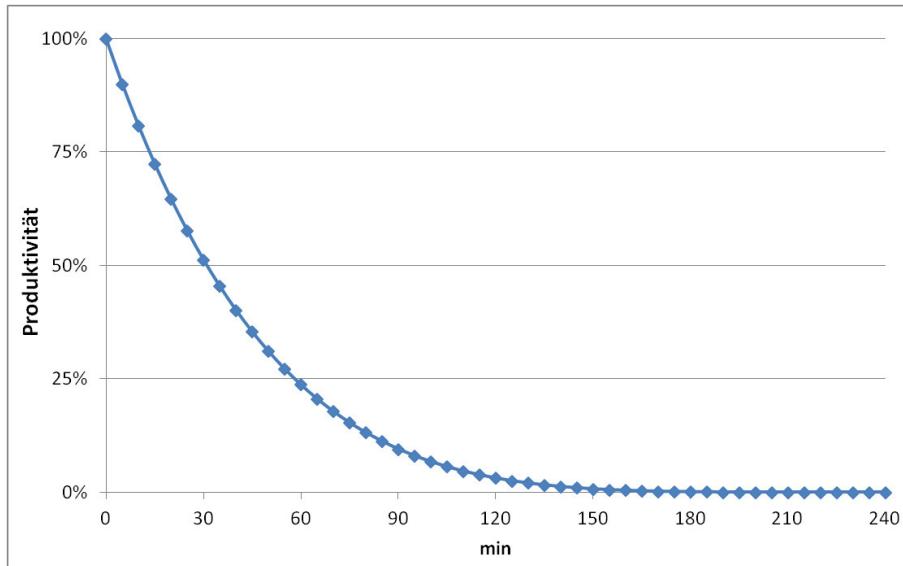


Abbildung 76: Annahme Produktivitätsverlust über die Zeit der Lastverschiebung

Dieser Produktivitätsverlust verursacht in den relevanten Zeitintervallen dann folgende Mehrkosten pro Mann (Tabelle 100), die durch entsprechende DR Erlöse zu decken sind.

Intervall	Mannkosten
min	€
5	1
15	5
60	53
240	280

Tabelle 100: Mannkosten pro Lastverschiebeintervall

Bei jeder Lastverschiebung sind außerdem kurze oder längere Tätigkeiten durchzuführen, um diese Lastreduktion in die Wege zu leiten. Falls ein Betrieb hierzu keine Angaben gemacht hatte, so wurden hier 15 Mannminuten angenommen. Wenn diese Fixkosten mit dem Produktivitätsverlust vereint werden, dann kommt es zu folgenden Kosten über Zeit, wie sie in Abbildung 77 dargestellt sind. Eine Mannstunde wurde mit 70€ angenommen. Die spezifischen Personalkosten wären dann für kurze Lastverschiebungen am höchsten (Abbildung 78), da die Fixkosten für jede Verschiebung immer gleich hoch sind. Dabei stellt sich heraus, dass das 60 min Intervall am kosteneffizientesten ist, da der Fixanteil weniger ins Gewicht fällt und die Produktivität noch nicht Null erreicht hat.

Ziel ist es die **spezifischen Lastverschiebekosten** in €/MWh darzustellen, da diese Kosten in direkten Bezug zu den tatsächlichen Stromkosten gestellt werden können und somit gut vergleichbar sind.

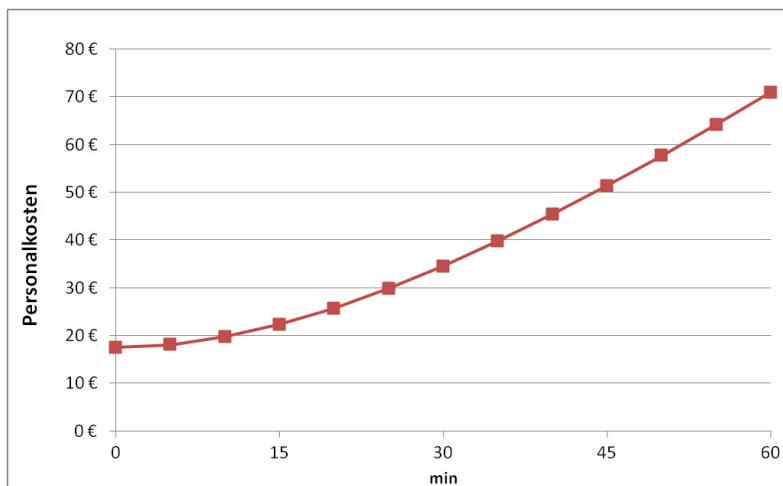


Abbildung 77: zusätzliche Personalkosten über Zeit (Annahme)

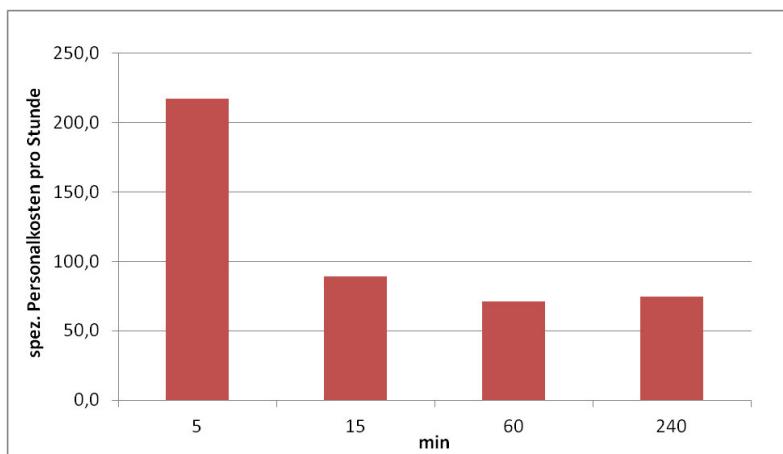


Abbildung 78: spez. Personalkosten pro Stunde

Beispiel:

Wenn also eine Last von 2 MW weggeschaltet wird und z.B. ein Mann dabei für 15 Minuten unproduktiv ist, dann fallen Kosten von 22€ an. 2 MW für 15 Minuten ergeben eine Energiemenge von 0,5 MWh. Dies bedeutet, dass die spezifischen Kosten für diese Lastverschiebung 44 €/MWh betragen, falls keine anderwältigen Kostenpositionen anfallen. Der Erlös sollte also >44 €/MWh sein, um Lastverschiebung wirtschaftlich darstellen zu können.

Generell sind die Produktionsausfallkosten immer am höchsten, da bei einem Produktionsverlust zwar keine variablen Kosten aber dafür Fixkosten anfallen, die jedenfalls beglichen werden müssen. Wenn also ein Betrieb durchgehend produziert und Lastverschiebungen nicht ausgeglichen werden können, dann muss der Verlust an verkaufter Ware (Umsatzeinbußen; €/h, €/t) herangezogen werden.

Wenn die variablen Kosten (v.a. Herstellungskosten) vom Umsatz abgezogen werden, dann erhält man den Deckungsbeitrag, welcher im Prinzip den Anteil der Fixkosten inklusive

Erlöse darstellt. Durch die Division des Deckungsbeitrag mit dem Jahresstromverbrauch erhält man die spezifischen Opportunitätskosten in €/MWh, wodurch die Ausfallskosten energiespezifisch dargestellt werden können [Gutschi 2008].

Ebenfalls relevant können An- & Abfahrkosten sein, wenn eine Anlage einen längeren Zeitraum benötigt, um die angepeilte Lastreduktion tatsächlich zu realisieren. Die Wirtschaftlichkeit ist somit sehr stark von der Schnelligkeit des An- und Abfahrprozesses abhängig. Wenn dies <5min in Anspruch nimmt, dann ist das Potential zumeist ökonomisch darstellbar. Vor allem kompliziertere Prozesse kommen deshalb für Demand Response nicht in Frage, da die Lastverschiebungen zu lange und zu aufwändig sind.

2.5.2. Cost-curves für die Intervalle 5, 15, 60, 240 Minuten⁸⁴

Für die definierten Zeitintervalle wurden cost-curves sowohl für Leistung als auch Jahresenergiemengen erstellt, um die spezifischen Kosten und die dazugehörigen Leistungen jedes Sektors zu illustrieren.

Für die Betrachtung wird zwischen wirtschaftlichen und unwirtschaftlichen Potential unterschieden, wobei die Grenze bei 200 €/MWh gelegt wurde. Die Grenze wurde aufgrund der Spotmarktpreise (Siehe Abbildung 42) auf 200 €/MWh festgesetzt, da ein höherer Preis extrem selten ist (<25h/Jahr), und deswegen DR Potentiale mit höheren Kosten meist nicht genutzt werden können.

5 Minuten cost curve

In Abbildung 79 & Abbildung 80 sind die leistungs- & energiebezogenen cost-curves für das 5min-Intervall dargestellt.

Die beiden cost-curves verhalten sich relativ ähnlich. Die günstigsten DR Potentiale sind in den Sektoren Stahl (E&S), Steine&Erden (S&E), Papier und Holz zu finden. Hier sind die Kosten zwischen 25 und 110 €/MWh und somit kann dieses Potential als wirtschaftlich angesehen werden. Dieses wirtschaftliche Potential summiert sich zu **550 MW**. In den Subsektoren der öffentlichen & privaten Dienstleistungen ist vor allem der Sektor der Krankenanstalten ausschlaggebend.

Der FM (Facility Management) Subsektor verfügt zwar über insgesamt große Leistungen, die aber auf Grund der vielen kleinen Verbraucher auch sehr hohe Verfügungsstellungskosten verursachen. In den anderen Sektoren sind die Kosten noch höher bei gleichzeitig geringen Leistungspotentialen und können daher vernachlässigt werden.

⁸⁴ die Datenquellen für die Darstellung der Cost curves sind eigene Berechnungen

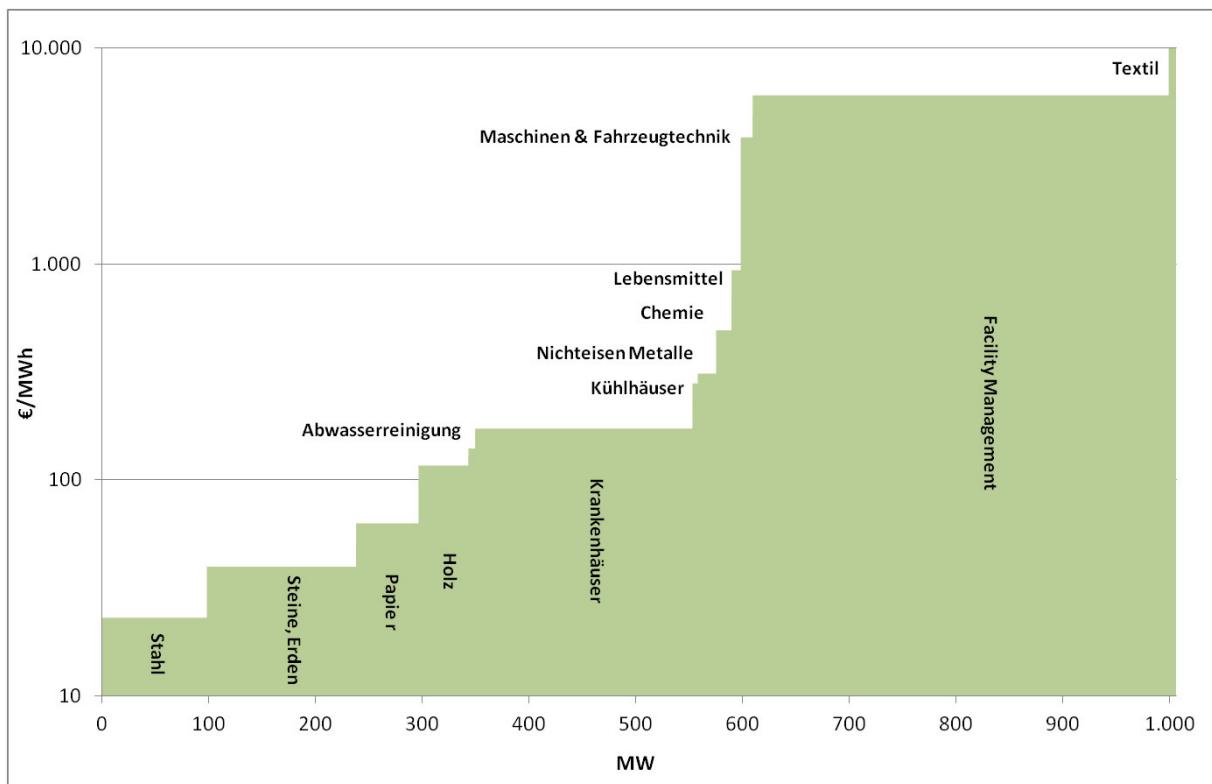


Abbildung 79: Cost Curve – 5 min Leistungspotential

Der Zusammenhang hier ist, dass die Kosten für die Nutzung eines Lastverschiebungspotentials auch bei unterschiedlichen Leistungsgrößen oft vergleichbar sind und deshalb die spezifischen Kosten bei geringen Leistungen dementsprechend höher sind. Dies liegt daran, dass der Aufwand eine kurze Lastverschiebung durchzuführen meistens ähnlich ist. Kleine Potentiale sind also eher unwirtschaftlich als große vor allem bei sehr kurzen Intervallen wie dem hier dargestellten 5 Minuten Intervall.

Hinsichtlich der Jahresenergiemenge können ca. **21 GWh** als wirtschaftliches Potential angegeben werden.

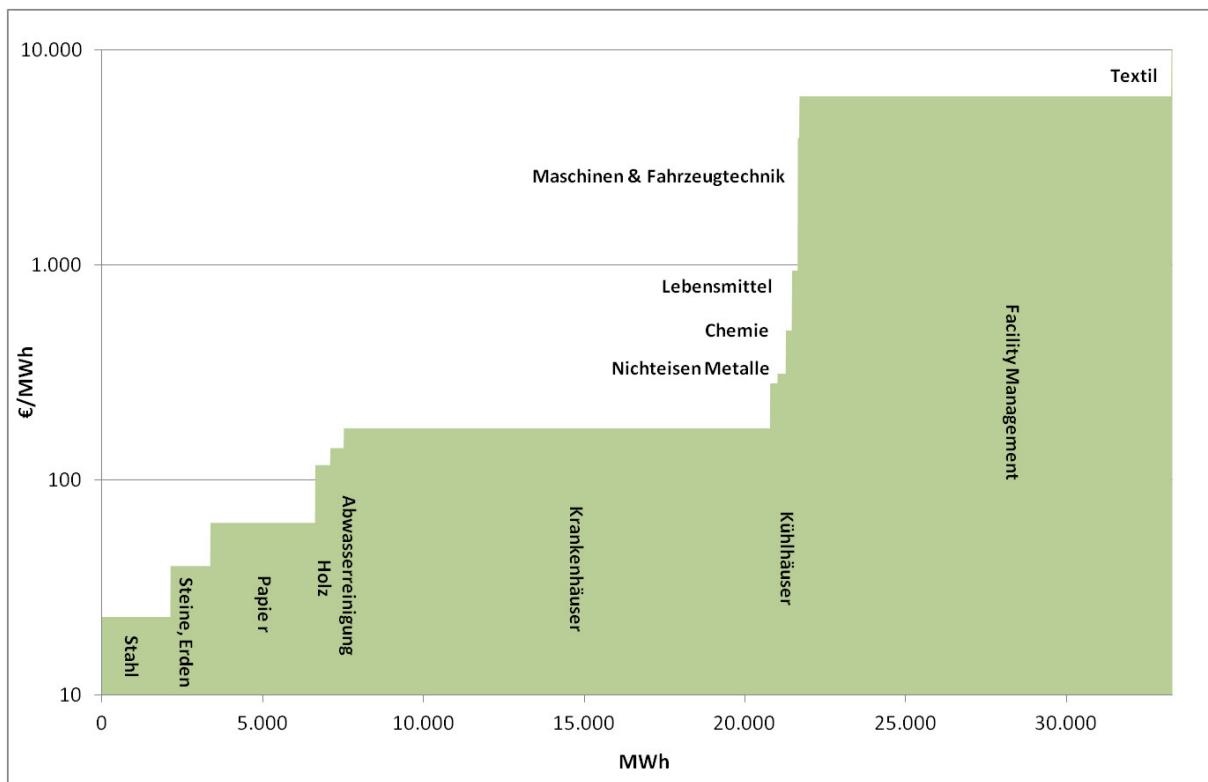


Abbildung 80: Cost Curve – 5 min Energiepotential (Quelle: eigene Berechnungen)

15 Minuten cost curve

Die cost-curve für das 15 Minuten Intervall (Abbildung 81 & Abbildung 82) sieht dem 5 Minuten Potential zwar ähnlich, jedoch sind die Leistungen höher und die Kosten geringer. Dies hängt mit den starren Kosten pro Abschaltung zusammen, die sich bei längeren Abschaltdauern wirtschaftlich positiv auswirken. Die sinkende Produktivität führt zwar zu eher höheren Kosten, doch ist diese bei 15 Minuten noch ausreichend hoch.

Die Sektoren Stahl, Abwasserreinigung, S&E, Krankenhäuser, Holz & Papier sind beim 15 Min-Intervall die wirtschaftlichsten in ähnlicher Reihenfolge wie beim 5 Minuten Intervall. Durch die sinkenden spezifischen Kosten im Vergleich zu 5 Minuten sind nun mehr Sektoren im wirtschaftlichen Bereich von unter 200€/MWh. So können **480 MW** bzw. **31 GWh** als wirtschaftliches Potential definiert werden, in welchem auch die chemische und Lebensmittelindustrie enthalten ist.

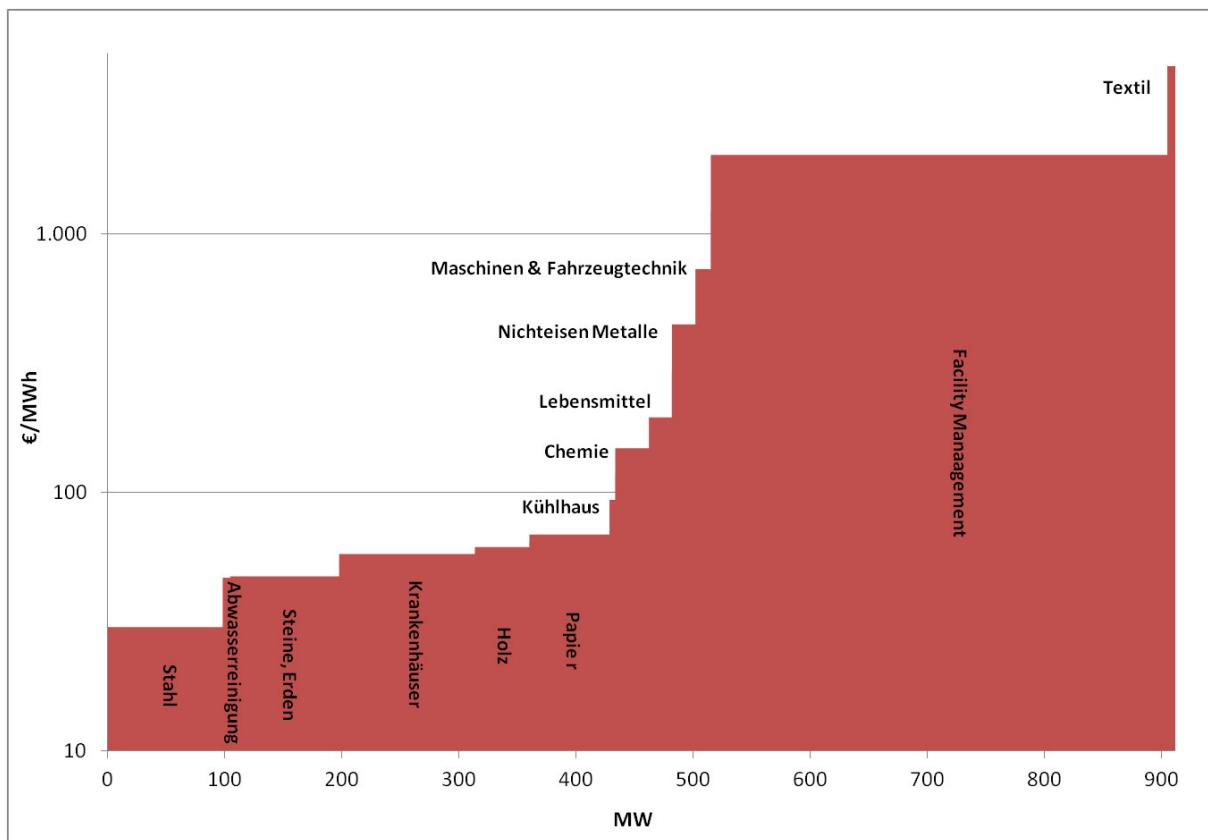


Abbildung 81: Cost Curve – 15 min Leistungspotential

Die Stahlindustrie hat hier besonders großes Potential, da hier teils extrem hohe Einzelleistungen mit relativ geringem Aufwand und ohne produktionstechnische Folgen für DR verfügbar gemacht werden können. Dasselbe gilt auch für die S&E Industrie, wobei hier die Leistungen nicht ganz so hoch sind. In der Textil- & Maschinenbauindustrie sind nur geringe Lasten abschaltbar, respektive haben diese Verschiebungen größere Auswirkungen auf die Produktion. In der NiMetall Industrie wiederum sind die Kosten relativ hoch, da hier DR oft zu Produktionsausfällen führt.

Das Potential des FM Subsektors ist zwar auf Grund der Größe des Subsektors am grössten, jedoch ist die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben, da sich das Potential aus vielen kleinen Einzelpotentialen zusammensetzt, wodurch hohe spezifische Kosten entstehen.

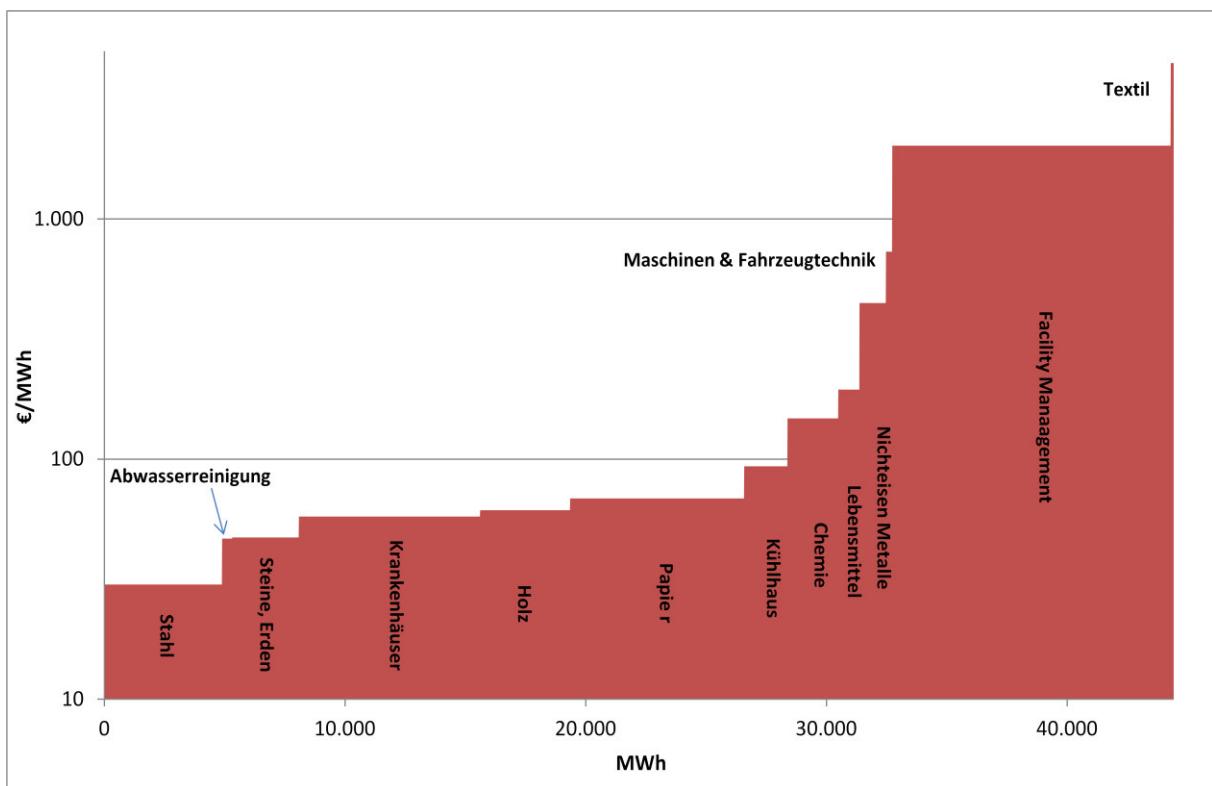


Abbildung 82: Cost Curve – 15 min Energiepotential

60 Minuten Intervall

In der Kostendarstellung des 60 Minutenintervalls (Abbildung 83 & Abbildung 84) sind größere Unterschiede zu den anderen 2 Intervallen zu erkennen. Die Sektoren unter 100€/MWh sind Kühlhäuser, Holz, Stahl und S&E, wobei ebenfalls die Sektoren Lebensmittel, Chemie und Papier als wirtschaftlich definiert werden können. Dies macht insgesamt 340 MW beziehungsweise 41 GWh pro Jahr aus.

Die Hauptunterschiede zu den beiden anderen Intervallen sind

- ein Potential der ÖPD Subsektoren Krankenhäuser, Abwasser und Bürogebäude ist nicht gegeben, da die in Frage kommenden Aggregate nur kurzfristig abschaltbar sind. Dafür sind die Kosten für Kühlhäuser weiter gesunken, da die Kosteneffizienz durch die längeren Intervalle gesteigert wird.
- das Papierindustriepotential ist teurer, da hier auch die Erhöhung der Stromeigenproduktion mitberücksichtigt wurde. Hier fallen dementsprechend Brennstoffkosten an. Die Papierindustrie kann somit hohe DR Jahresenergiemengen erreichen, da sie als einzige Industrie über eine fast flächendeckende Eigenstromproduktion verfügt.

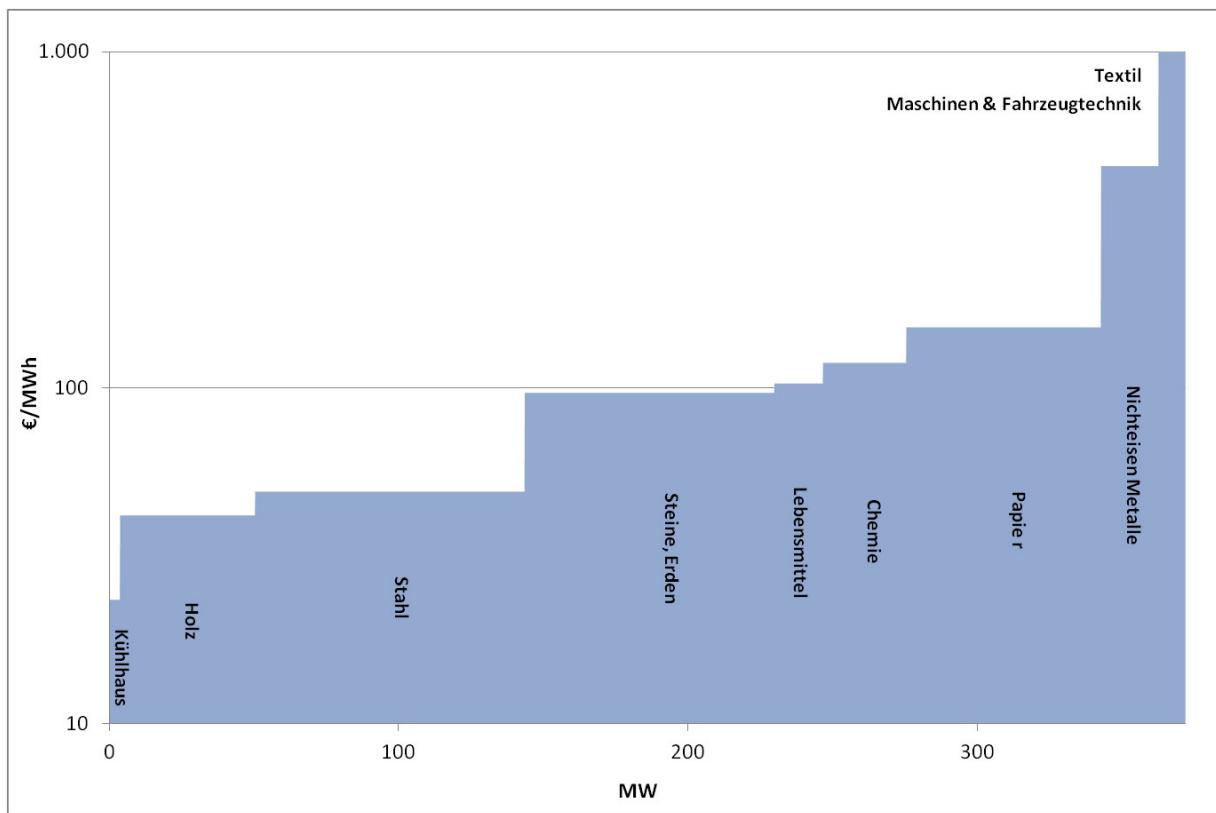


Abbildung 83: Cost Curve – 60 min Leistungspotential

Erwähnenswert ist hier auch, dass die Nicht-Eisen-Metall Industrie wegen der hohen Ausfallskosten eines der teuersten Potentiale aufweist. Prinzipiell gäbe es auch hier günstige Potentiale in einigen Betrieben, jedoch kommen Ausfallskosten öfter zum Zug als in anderen Sektoren. Ohne Inklusion dieser Potentiale wäre das Potential niedriger aber auch günstiger.

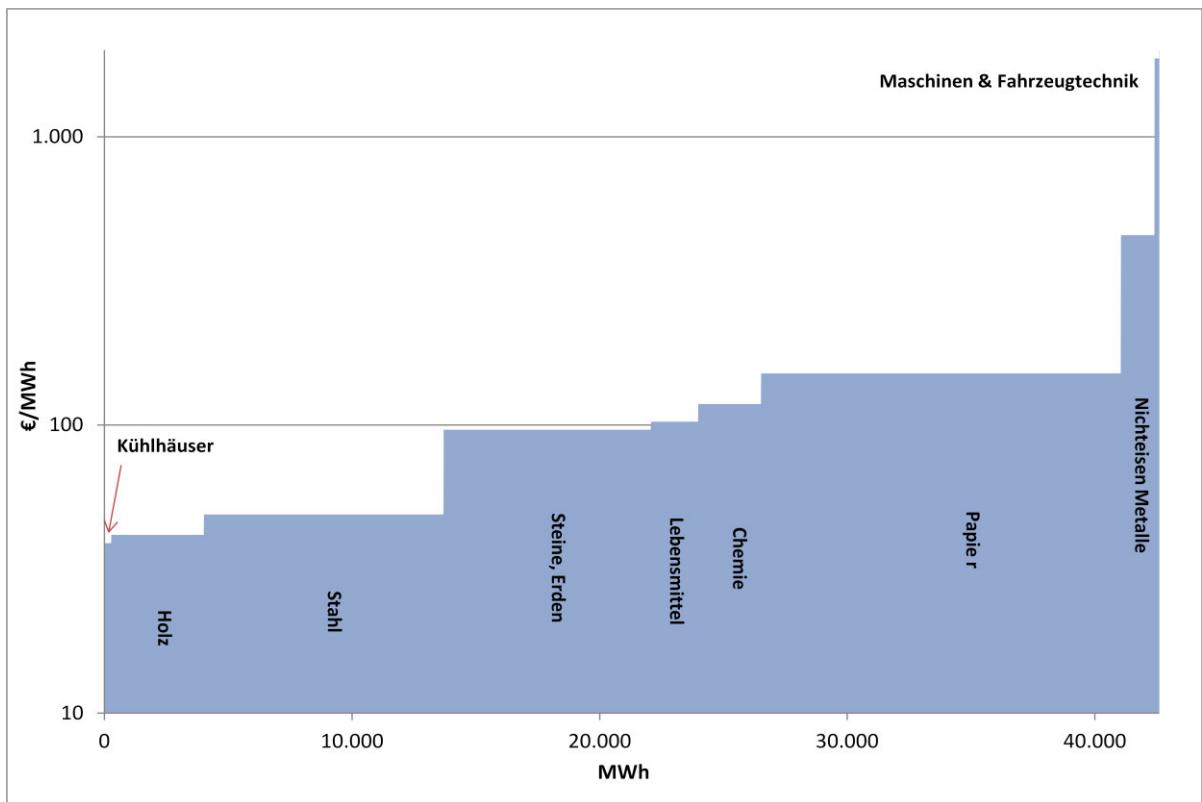


Abbildung 84: Cost Curve – 60 min Energiepotential

240 Minuten Intervall

Die 240min cost curves (Abbildung 85 & Abbildung 86) haben aufgrund der viel geringeren Potentiale einen anderen Charakter. Die Kosten sind ebenfalls höher, da hier öfter gegen Ausfall gerechnet werden muss und weil sehr lange Abschaltungen auch größere Auswirkungen auf die Produktivität des Personals haben. Können zum Beispiel in einigen Betrieben Mitarbeiter für 15 bis 60 Minuten mit anderen Tätigkeiten beschäftigt werden, so ist das bei 4 Stunden in keinem einzigen Betrieb gegeben.

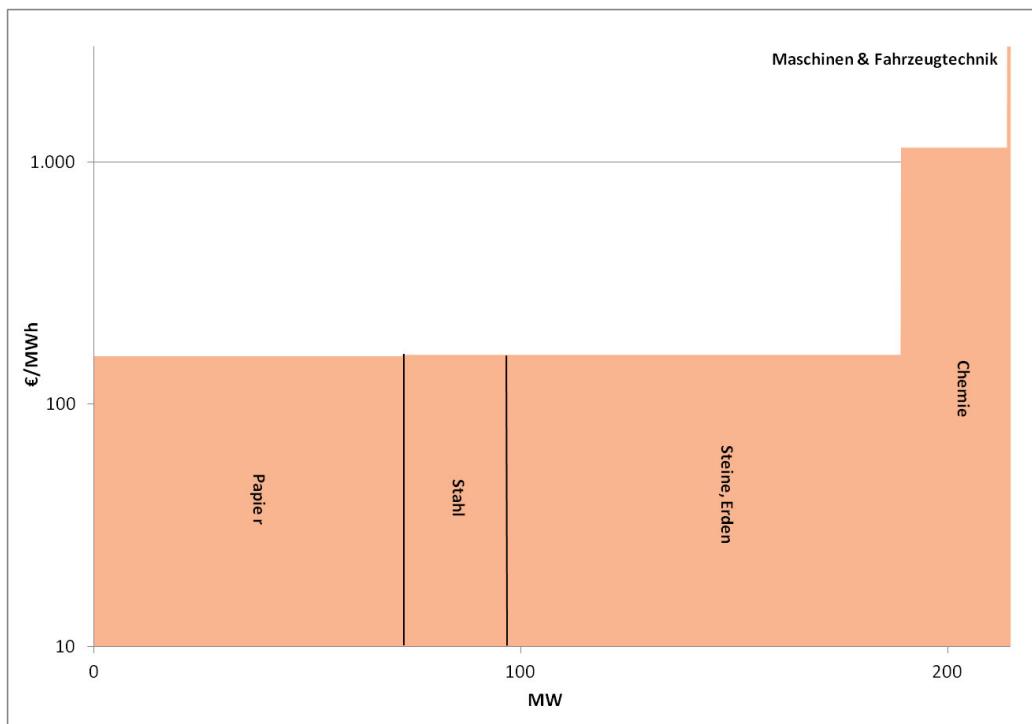


Abbildung 85: Cost Curve – 240 min Leistungspotential

Die wirtschaftlichen Potentiale belaufen sich auf **188 MW** und **22 GWh**. Die grössten und wirtschaftlichsten Potentiale werden von der Papier, Stahl und S&E Industrie gestellt. Die Subsektoren der ÖPD sind aus oben genannten Gründen nicht vertreten.

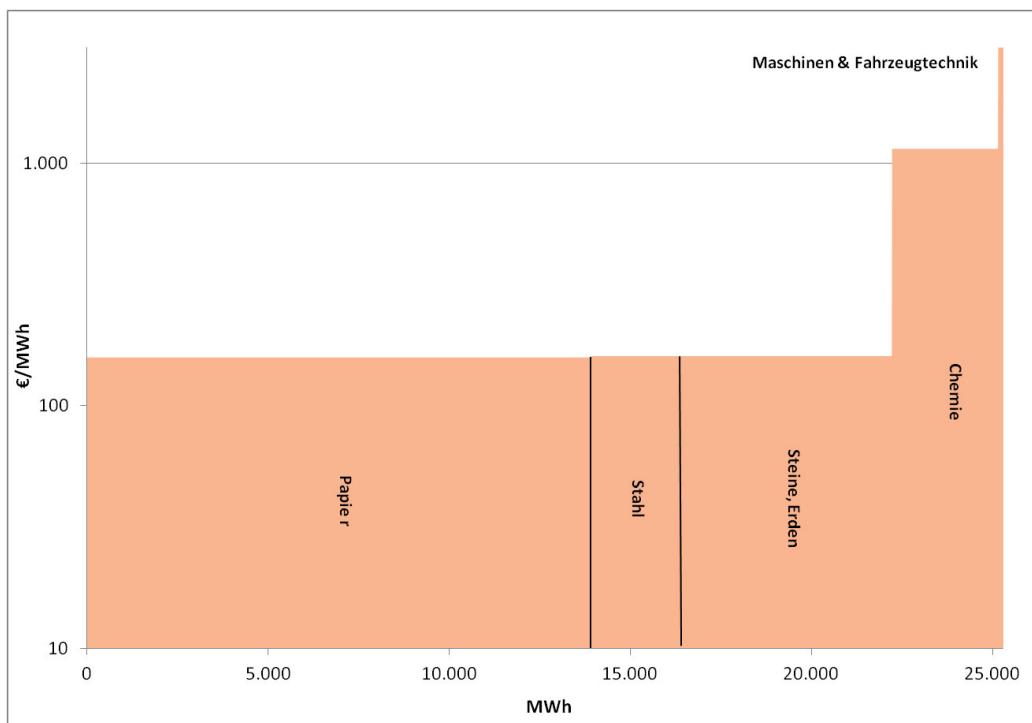


Abbildung 86: Cost Curve – 240 min Energiepotential

Insgesamt betrachtet sind im 5 - 60 Minutenintervall die größten Potentiale vorhanden, da hier negative Auswirkungen sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht am besten kompensiert werden können. Die Potentiale der ÖPD Sektoren sind vor allem im 5 & 15 Minuten Intervall sehr groß vertreten und haben einen großen Anteil am Potential, jedoch sind diese Potential nicht immer wirtschaftlich.

Auffallend ist, dass die Verschiebeleistung beim 5 Minuten Intervall mit 550 MW am höchsten, aber die Jahresenergiemenge relativ gering ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass viele Betriebe hier partizipieren können, aber wegen der kurzen Dauer nur geringe Verschiebemengen über das Jahr anfallen. Auf der anderen Seite hat das 60 min Intervall geringere Leistungen, da Lastverschiebungen über längere Dauer schwieriger bereitzustellen sind. Die Verschiebemengen sind aber am höchsten (41 GWh).

Das 240 Minuten Potential ist wesentlich kleiner (ca. -50%), da sehr wenige Betriebe diesen langen Zeitraum überbrücken können und auch weniger wirtschaftlich. In Tabelle 101 sind die wirtschaftlichen Anteile der Potentiale aufgelistet.

min	MW	MWh
5	550	21.000
15	480	31.000
60	340	41.000
240	188	22.000

Tabelle 101: wirtschaftliche Potentiale je Intervall

Entscheidend für ein wirtschaftliches Lastverschiebepotential sind demnach:

- die Größe der Lastverschiebung
- Einfachheit (Anlage, Prozess, Personal)
- Intervalllänge
- Auslastung

Die Cost curves stellen prinzipiell die Grenzkosten wie beim Merit Order Prinzip dar (Abbildung 41). Das Potential der Sektoren mit den niedrigsten Kosten wird als erstes abgerufen. Je nachdem wieviel Ausgleichsenergie benötigt wird, werden sukzessive die Potentiale der Sektoren nächstgünstigeren Sektoren abgerufen.

Wenn am Ausgleichsenergiemarkt sehr viel und dementsprechend teure Ausgleichsenergie benötigt wird, können auch weniger wirtschaftliche Industriesektoren, wie die Maschinenbauindustrie, zum Zug kommen. In diesem Fall würden dann Unternehmen aus der Papier- oder Stahlindustrie am stärksten von einem solchen zukünftigen Demand Response Markt profitieren, da diese die größten Margen generieren könnten (in diesen Sektoren die geringsten Kosten bei Bereitstellung von Ausgleichsenergie anfallen würden; siehe die obigen Cost-Curves).

2.6. Vergleich der Bottom-Up Ermittlung des Verschiebe-potentials mit der ersten Top Down - Grobabschätzung und Top Down Studienergebnissen (2.2.7)

Die erhaltenen Ergebnisse aus der detaillierten Bottom Up Analyse können nun mit den ersten Resultaten der Top Down Abschätzung und der vorhandenen Studienergebnissen verglichen werden.

Der Vergleich in Abbildung 87 zeigt, dass das Demand Response Potential nach der Bottom Up Erhebung (15 Min Intervall, grün) größer ist als nach der Top Down Abschätzung (rot). Im Durchschnitt ist ein Faktor 3 zwischen den beiden Methoden, woraus sich schließen lässt, dass der Top Down Ansatz zu konservativ angelegt wurde.

Die übertragenen Ergebnisse aus diversen Studien (blau) fallen zumeist noch geringer aus. Hier ist zu beachten, dass das Gesamtpotential auf die Sektoren anhand deren Verbrauchsmengen aufgeteilt wurde und somit keine Differenzierung bezüglich der Demand Response Eignung getroffen wurde.

Die Verhältnisse stimmen jedenfalls gut überein und außerdem korreliert die Top Down Abschätzung gut mit dem Bottom Up Potential – die 3 grössten Potentiale haben nach beiden Berechnungen die Sektoren Papier, Steine & Erden und Eisen & Stahl.

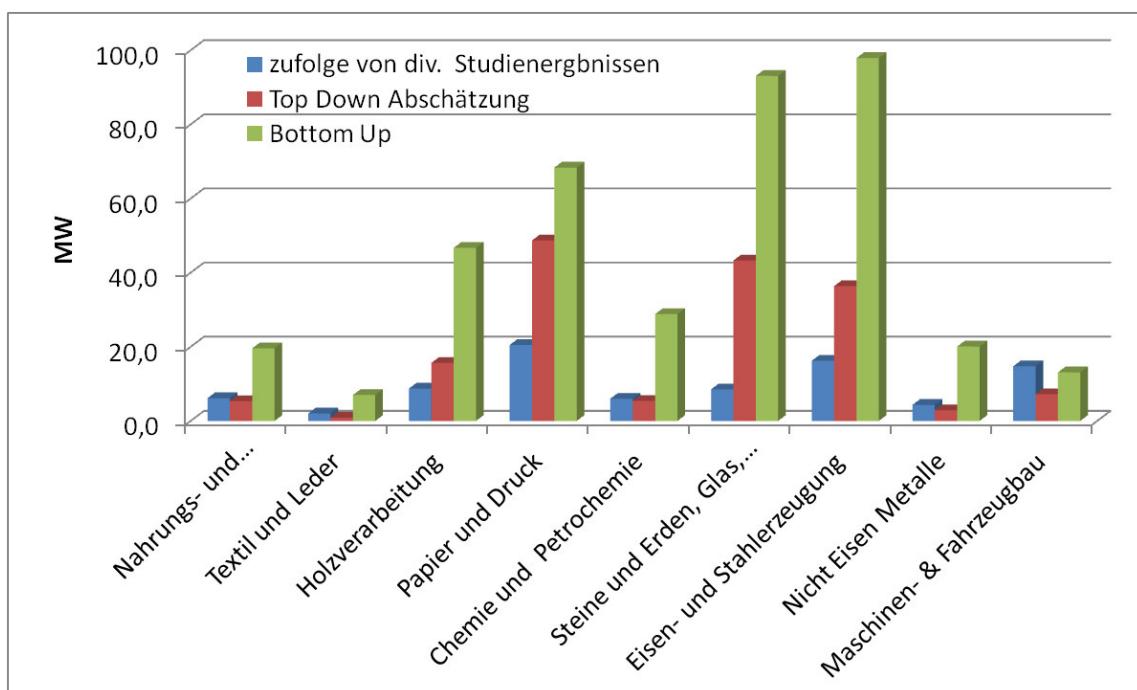


Abbildung 87: Top Down – Bottom Up (15min) Vergleich

Durch die Vergleichswerte wird ersichtlich, dass die tatsächlichen Potentiale größer sind als die vorhandenen Top Down Resultate vermuten ließen. Durch die detaillierte Analyse von diversen Betrieben erfährt man erst das wahre Potential, welches in vielen Fällen relativ einfach zu realisieren ist.

Gewisse Verzerrungen der Bottom-Up Ergebnisse können folgende Gründe haben:

- Die Industriesektoren Steine & Erden & Papierindustrie sind seitens Allplan besonders gut zugänglich, wodurch sich automatisch wegen der besseren Beziehungen offenere Sichtweisen seitens der Betreiber ergeben.
- Steine & Erden haben im Vergleich zum Top Down Potential ein viel größeres Bottom Up Potential, welches durch die besonders gute technologische Eignung und relativ geringen Auslastungen zu erklären sind.

2.7. Vergleich mit Kosten von Stromspeichern

Um zu bestimmen, ob die erörterten DR Kosten im Vergleich zu anderen Speichertechnologien konkurrenzfähig sind, sind in der folgenden Grafik (Abbildung 88) die erfolgversprechendsten Speichertechnologien und die Bereitstellungskosten in €/MWh dargestellt.

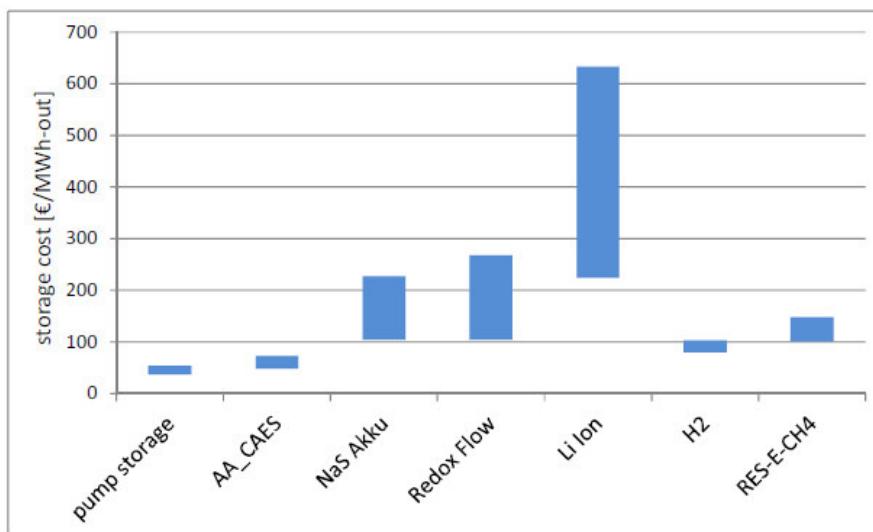


Abbildung 88: Stromspeicher - Technologien & Kosten (Quelle und Darstellung: [Kloess 2011])

Erklärungen [Kloess 2011]:

- | | |
|----------------|--------------------------------|
| – Pump storage | Pumpspeicher |
| – AA_CAES | Druckluftspeicher |
| – NaS Akku | Natrium Schwefel Akkumulatoren |
| – Redox Flow | Redox Flow Akkumulatoren |
| – Li Ion | Litium Ionen Akkumulatoren |
| – H2 | Wasserstoffspeicher |
| – RES-E-CH4 | Methanspeicher |

Wirtschaftlich interessant sind Speichertechnologien mit Kosten von unter 100€/MWh, da sich die am Markt befindliche Ausgleichsenergie (v.a. Tertiärregelung) ebenfalls in dieser Preisregion befindet. In diesem Preisintervall bewegen sich

- | | |
|------------------------|----------|
| – Pumpspeicherung | 50 €/MWh |
| – Druckluftspeicherung | 70 €/MWh |
| – Wasserstoffspeicher | 90 €/MWh |

Die klassische Pumpspeicherung ist derzeit noch die günstigste Variante, gefolgt von weniger erprobter Druckluftspeicherung und Wasserstoffspeicherung.

Nach der angestellten Bottom Up Analyse schwanken die Leistungen für Lastverschiebung unter 100€/MWh je nach Intervall zwischen **250** und **450 MW**. Somit gehören DR Mechanismen zu den günstigsten Stromspeichertechnologien und können substantiell zur Stromspeicherung in einem wirtschaftlichen Maß beitragen.

2.8. Auswahl und Analyse einer Modellregion bzw. eines Modellsektors

Die Auswahl von Modellregion bzw. -sektor erfolgte danach, welche Region bzw. welcher Sektor sich am besten hinsichtlich eines späteren Demonstrationsprojektes eignen würde.

Diesbezüglich fiel die Wahl auf einen Modellsektor, da ein solcher in einem Demoprojekt viel einfacher zu handhaben ist als eine geographische Modellregion, in der ganz unterschiedliche Verbraucher mit sehr unterschiedlichen Lastverschiebungscharakteristika zusammengefasst werden müssten. Die hinsichtlich ihrer Lastverschiebungscharakteristika verhältnismäßig viel ähnlicheren Lasten in einem Modellsektor können viel einfacher gepoolt und in einem Demonstrationsprojekt z.B. auf den Ausgleichsenergiemärkten verwertet werden.

Nach mehreren Gesprächen mit Industriebetrieben und sonstigen Stakeholdern wurde die **Zementindustrie** als Sektor ausgewählt, da es sich zum einen um einen Sektor mit einem vielversprechenden Potential (hohe verschiebbare Lasten, geringe Kosten, einfache Prozesse) handelt. Zum anderen konnte aufgrund von Vorprojekten auf vorhandene gute Kontakte zu den Betreibern zurückgegriffen werden. Die Betriebsleiter stellten, wenn auch unter der Bedingung der Anonymisierung, bereitwillig alle Daten zur Verfügung bzw. standen auch für Auskunft und inhaltliche Diskussion über ihre Prozesse und energetische Situation zur Verfügung. Außerdem ist die Zementindustrie mit 9 Standorten relativ überschaubar und die eingesetzten Technologien sind auch prozesstechnisch bedingt nahezu ident und, wodurch sich eine gute Vergleichbarkeit ergibt.

Im Zuge der Analyse wurden 3 Standorte detailliert betrachtet. Hierbei wurden Termine an den jeweiligen Standorten abgehalten und dabei konkrete Stromverbrauchssituation erörtert und analysiert. Zu den Gesprächen wurden auch Ansprechpersonen der Energieversorger und Netzbetreiber eingeladen, um einen gründlichen Austausch von Informationen zu gewährleisten und die Möglichkeit zu bieten Vorschläge und Einwände der jeweiligen Seiten direkt zu behandeln.

In Abbildung 89 ist der Zementprozess kurz skizziert.

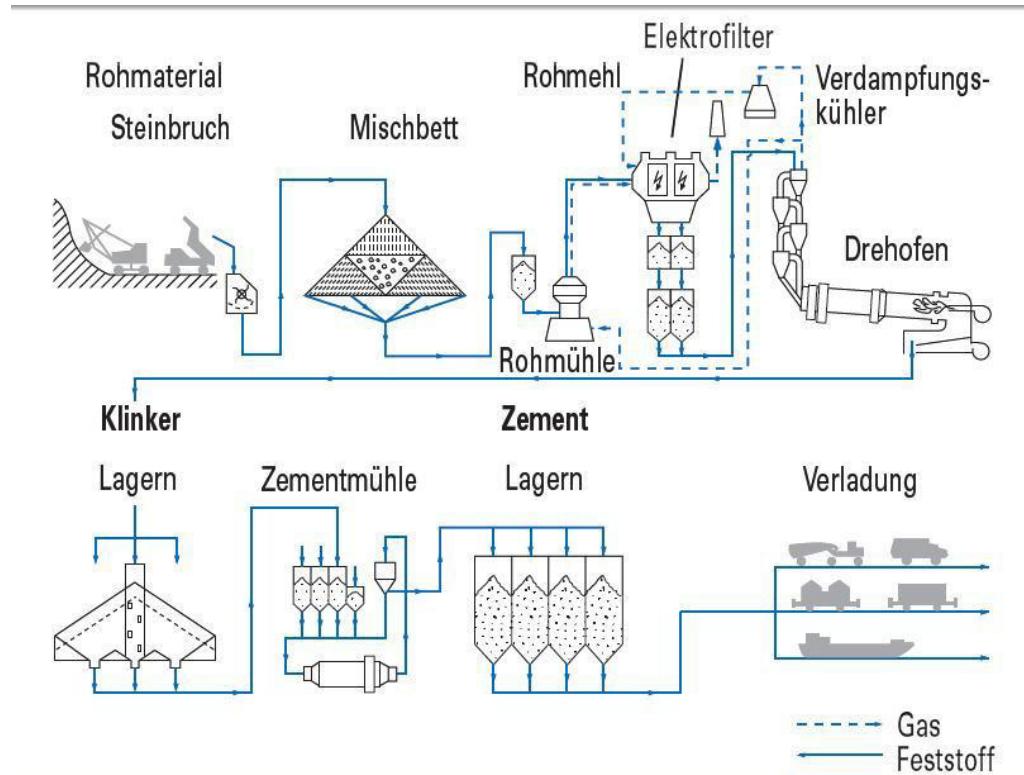


Abbildung 89: Zementprozess (Quelle:
<http://www.estelzer.de/DreamS/NwT/Zementherstellung/Zementherstellung.htm>)

2.8.1. Zementwerk 1⁸⁵

Das Werk wurde bereits im Zug der Erstanalyse (2.3.2.4) untersucht und ein relativ groÙe Demand Response Potential festgestellt. Zum Zweck der genaueren Analyse wurde ein weiteres Meeting abgehalten, um so genauere Aussagen über tatsächlich wirtschaftlich realisierbare Potentiale treffen zu können.

Lastprofiloptimierung

Eine Möglichkeit den Stromverbrauch zu optimieren, stellt die Anpassung des Lastprofils dar, wobei die Lasten so intelligent verteilt werden sollen, dass der Energieversorger einen Nutzen daraus ziehen kann und dadurch den Strom billiger anbieten kann. Deswegen müssen zunächst die Lastkurven des Werks und der wichtigsten Hauptverbraucher analysiert werden.

Die Monatsverbräuche (Abbildung 90) sind charakteristisch für einen Zementbetrieb. Die meisten Betriebe haben wegen mangelnder Nachfrage ihre geplanten Stillstände im Winter, womit der niedrige Verbrauch in Jänner und Februar erklärt werden kann. Der Verbrauch der Zementbranche schwankt also saisonal. Die restlichen Monate weisen dagegen einen relativ konstanten Verbrauch auf.

⁸⁵ Die in den folgenden 3 Werken dargestellten Diagramme sind eigene Auswertungen von zur Verfügung gestellten Unternehmensdaten.

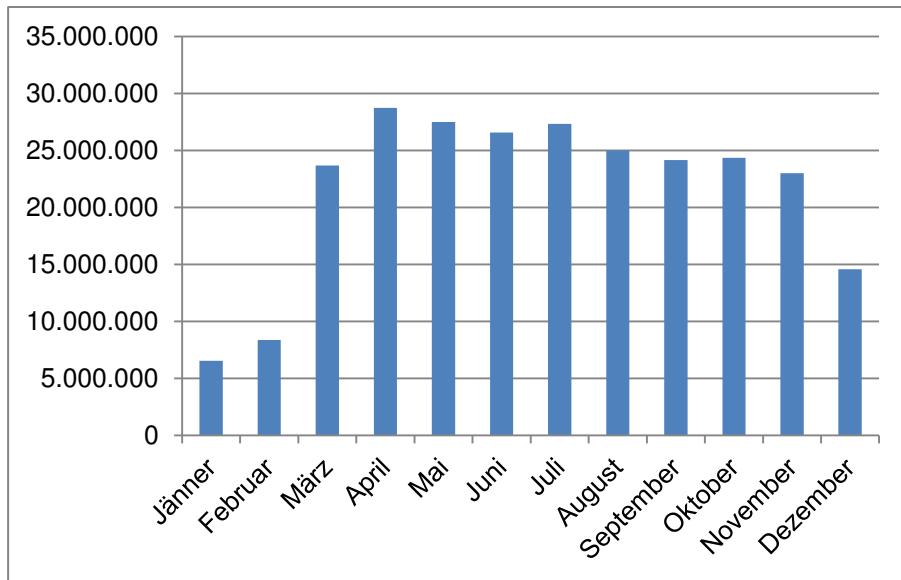


Abbildung 90: Monatsverbräuche (kWh) im Zementwerk 1

Der Wochenverlauf, welcher über das gesamte Jahr gemittelt wurde, zeigt, dass es zu keinem spezifischen Wochenendgefälle kommt (Abbildung 91). Somit sind die Optimierungsmaßnahmen hinsichtlich einer Verschiebung der Produktion zum Wochenende, um billigen off-peak Strom zu konsumieren, begrenzt.

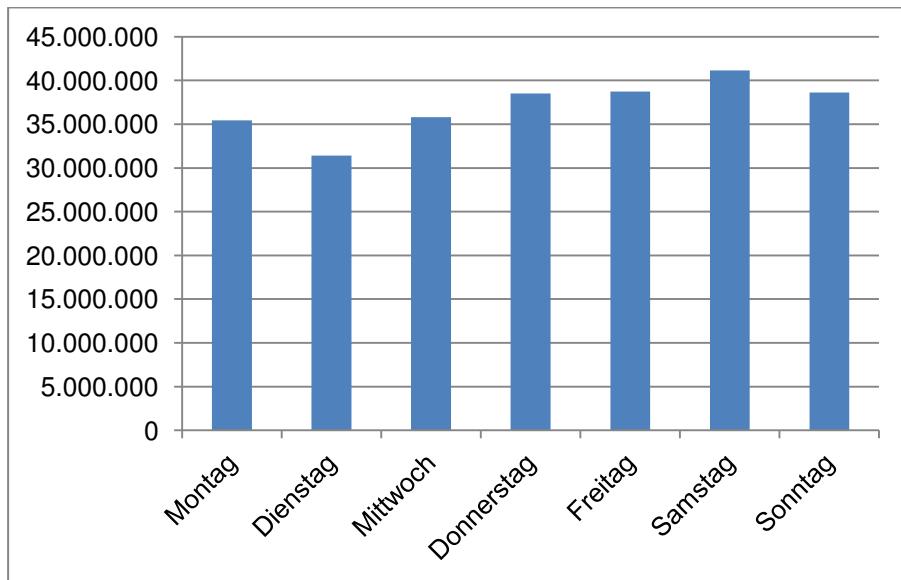


Abbildung 91: Gemittelter Wochenverlauf (kWh) von Zementwerk 1

Um nun Aussagen über den Monatsverbrauch treffen zu können, werden die Lastkurven der verschiedenen Monate analysiert (Abbildung 92).

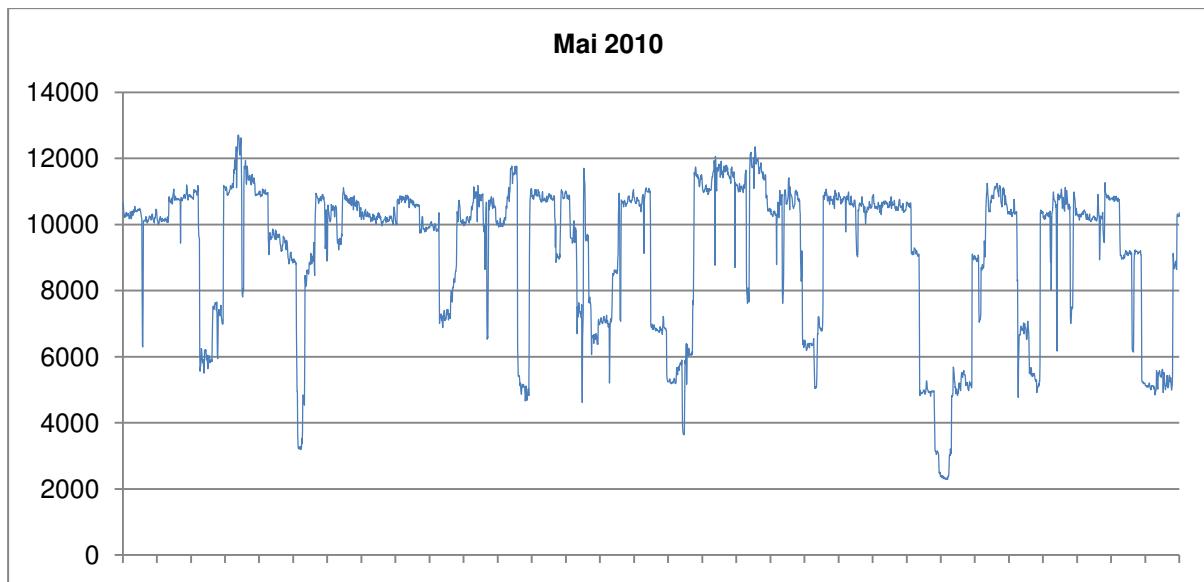


Abbildung 92: Lastverlauf Zementwerk 1 – Beispielmonat

Anhand dieses Verlauf lässt sich zwar erkennen, dass das Werk bei normaler Volllast ca. 10,5 MW Leistung benötigt, jedoch sind ebenfalls keine eindeutigen Muster zu erkennen, die Ansatzpunkte für ein Optimierungspotential für Lastverschiebungen bieten. Prinzipiell ist der Verbrauchsverlauf relativ gleichmäßig mit Schwankungen eher nach unten als nach oben.

Eine weitere Möglichkeit Potentiale zu eruieren bietet die Betrachtung des Tagesverlaufs über einen Monat, wobei alle Monatstage anhand der Uhrzeit übereinander gelegt werden (Abbildung 93).

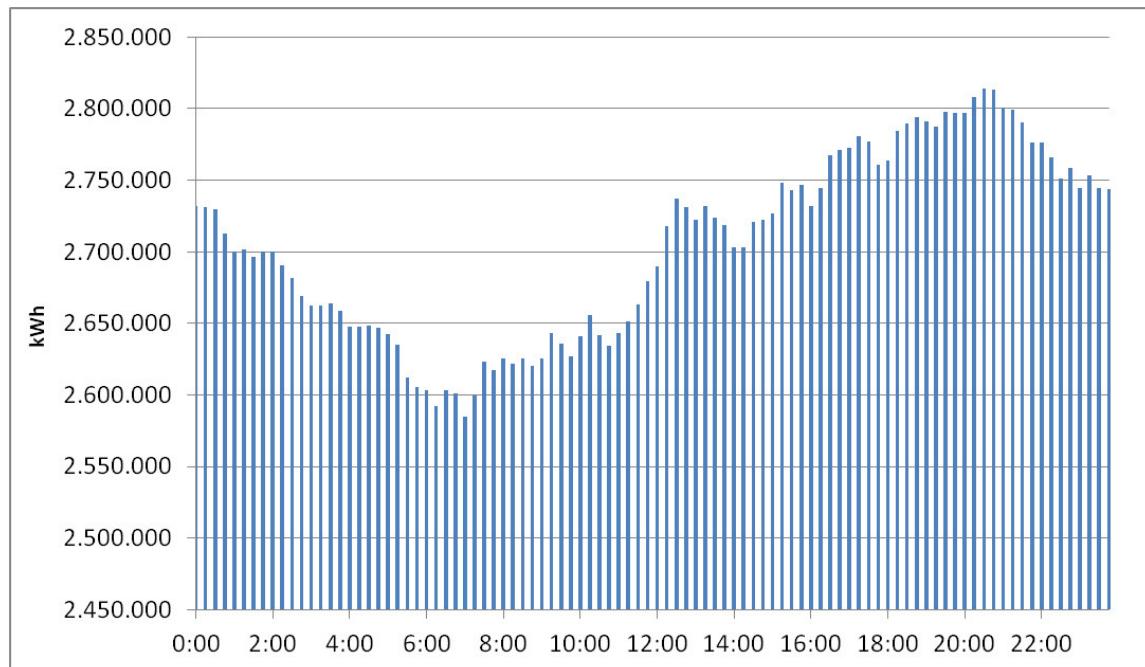


Abbildung 93: Tagesverlauf des Stromverbrauches in Zementwerk 1 (gemittelt über das Jahr (Referenzjahr 2010);

Der Tagesverbrauch im öffentlichen Netz hat einen bestimmten Verlauf, mit Spitzen am Vormittag und Abend (18 Uhr) und sehr geringem Verbrauch in den frühen Morgenstunden, weshalb Energieversorger billigere Tarife für die off-peak Zeit vergeben. Anhand der Darstellung des Tagesverlaufs lassen sich somit interessante Potentiale erkennen.

Obwohl sich das Tagesmaximum zwar im off-peak Zeitraum um 20 Uhr befindet, nimmt der Verbrauch bis in die Morgenstunden kontinuierlich ab und steigt erst wieder um 6 Uhr früh.

Prinzipiell ist der Betrieb durch die bestehende Grundlastcharakteristik für einen Standardtarif prädestiniert. Dadurch ist mit dem Energieversorger derzeit ein starrer Tarif ausverhandelt, der keine Anreize bietet die Lasten anhand von marktbedingten Preisschwankungen anzupassen. Um mögliche Potentiale zu realisieren, muss somit eine neue Tarifstruktur gefunden werden.

Bezogen auf die dargestellte Charakteristik wäre ein peak / off-peak Tarif eine interessante Variante die Stromkosten des Betriebs nachhaltig zu senken. Dies ist auch eine Optimierungsmaßnahme, welche auch seitens des Energieversorgers präferenziert wird.

Durch das Verschieben der Lasten von den Nachmittagsstunden in die Nachstunden, hat folgendes Potential:

Beispielsmonat:

Der Gesamtverbrauch liegt in dem ausgewählten Monat bei 6,6 GWh. Anhand dieser Daten wird nun ein gleichgroßer Verbrauchsblock aus der peak Zeit in die off-peak Zeit zwischen 18:00 und 6:00 verschoben (Abbildung 94). Der Verbrauchsblock hat eine Größe von 320 MWh. Gewöhnlich beträgt die Preisdifferenz zwischen Tag- und Nachstrom 15 €/MWh, wodurch sich eine monatliche Einsparung von 4.800€ ergibt. Falls der Betrieb dieses Lastmanagement 10 Monate im Jahr realisieren kann, summieren sich die Kosteneinsparungen beim Energiebezug (Energielieferung; ohne Berücksichtigung einer ev. Tag/Nachtspreitzung bei den Netztarifen) zu 48.000 €.

Bei diesem Eingriff sind maximal 10% des Momentanverbrauchs betroffen, wodurch bei der Produktion keine großen Verwerfungen stattfinden sollten. Mit einzubeziehen wären jedoch notwendige einmalige Personalkosten, da die Verschiebung des Momentanverbrauchs um ±0,7 MW vorgeplant und implementiert werden muss.

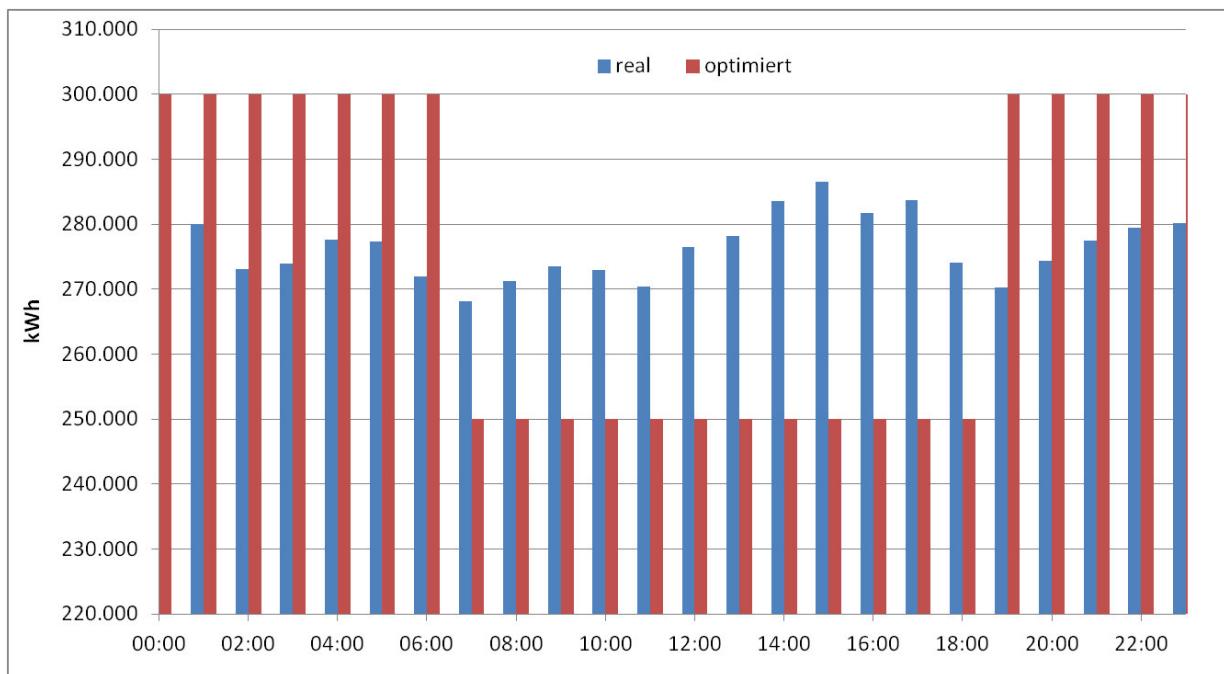


Abbildung 94: gemittelter Tagesverlauf – real & optimiert – Beispielmonat

Erlöse durch Ausgleichsenergie

Eine andere Optimierungsmöglichkeit bietet sich an, wenn der Verbrauch auf verschiedene Verbrauchsgruppen beziehungsweise Aggregate herunter gebrochen wird. Einer der Hauptverbraucher jedes Zementwerks sind die betriebenen Zementmühlen (wie bereits im Bottom Up Kapitel erwähnt). Diese sind zumeist nicht voll ausgelastet und bieten somit Potential Lasten in Form von Ausgleichsenergie anzubieten beziehungsweise in off peak Zeiten zu verschieben.

In den Abbildung 95 & Abbildung 96 sind die Stillstandszeiten ohne Reparaturzeiten für 1 Jahr einer Zementmühle aufgetragen. Diese Mühle hat eine höhere Leistung und Auslastung als die andere, weshalb diese zur Betrachtung herangezogen wird. Die Stillstandszeiten fallen sehr unregelmäßig aus, sowohl was die Zeitspanne zwischen den Stillständen als auch die Länge der Stillstände betrifft. So existieren Perioden mit längeren und oftmaligen Stillständen (Februar, Juni) und Perioden, in denen die Mühle fast ohne Unterbrechung läuft (Oktober, November).

Die Darstellung aus Abbildung 96 zeigt sehr deutlich, dass sich die monatlichen Gesamt-Stillstandszeiten meist aus wenigen Stillständen (Abbildung 95) zusammensetzen. So wird die Mühle im Durchschnitt 4 Mal pro Monat abgeschaltet, wobei ein durchschnittlicher Stillstand 17 Stunden dauert. Die Mühle wird insgesamt 850 Stunden im Jahr produktionsbedingt nicht betrieben, wodurch eine Jahresauslastung von über 90% erreicht wird.

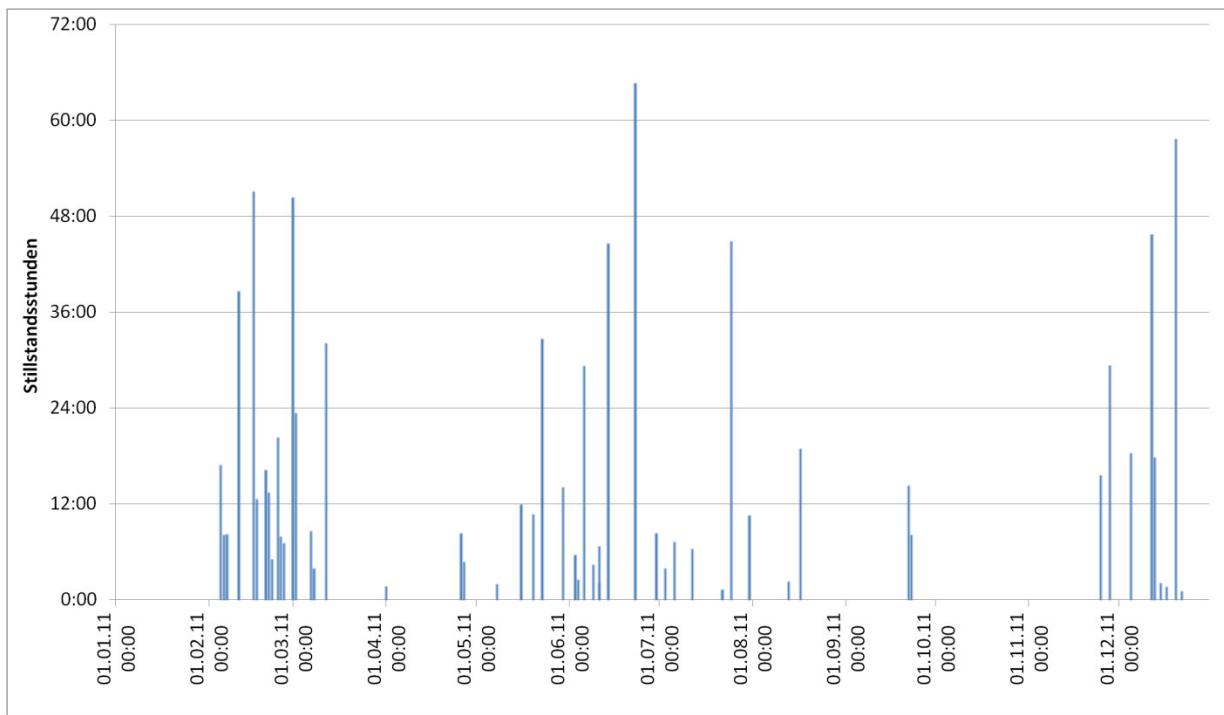
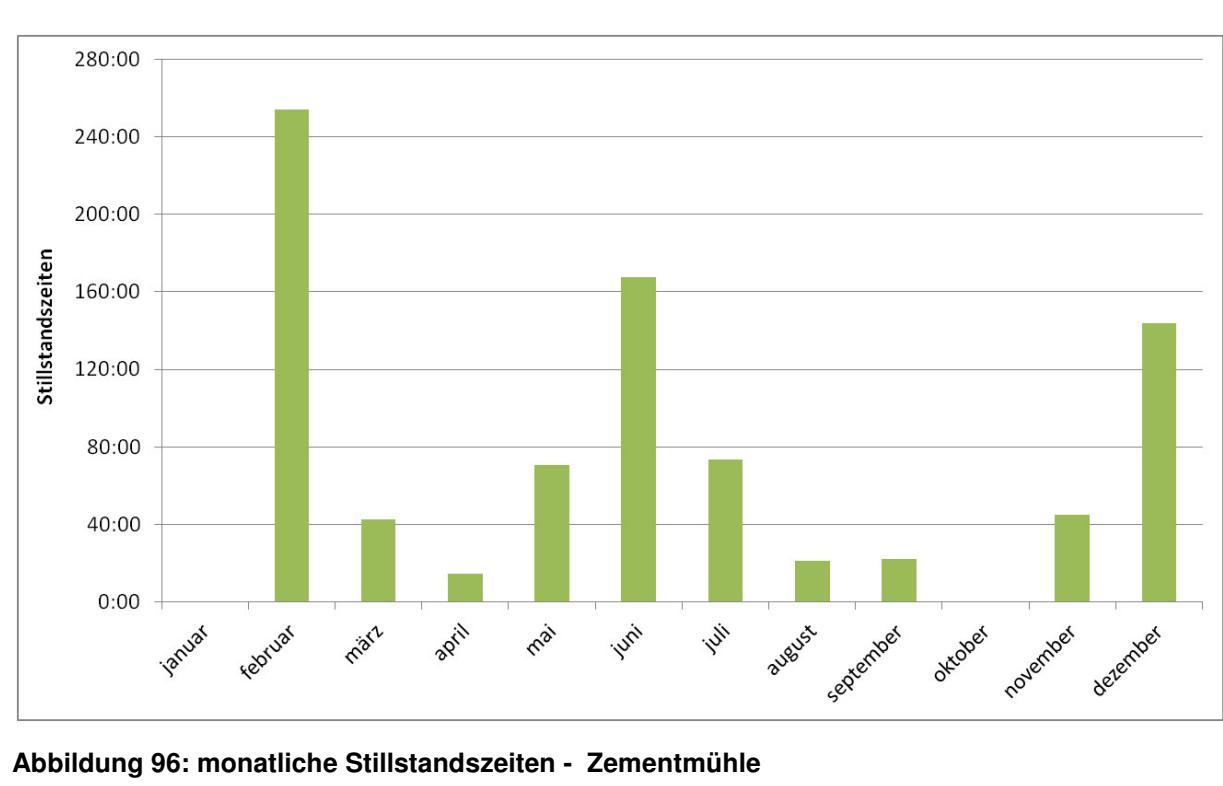


Abbildung 96: monatliche Stillstandszeiten - Zementmühle



verschieben lassen (Tabelle 102). Um die Erlöse zu berechnen wird weiters angenommen, dass der erzielte Preis für die Ausgleichsenergie 100 €/MWh⁸⁶ beträgt. Somit belaufen sich Einnahmen auf 67.000€ und sind relativ ähnlich zu erzielbaren Einsparungen durch ein verändertes Lastprofil.

Nennleistung	3,4 MW
Lastverschiebestunden pro Jahr	200,0 h
Jahresbereitstellungsenergie	670,0 MWh
Ausgleichsenergie Preis	100,0 €/MWh
Demand Response Erlös	67.000,0 €

Tabelle 102: Demand Response Potential – Zementmühle

Es ist davon auszugehen, dass sich eine Verschiebung der Zementmühlenlasten für 200 Stunden im Jahr leichter und günstiger realisieren lässt als eine Anpassung des Werkslastprofils.

2.8.2. Zementwerk 2

Jenes Werk wurde ebenfalls in der ersten Potentialanalyse untersucht und ein hohes Demand Response Potential festgestellt. Das Werk ist ähnlich aufgebaut wie der im vorigen Kapitel analysierte Standort.

In Abbildung 97 ist der Jahresverlauf des Werkverbrauchs und der 2 Zementmühlen dargestellt. Verläuft die Gesamtlast des Werks relativ inhomogen zwischen 4 und 12 MW, abgesehen von Stillstandszeiten im Winter und Sommer, so lässt sich bei den Zementmühlen erkennen, dass diese nahezu gleich getaktet sind (Abbildung 98; 1 Monat). Dies liegt daran, dass ein simultaner Betrieb der Mühlen zu einem geringeren Personalaufwand führt.

⁸⁶ http://www.apcs.at/balance_energy_market/statistics/2010/ - Statistik-RZ September-Dezember 2010 (letzte Aktualisierung 12.04.2011); die 800 teuersten 15-Minuten Intervalle der Tertiärregelung haben einen Durchschnittspreis von >100 €/MWh



Abbildung 97: Jahresverbräuche Werk, Zementmühlen

Bezüglich der Fahrweise ergibt sich jedoch bei der Betrachtung der durchschnittlichen Tagesverläufe (Abbildung 99) pro Monat ein anderes Bild. Die Lasten in den einzelnen Monaten verlaufen über den gesamten Tag nahezu konstant. Dennoch sind die durchschnittlichen Tageslasten für jeden Monat in der Größe (MW) teilweise sehr unterschiedlich.

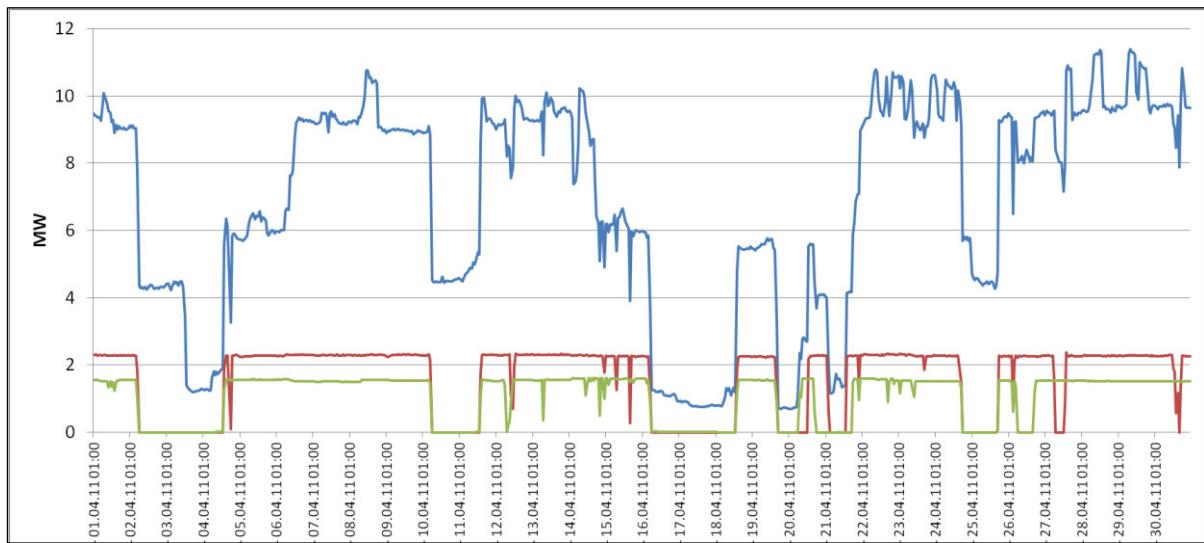


Abbildung 98: Monatsverlauf (Gesamt, ZM1, ZM2 (nach Größe))

Anhand dieser Tagesverläufe kann der Betrieb als klassischer Bezieher von Bandlast beschrieben werden, da die Tagesverläufe so konstant sind. Jedoch wird am Standort ein

Tag/Nacht-Strom Mix bezogen, wodurch eigentlich die höheren Lasten off-peak konsumiert werden sollten.

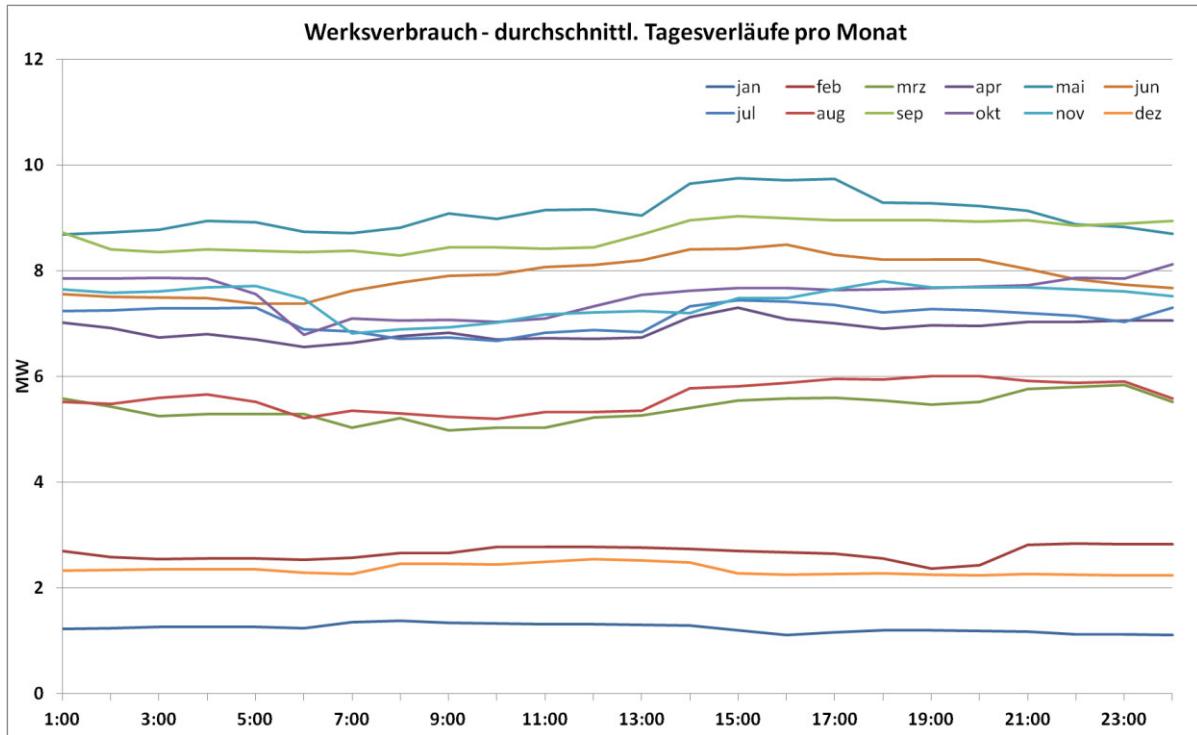


Abbildung 99: Werksverbrauch – durchschnittliche Tagesverläufe pro Monat

Durch die Betrachtung der Tageslastverläufe der beiden Mühlen wird dies auch deutlich (Abbildung 100 & Abbildung 101). Der Verbrauch der jeweiligen Mühle sinkt um 6:00 in der Früh und erhöht sich ab 14:00. In Wahrheit sinkt resp. erhöht sich der Verbrauch um 0,5 MW in den jeweiligen Intervallen nicht, da die Mühlen ausschließlich on/off betrieben werden, jedoch erfolgt im Durchschnitt eine Verlagerung der Produktion in die off-peak Zeit.

Lastprofiloptimierung

Ein gänzliches Verschieben des erhöhten Bezugs in die Nacht (18:00-6:00) ist wegen des benötigten Produktionsumfangs nicht möglich. Die beiden Mühlen sind die 2 grössten Stromverbraucher im Werk und können am einfachsten in ein effizientes Lastmanagement eingebunden werden.

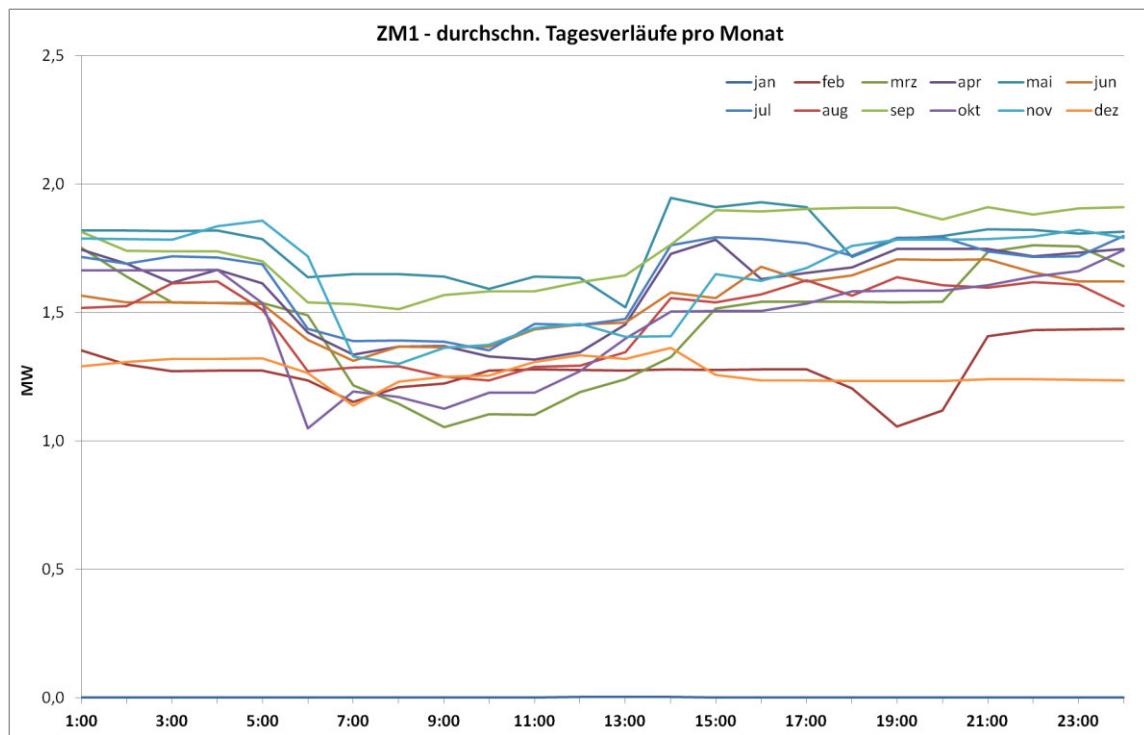


Abbildung 100: Zementmühlenverbrauch (1) – durchschnittliche Tagesverläufe pro Monat

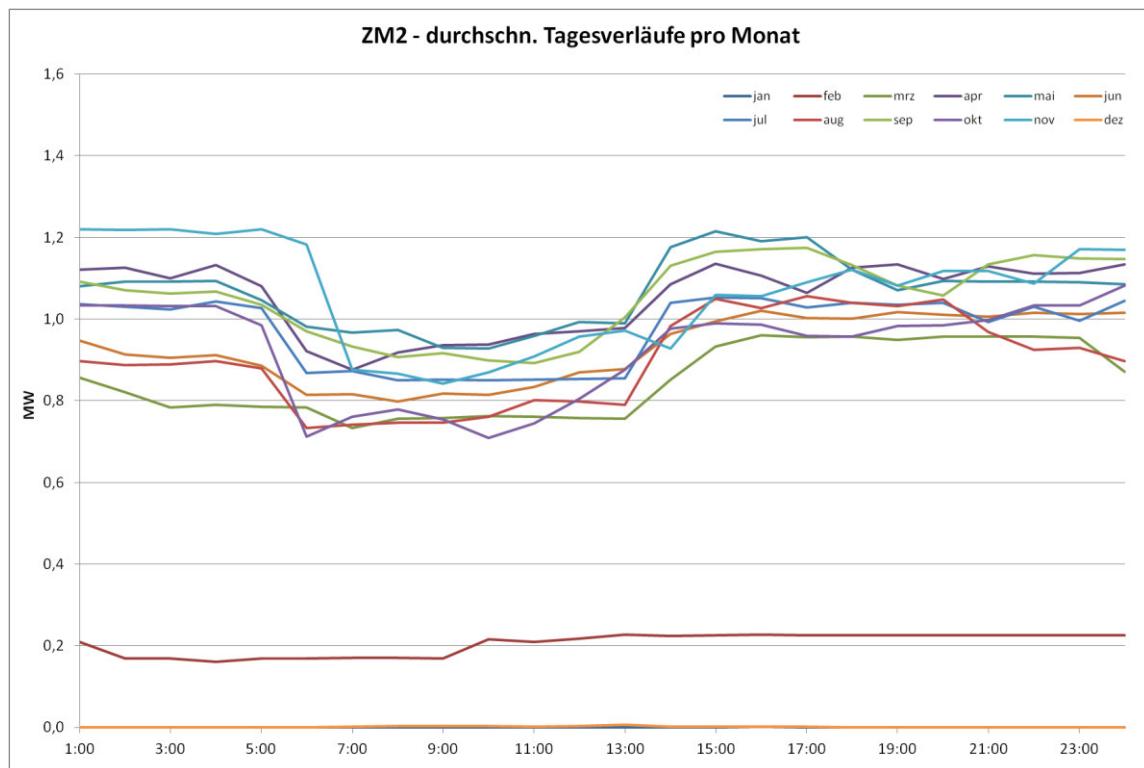


Abbildung 101: Zementmühlenverbrauch (2) – durchschnittliche Tagesverläufe pro Monat

Um nun den Anteil der Energie zu berechnen, welcher von peak in off-peak verschoben werden kann, wird ein offpeak/peak Modell über das tatsächliche Verbrauchsprofil mit gleichem Gesamtenergiebedarf gelegt (Abbildung 102).

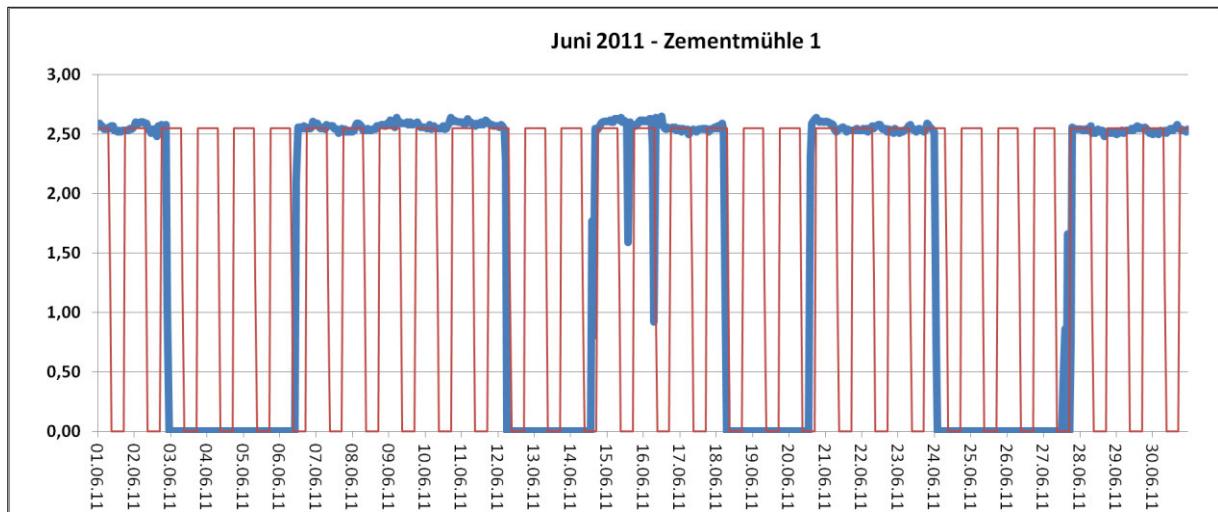


Abbildung 102: Zementmühlen Monatsverlauf – real (blau) und optimiert (rot)

Durch die Optimierung kann die Mühle zu über 80% off-peak betrieben werden und somit können 332 MWh pro Monat (Juni) in off-peak verschoben werden (Tabelle 103). Durch eine Preisdifferenz von 15 €/MWh sind in diesem Beispielmonat 5.000€ zu lukrieren.

Im Zuge des Stakeholder Meetings mit Energieversorger und Betreiber, hat das Zementwerk darauf verwiesen, dass eine off-peak Optimierung bereits berechnet wurde, jedoch u.a. wegen der erhöhten Personalkosten nicht wirtschaftlich umgesetzt werden kann. Allgemein ist der Betrieb der Mühlen von vielen Parametern, wie Auftragslage, Wetter, Silostand, etc., abhängig. Des Weiteren kann sich teilweise die chemische Beschaffenheit des Einsatzmaterials ändern, wenn eine Abschaltung zum falschen Zeitpunkt erfolgt.

Optimierung Last Zementmühle		
Gesamtstunden Monat	720,0	h
real		
Last - pro Tag (ave.)	14,4	h
Stillstand - pro Tag (ave.)	9,6	h
Laststunden pro Monat	433,0	h
Stillstandsstunden pro Monat	287,0	h
Last peak - pro Tag (ave.)	36,9	h
Gesamtenergieverbrauch	1108,3	MWh
Verbrauch peak	523,3	MWh
Verbrauch off peak	585,0	MWh
optimiert		
Last off peak (20:00-8:00)	12,0	h
Last peak (8:00-9:30)	2,5	h
Stillstand (9:30 - 20:00)	9,5	h
Verbrauch off peak	918,0	MWh
Verbrauch peak	191,3	MWh
Gesamtenergieverbrauch	1.109,3	MWh
Verringerung des peak Verbrauchs	332,0	MWh
Preisdifferenz peak / off peak	15,0	€/MWh
Preisersparnis pro Monat ZM1	4.980,4	€

Tabelle 103: off-peak Optimierung – Zementmühle 1

Erlöse durch Ausgleichsenergie

Das Unternehmen kann sich jedoch kurzfristige Abschaltungen gewisser Aggregate vorstellen, da sich dies einfacher in den Produktionsplan integrierbar ist, als ein generell umstellter Produktionsprozess, wie es bei einer off-peak Optimierung notwendig wäre.

Die Aggregate, welche für eine Abschaltung geeignet wären sind in Tabelle 104 dargestellt. Wiederum eignen sich besonders die Zementmühlen für Demand Response, aber auch die Rohrmühle kann hier mit einbezogen werden, da dort ebenfalls ein kapazitätsbedingter Puffer existiert. Der mobile Brecher im Steinbruch kann auch weggeschalten werden.

Vorteilhaft ist der Umstand, dass die Vorlaufzeit mit <5 Minuten sehr gering ist, und somit kurzfristige DR Anfragen umgesetzt werden können. Als realistisch wird das day-ahead Prinzip bezüglich der Angabe der Bereitschaft gesehen.

	Zementmühle 1	Zementmühle 2	Rohmühle	Brecher
Nennleistung Zementmühle 1	3,5	1,9	1,9	0,4 MW
maximale Dauer der Lastverschiebung	2,5	2,5	1,5	0,5 h
Lastverschiebungen pro Woche	5,0	5,0	5,0	5
Lastverschiebestunden pro Woche	12,5	12,5	7,5	2,5 h
Lastverschiebestunden pro Jahr (Ann. 45 W)	562,5	562,5	337,5	112,5 h
Jahresbereitstellungsenergie	1.968,8	1.068,8	641,3	45,0 MWh
Vorlaufzeit	<5	<5	<5	<5 min

Tabelle 104: Lastverschiebungspotential pro Aggregat

Insgesamt ergeben sich Lastverschiebungen von bis zu ~6% der Jahreszeit ja nach Aggregat, wodurch die Gesamtverschiebeenergie mit 3,7 GWh angegeben werden kann. Wenn von 90 €/MWh für die Ausgleichsenergie (Minutenreserve) bezahlt wird, dann können Erlöse von 335.000€ erwirtschaftet werden. Hierbei sind natürlich noch gewisse Zusatzkosten zu berücksichtigen, die dem Betrieb eventuell entstehen könnten. Hier sind eventuell der erhöhte Organisationsaufwand oder vereinzelte Unproduktivität zu nennen. Die realen Kosten sind jedoch erst nach einem Probebetrieb darstellbar.

Jahresbereitstellungsenergie Gesamt	3.723,8 MWh
Ausgleichsenergie Preis	90,0 €/MWh
Demand Response Brutto Erlös	335.137,5 €

Tabelle 105: Demand Response Erlöse

2.8.3. Zementwerk 3

Dieses Werk wurde im Vorhinein nicht auf ein Potential untersucht und wurde erst im Zuge der Modellregion analysiert. Das Werk verbraucht insgesamt durchschnittlich 4-5 MW Leistung, wobei 2,5 MW auf den Ofenbetrieb entfallen. Dieser wird abgesehen von der geplanten 2-monatigen Winterstillstandszeit fast durchgehend betrieben. Ein Anfahren dauert ca. 40h, wodurch der Ofen für Demand Response ungeeignet ist.

Daneben wird eine Rohmühle mit einem Nennverbrauch von 1,2 MW betrieben. Die Laufzeiten sind nur geringfügig weniger wie beim Ofen. Es ist jedoch ein Puffer von maximal 36h vorhanden. Es gilt zu beachten, dass die Rohmühle das Gut auch trocknet und daher die vorhandene Wärme ebenfalls entscheidend ist. Eine Abschaltung wäre daher hier für maximal 1h möglich, damit die Rohmühle nicht zu stark auskühlt.

Die Zementmühle hat einen Verbrauch von insgesamt 1,8 MW. Hier besteht das größte Potential, da die Mühle nicht simultan mit dem Ofen läuft und weniger Jahresbetriebsstunden (6000 h/a) aufweist. Der An-/Abschaltvorgang dauert ca. 10-15 Minuten, weshalb kurze Abschaltintervalle eher ungeeignet sind. In den Sommermonaten ist Mühle oft fast durchgehend in Betrieb, wodurch Lastverschiebungen eher schwierig durchzuführen sind.

Ein weiteres Demand Response Potential stellt die Brecheranlage im Steinbruch dar, die 5500-6000h pro Jahr in Betrieb ist und insgesamt 0,5 MWel verbraucht. Das an/abfahren dauert ca. 10 Minuten, da die Laufbänder zu und von der Anlage sukzessive vom Netz genommen werden müssen. Abschaltungen im Bereich von maximal einer Stunde sind möglich.

Lastprofiloptimierung

Wie bereits bei den vorigen beschriebenen Werken wird das Potential einer Lastprofiloptimierung untersucht.

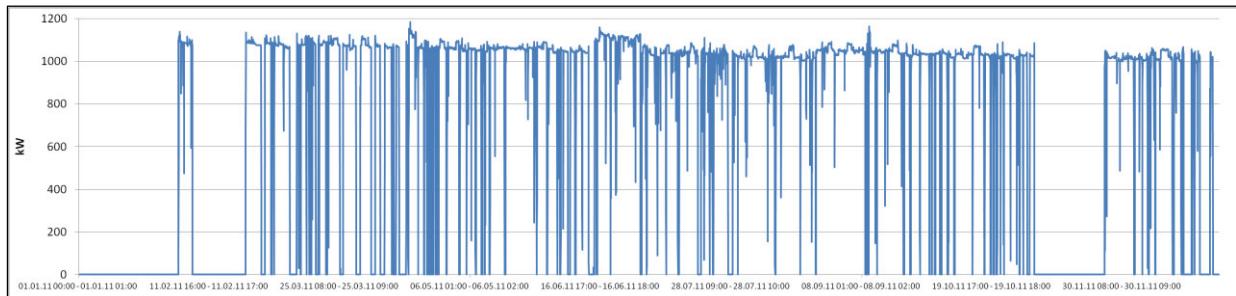


Abbildung 103: Jahresverlauf Zementmühle

Die Zementmühle wird wie in Abbildung 103 ersichtlich abgesehen von den Stillstandszeiten sehr häufig betrieben.

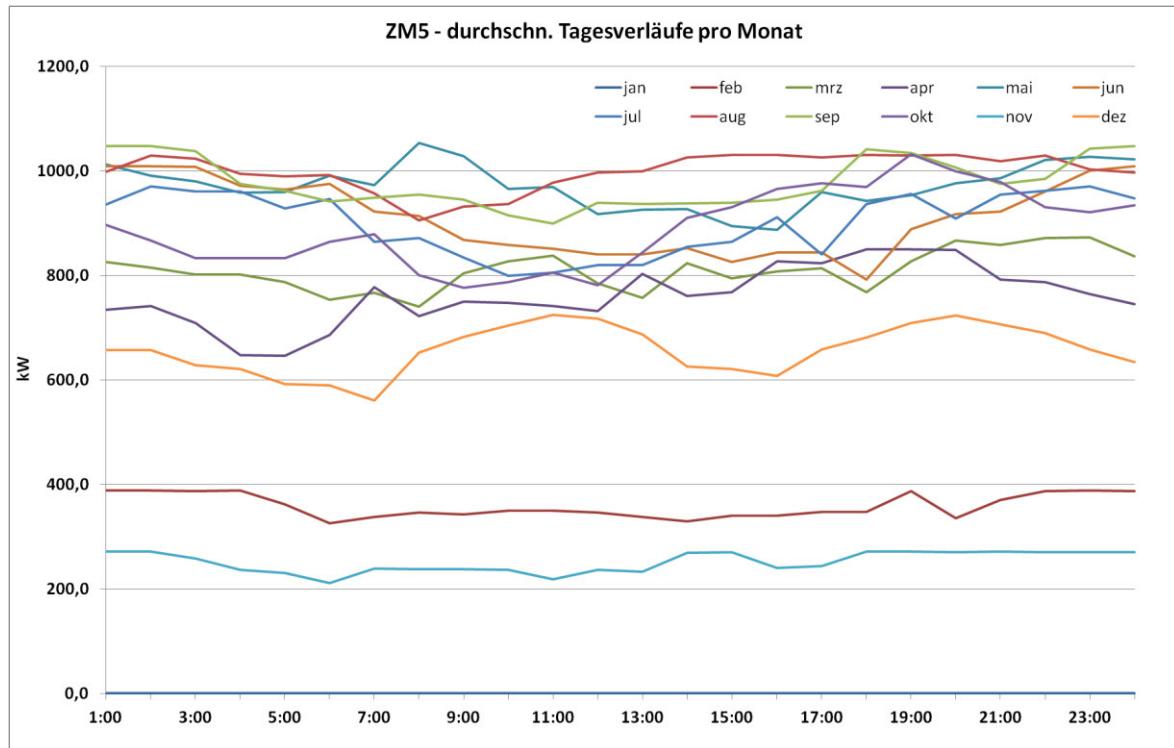


Abbildung 104: Tagesverläufe – Zementmühle – Monatsbasis

Im betrachteten Jahr war der April ein Monat mit relativ geringer Auslastung, wo die Mühle im Tagesschnitt nur 16,8 h betrieben wurde.

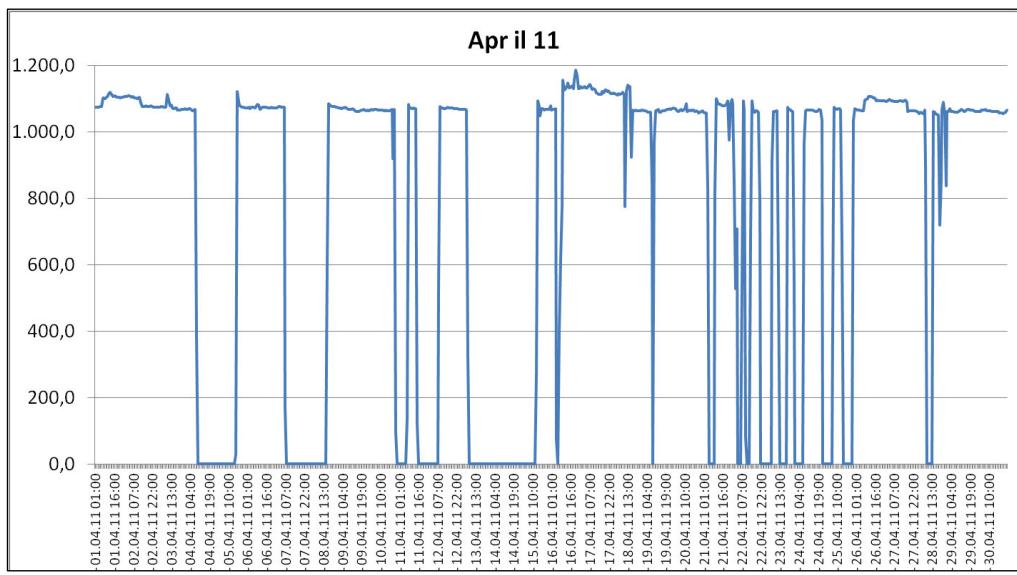


Abbildung 105: Monatsverlauf (April) – Zementmühle

Eine Optimierung des Profils in Richtung Tag/Nachttarif würde Einsparungen pro Monat zwischen 600 und 1.800€ generieren (siehe Tabelle 106, 3 dargestellte Monate 2011). Die geringe Einsparung ist auf die recht hohe Auslastung der Zementmühle zurückzuführen.

Eine Miteinbeziehung der anderen Aggregate könnte lukrativer sein, ist aber sicherlich mit höherem Aufwand verbunden.

Optimierung ZM5				
	März	April	Juni	
Gesamtstunden Monat	743,0	720,0	720,0	h
real				
Last - pro Tag (ave.)	18,3	16,8	20,0	h
Stillstand - pro Tag (ave.)	5,7	7,2	4,0	h
Laststunden pro Monat	548,0	505,0	601,0	h
Stillstandsstunden pro Monat	195,0	215,0	119,0	h
Gesamtenergieverbrauch	603,1	547,9	656,9	MWh
Verbrauch peak	285,2	268,2	306,9	MWh
Verbrauch off peak	317,8	279,7	350,0	MWh
optimiert				
Last off peak (18:00-6:00)	12,0	12,0	12,0	h
Last peak (6:00-7:30)	5,7	4,5	8,0	h
Stillstand (7:30 - 18:00)	6,3	7,5	4,0	h
Verbrauch off peak	409,2	396,0	396,0	MWh
Verbrauch peak	193,3	148,5	264,0	MWh
Gesamtenergieverbrauch	602,5	544,5	660,0	MWh
Verringerung des peak Verbrauchs	91,9	119,7	42,9	MWh
Preisdifferenz peak / off peak	15,0	15,0	15,0	€/MWh
Preisersparnis pro Monat ZM5	1.378,0	1.795,5	643,6	€

Tabelle 106: on/off peak Optimierung – Zementmühle – Beispielmonate

Da der lokale Energieversorger derzeit keine Tag/Nachttarife anbietet, sind auch keine Stromkostenverbesserungen zu generieren. Ein Interesse an so einer Tarifvariante müsste mit dem EVU abgeklärt werden. Eventuell könnte hier eine individuelle Tarifvariante gefunden werden.

Ausgleichsenergie

Die Demand Response tauglichen Aggregate sind in Tabelle 107 dargestellt. Das Mahlwerk wurde hierbei nicht berücksichtigt. Insgesamt können bis zu 3,6 MW verschoben werden, was über 70% der Werksnennlast darstellt. Wie in den anderen Werken handelt es sich ausschließlich um mechanische Aufbereitungsanlagen (Mühlen, Brecher), die das gesamt Potential darstellen.

Da die Vorlaufzeit ca. 15 Minuten beträgt sind kurzfristige DR Anfragen im Bereich von 5min nicht wirtschaftlich umsetzbar. Als realistisch wird das day-ahead Prinzip bezüglich der Angabe der Bereitschaft gesehen.

	Zement- mühle	Rohmühle	Brecher
Nennleistung	1,8	1,3	0,5 MW
maximale Dauer der Lastverschiebung	2,0	1,0	1,0 h
Lastverschiebungen pro Woche	2,0	1,0	2,0
Lastverschiebestunden pro Woche	4,0	1,0	2,0 h
Lastverschiebestunden pro Jahr (Ann. 45 W)	180,0	45,0	90,0 h
Jahresbereitstellungsenergie	324,0	58,5	45,0 MWh
Vorlaufzeit	15,0	15,0	15,0 min

Tabelle 107: Lastverschiebepotentiale

Der Betrieb der Zementmühle lässt sich bis zu ~3% der Betriebszeit verschieben. Über die 3 angeführten Aggregate sind Gesamtverschiebeenergien von 0,43 GWh durchführbar. Wenn von 90 €/MWh für die Ausgleichsenergie (Minutenreserve) bezahlt wird, dann können Erlöse von ~39.000€ erwirtschaftet werden (Tabelle 108).

Jahresbereitstellungsenergie Gesamt	427,5 MWh
Ausgleichsenergie Preis	90,0 €/MWh
Demand Response Brutto Erlös	38.475,0 €

Tabelle 108: DR Erlöse

2.8.4. Demand Response Potential – Modellbranche Zementindustrie

Gesamtpotential

Insgesamt stellt sich das DR Potential in der Modellbranche ähnlich dar wie das Gesamtpotential in der Industrie. Die maximal zu erreichenden Leistungen sind beim 15 und 60 min Intervall mit knapp **40 MW** am höchsten und bei 240min am niedrigsten. Bei den verschiebbaren Jahresenergien hingegen lässt sich beim 60 min Intervall mit Abstand am meisten lukrieren (**8 GWh**, Abbildung 106).

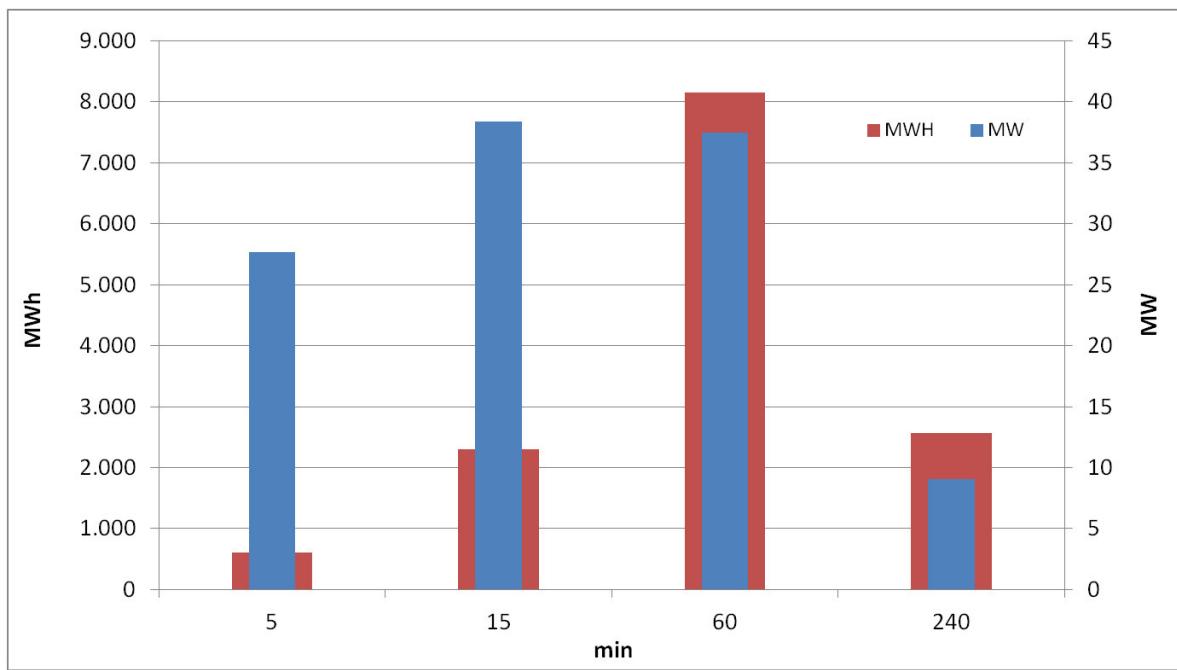


Abbildung 106: Potential der Modellregion – Zementindustrie

In Abbildung 107 ist das relative Potential bezogen auf den Verbrauch dargestellt. Es zeigt, dass abgesehen vom 240 min Intervall über 50% der Nennlast verschoben werden kann. Die Charakteristik ist dem absoluten Potential nahezu ident. Dies ist darauf zurückzuführen, dass hier wenige große Antriebe für einen Großteil der Gesamtlast verantwortlich sind.

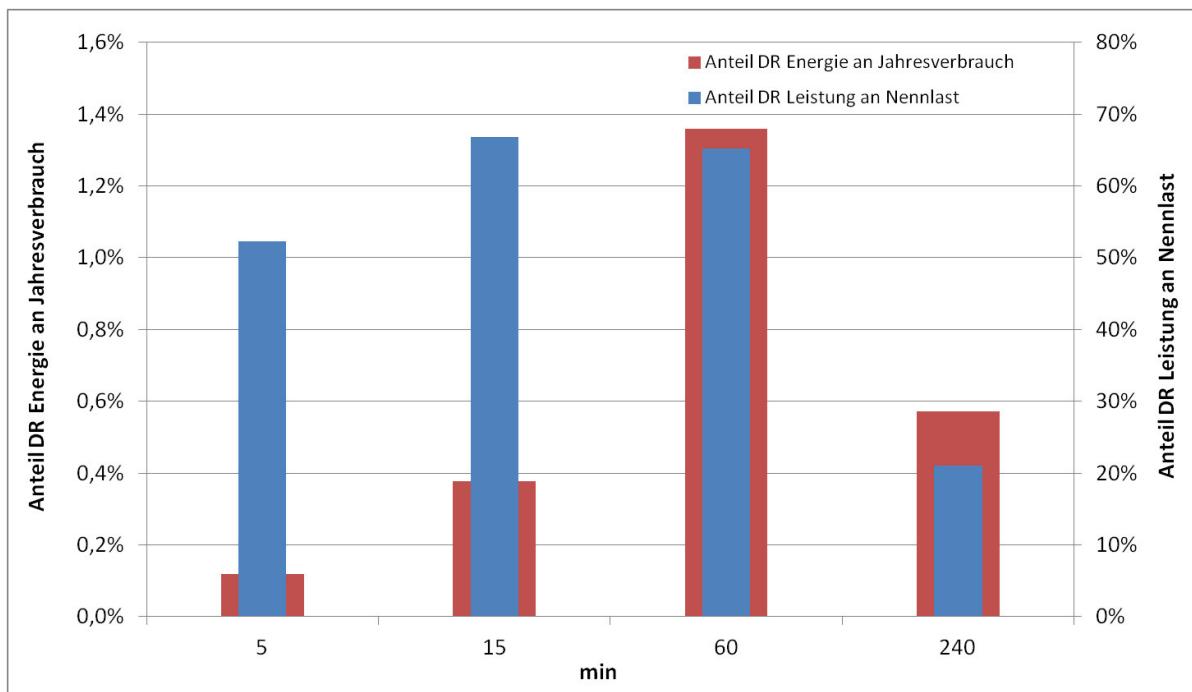


Abbildung 107: relatives Potential – Zementindustrie

cost curve

Für die Modellbranche Zementindustrie wurde auch eine cost curve erstellt, wobei alle Intervalle in einer cost curve aufgetragen wurden, um die Kosteneffizienz der verschiedenen Intervalle zu veranschaulichen (Abbildung 108).

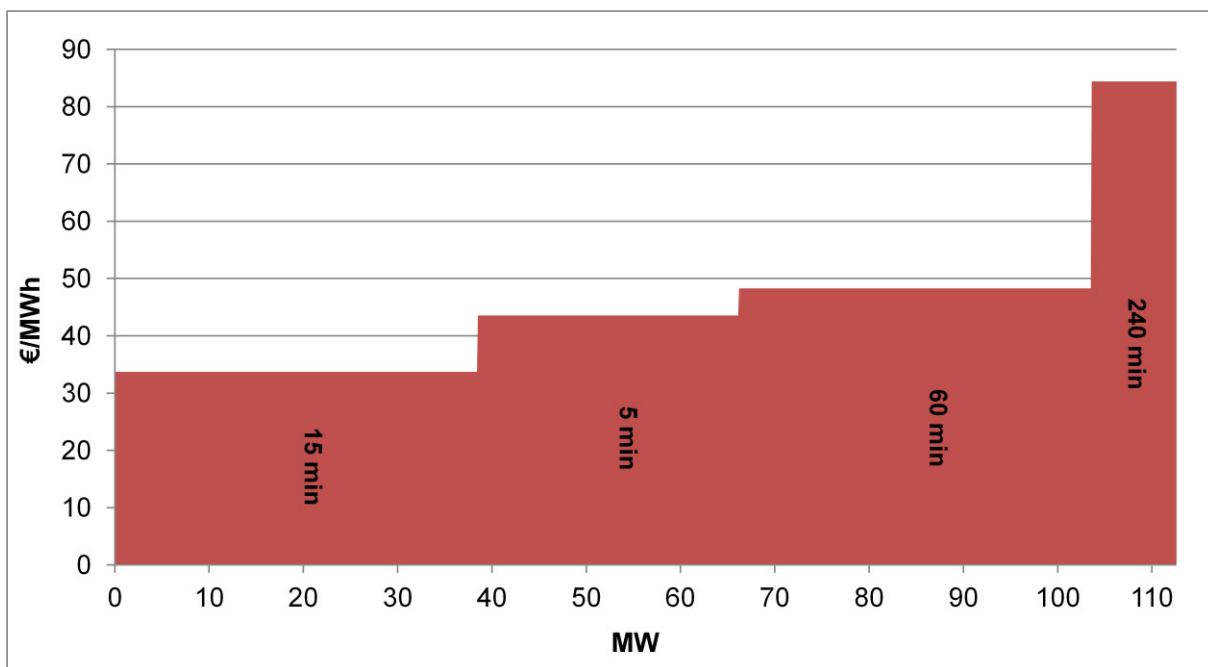


Abbildung 108: cost curve – alle Intervalle – Leistungspotential – Modellregion

Wie auch bei den dargestellten cost curves über die gesamte Industrie zeigt sich, dass die 5,15 & 60 Minuten Intervalle mit 34 – 48 €/MWh die geringsten Kosten verursachen. Das 240min Potential ist wegen der geringeren Leistung und den relativ größeren Kosten insgesamt das mit Abstand teuerste Lastverschiebepotential. Trotzdem sind alle 4 Lastverschiebeintervalle in dem Modellsektor als wirtschaftlich und lukrativ anzusehen.

Insgesamt stellt die Zementindustrie ein Paradebeispiel für ein großes technisches und wirtschaftliches Potential dar:

- die Leistung ist relativ unproblematisch abrufbar
- Reaktionszeiten sind gering
- die Leistungen sind in einer interessanten Größenordnung für EVUs
- Lastverschiebungen im Bereich von 100-200h/a tragen dazu bei, die massivsten Engpässe auszugleichen
- die entstehenden Kosten sind sehr gering

2.9. Demand Response Bestrebungen seitens der Unternehmen, Energieversorger & Netzbetreiber

Bevor das *unbundling* von Energieversorger und Netzbetreiber Ende der 90er stattfand, waren Lastabwürfe gang und gäbe, da die Aufschläge auf den Leistungspreis bei Überschreitung höher waren. Einige Werke haben diese heute noch in Betrieb.

Kleinere Standorte haben zumeist einen starren Tarif, da die Stromkosten nicht hoch genug sind, um ein eigenes Lastmanagement zu betreiben. Starre Tarife haben im Vergleich zu variablen Tarifen den Nachteil durchschnittlich am höchsten zu sein. Meist werden die Tarife ein Jahr im Voraus verhandelt und sind somit für ein Jahr fixiert. Variable Tarife passen sich hingegen dem tatsächlichen Börsenpreis kontinuierlich an.

Bestimmte Standorte sind auf einen base/peak-Load Betrieb übergegangen, wobei sie stromintensive Prozesse vor allem in der Nacht betreiben und dabei billigen Nachstrom beziehen. Falls die Betriebe sich jedoch nicht an den vorgegebenen Plan halten, und z.B. mehr Strom untertags benötigen (vice versa), dann sind Strafzahlungen zu begleichen.

Viele große Betriebe kaufen direkt den Börsenpreis plus EVU Aufschlag, da dies in der Regel der günstigste Tarif ist. Stabilere Tarife haben einen Risikoaufschlag des EVUs inkludiert, um mögliche Preissteigerungen abzusichern.

Betriebe mit Eigenstromproduktion kaufen so gut wie immer an der Börse und ändern dann dementsprechend die Stromausbeute ihrer Turbine (stromgeführt statt wärmegeführt), wenn der externe Strom teuer oder das Gas billig ist.

Für diese Betriebe ist Demand Response auch ein interessantes Instrument, um zusätzliche Erlöse zu generieren, da sie Lasten wegschalten als auch die Eigenstromerzeugung erhöhen können und dadurch flexibler sind als die meisten anderen Industriebetriebe.

Einige Betriebe haben hier bereits erste Erfahrungen gesammelt, sind jedoch über eine Testphase nicht hinausgekommen. Grund dafür waren unter anderem Auflagen der EVU und Netzbetreiber, die Lastverschiebungen sehr lange im Voraus (Wochenplan) und dann auch verpflichtend einplanen. Dies ist für die meisten Betriebe schwer wirtschaftlich durchführbar, da hier Produktionsausfälle drohen können und die Firmen dieses Risiko nicht eingehen wollen.

Im Gegensatz zu Deutschland dürfte der Leidensdruck in Österreich noch nicht allzu hoch sein, da die große Anzahl an Speicherkraftwerken Ausgleichsenergie relativ billig macht.

2.10. Empfehlungen für Stakeholder von Demand Programmen/ elektrischer Lastverschiebung (AP6)

In diesem Abschnitt werden zunächst Empfehlungen für weitere Forschungsaktivitäten formuliert, um danach Handlungsempfehlungen für bestimmte Stakeholdergruppen wie etwa Gesetzgeber, Regulator, Netzbetreiber oder Energielieferanten hinsichtlich von Maßnahmen zur Unterstützung der Entwicklung eines Marktes für Demand Response Lösungen abzugeben.

2.10.1. Empfehlungen für weiterführende F&E Aktivitäten

In der nun vorliegenden Grundlagenarbeit wurden zunächst die technischen Potentiale von elektrischer Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe erhoben, um danach die Kosten für die Umsetzung dieser Maßnahmen in den jeweiligen Sektoren bzw. bei den jeweiligen Prozessen zu bestimmten. Obwohl elektrische Lastverschiebung in vielen Sektoren problemlos möglich wäre, teilweise sogar zu sehr geringen Kosten, wird das vorhandene Lastverschiebungspotential derzeit nicht genutzt. Grund dafür ist das Fehlen von finanziellen Anreizen für Industrie- und Gewerbebetriebe.

Wichtigste Nachfolgeaktivität wäre daher die Entwicklung von Geschäftsmodellen für die Umsetzung von elektrischer Lastverschiebung bzw. Demand Response Programmen (siehe Unterabschnitt 2.10.1.1). Nur durch geeignete Geschäftsmodelle bzw. finanzielle Anreize für Verbraucher, ihre Lasten zu verschieben, kann deren Beteiligung an zukünftigen Märkten für elektrische Lastverschiebung sichergestellt werden.

Danach sollte der Einsatz der neuen Geschäftsmodelle bzw. Vermarktungsmöglichkeiten in einer konkreten Modellregion bzw. einem Modellsektor auch in der Praxis erprobt werden (siehe Unterabschnitt 2.10.1.2). Ergänzend wird die Bearbeitung von einigen weiteren Fragestellungen empfohlen, die sich auf bestimmte Sub-Sektoren bzw. Aspekte beziehen (siehe Unterabschnitte 2.10.1.3 und 2.10.1.4).

2.10.1.1. Grundlagenstudie zur Entwicklung von Geschäftsmodellen für elektrische Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe

2.10.1.1.1. Ziele des vorgeschlagenen Nachfolgeprojektes

Aufgrund hoher Energieeinsätze und verhältnismäßig geringer Implementierungskosten kann elektrische Lastverschiebung insbesondere in den Sektoren Industrie und Gewerbe einen wesentlichen Beitrag zur Systemintegration von erneuerbaren Energieträgern leisten.

Industrie und Gewerbe sind zusammen für rd. 60 % des gesamten Stromverbrauches in Österreich verantwortlich⁸⁷. Aufgrund hoher technischer Potenziale bei zugleich geringeren spezifischen Implementierungskosten ist in diesen Sektoren ein hohes Umsetzungspotential vorhanden. Hauptgrund dafür, dass mögliche Lastverschiebungspotentiale in diesen Sektoren bisher nur ungenügend genutzt werden, ist das Fehlen finanzieller Anreize für Industrie- und Gewerbebetriebe.

Ziel des hier in Grundzügen ausgearbeiteten Nachfolgeprojekts ist daher die Ausarbeitung passender Geschäfts- und Finanzierungsmodelle für die Sektoren Industrie und Gewerbe. Wie die Erfahrungen aus den USA zeigen, können neue Marktteilnehmer dabei eine Schlüsselrolle einnehmen. Alleine die beiden US Firmen EnerNOC und Comverge, die als neue innovative Dienstleister ihre Kunden bei der Generierung der Lastverschiebung unterstützen und diese dann über die Energiemarkte oder die etablierten Energieversorger verwerten, verwalten über 6 GW an elektrischer Leistung, was dem mehr als 30-fachen der Leistung des Kraftwerkes Freudenau entspricht⁸⁸.

Da Industrie- und Gewerbebetriebe – sowohl betreffend der typischen Höhe des Energieverbrauches wie der Natur der möglichen Lastverschiebung – sehr heterogen sind, müssen in einem solchen Nachfolgeprojekt unterschiedliche, an die Erfordernisse der jeweiligen Branchen bzw. Betriebsgrößen abgestimmte Geschäftsmodelle entwickelt und deren Umsetzbarkeit anhand konkreter Unternehmensdaten im Detail untersucht werden.

Dazu müssen sowohl die wirtschaftlichen und regulativen Rahmenbedingungen für „business cases“ erhoben, die technischen Notwendigkeiten und Möglichkeiten zur IKT- (Informations- und Kommunikationstechnologie) Integration untersucht und die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen aus Sicht von beispielhaft ausgewählten Industrie- und Gewerbebetrieben analysiert werden, bevor nach der Identifikation möglicher Umsetzungsbarrieren neue smarte Geschäftsmodelle entwickelt werden können.

Zur Erreichung dieser Projektziele sollten dabei insbesondere folgende Kernfragen adressiert und beantwortet werden:

- Wie kann – unter den derzeitigen Marktbedingungen und –regeln in Österreich – die von industriellen und gewerblichen Verbrauchern generierte elektrische Lastverschiebung in das derzeitige Energiesystem integriert werden?
- Welchen Wert haben die jeweiligen Lastverschiebungsprodukte, die in den unterschiedlichen Sektoren möglich sind, unter den derzeitigen Marktbedingungen?
- Welche neuen Geschäftsmodelle oder Finanzierungsmodelle sind notwendig oder können unterstützend wirken, um die bisher ungenützten Potentiale in das

⁸⁷ Zur näheren Aufschlüsselung der Verbräuche der jeweiligen Sektoren siehe Abschnitt 2.2.4.

⁸⁸ Siehe dazu Abschnitt 2.1.10.

Energiesystem zu integrieren? Welche neuen Dienstleister bzw. Dienstleistungen sind dafür notwendig?

2.10.1.1.2. Angestrebte Ergebnisse eines solchen Nachfolgeprojektes

Da Industrie- und Gewerbebetriebe sowohl betreffend der typischen Höhe des Energieverbrauches wie auch der Natur der möglichen Lastverschiebung sehr heterogen sind, ist es sicher nicht möglich, ein Geschäftsmodell zu entwickeln, das für alle möglichen Anwendungsfälle gleichermaßen geeignet ist. Vielmehr sollten in einem solchen Nachfolgeprojekt unterschiedliche, an die Erfordernisse der unterschiedlichen Branchen bzw. Betriebsgrößen abgestimmte Geschäftsmodelle entwickelt werden, deren Umsetzbarkeit anhand konkreter Unternehmensdaten im Detail untersucht werden soll.

So erfordern etwa industrielle Prozesse, die große Lastreduktionen bei geringer Reaktionsgeschwindigkeit ermöglichen, völlig andere Vermarktungsstrategien und Geschäftsmodelle wie Prozesse, bei denen bei geringer Lastreduktion höhere Reaktionsgeschwindigkeiten möglich sind. Ähnliches gilt bezüglich der maximalen Dauer bzw. Häufigkeit von Lastverschiebungen. Die Einsatzmöglichkeiten der generierten Lastverschiebungen, wie auch deren Geschäftsmodelle, sind dabei naturgemäß sehr unterschiedlich.

Daher sollen sowohl Vermarktungsstrategien für bestehende Märkte (z.B. Ausgleichsenergiemarkt, Spotmarkt) aber auch alternative Ansätze entwickelt werden. Solche (ergänzenden) Strategien können die Verwendung der Lastverschiebung als „building block“ in der strukturierten Strombeschaffung (z.B. als Teil einer „buy and sell back“ – Strategie) oder die modifizierte Anlageneinsatzplanung für permanente Lastverschiebung (Optimierung des Lastprofiles) sein.

Da das Interesse an neuen Ansätzen bei den klassischen Energielieferanten oft nur beschränkt vorhanden ist, bedarf es neuer Anbieter und Dienstleister, die als Katalysator wirken können. Solche neuen Dienstleister können die Betriebe bei Identifikation oder Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen unterstützen. Dies kann das Aggregieren (Poolen) und gemeinsame Steuern von Lastverschiebungspotential sein oder auch eine oder mehrere der folgend beispielhaft angeführten „smart services“:

- Integration von Lastverschiebung in die strukturierte Energiebeschaffung
- Anbieten von direkter Laststeuerung zur permanenten oder temporären Lastverschiebung auf Basis von Time-of-Use Tarifen (TOU)
- Technische und/oder organisatorische Dienst- und Beratungsleistungen zur Optimierung des Energiebezuges; Entwickeln und Anbieten von Optimierungssoftware, wobei mittels

- dezentraler Logik die Verwendung von TOU- oder RTP (Real Time Pricing) –Tarifen optimiert wird (und es dadurch indirekt zu einer Lastverschiebung kommt)
- Geschäftskonzepte, welche die weitere Verbreitung von flexiblen Stromtarifen (wie etwa zeitvariable Tarife) zum Ziel haben, um eine permanente Lastverschiebung zu erreichen.
- Verringerung der Einstiegshürden für Industriebetriebe durch erfolgsabhängige Honorierung der Lastverschiebungs-Dienstleistung
- Finanzierung von Lastverschiebungsmaßnahmen, ähnlich wie beim Energieeinspar-Contracting

Aufgrund der absoluten Höhe der Einsparung sowie weiterer Faktoren ist die Wirtschaftlichkeit und Umsetzungswahrscheinlichkeit bei großen Industriebetrieben zwar am höchsten. Aber auch in mittleren Betrieben ist – gesamthaft betrachtet – hohes Potential vorhanden, wobei bei geringerer Unternehmensgröße allerdings zusätzliche Umsetzungshemmnisse zu erwarten sind.

Daher sollten ergänzend Konzepte und Geschäftsmodelle entwickelt werden, welche die Einstiegshürden zur Vermarktung der Lastverschiebung für mittlere Betriebe verringern. Solche zusätzlichen Instrumente und „incentives“ speziell für kleinere Betriebe mit nur wenig Know-How oder personellen Kapazitäten können etwa sein:

- Zwischengeschaltete Aggregatoren⁸⁹, die ähnlich wie Einkaufs- bzw. Verkaufsgenossenschaften Ressourcen poolen und verwalten
- Zurverfügungstellung von (automatisierten) Prognosewerkzeugen in Kombination mit TOU- bzw. RTP-Tarifen mit optionalen Preis-Caps („rate protection“)

Übergeordnetes Ziel bei der Konzeption dieser Geschäftsmodelle wäre es, dass diese bereits unter den derzeitigen wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen (aktuelle Preisniveaus auf den Energiemarkten, geltende rechtliche Rahmenbedingungen wie Netztarife oder Marktregeln) umsetzbar sind.

2.10.1.1.3. Methodischer Ansatz eines solchen Nachfolgeprojektes

Das übergeordnete Ziel, die Erschließung des bisher nur ungenügend genutzten Lastverschiebungspotentials in Industrie und Gewerbe, scheiterte bisher weniger an technischen Fragen, sondern vielmehr am Wissen über den Wert des Lastverschiebungspotentials, der Aktivierung der relevanten Stakeholder und den fehlenden Geschäftsmodellen.

⁸⁹ So ist etwa nur für ganz wenige Großbetriebe eine direkte Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt möglich (Mindesttransaktionsgröße 10 MW). Dienstleistungen wie das „Pooling“ von kleineren Ressourcen könnten auch Österreich angeboten werden, ähnlich wie von den Aggregatoren in den USA.

Ein solches Nachfolgeprojekt soll daher auf die Identifikation von Umsetzungsbarrieren und deren Überwindung durch innovative Geschäftsmodelle, nicht jedoch auf die Entwicklung oder Weiterentwicklung neuer technischer Lösungen fokussiert sein. Während neue Technologien oder IKT-Konzepte zwar sicher von Interesse sind, ist deren Vorhandensein oder Weiterentwicklung kein ausreichernder Anreiz für die Verbreitung der Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe.

So hat etwa das Projekt ADDRESS insgesamt 31 mögliche Active Demand Services identifiziert, davon 7 Dienstleistungen für regulierte Stakeholder (Netzbetreiber) und 24 Dienstleistungen für nicht-regulierte Stakeholder (Erzeuger, Lieferanten, etc.). Die entscheidende Frage ist, welche dieser „active demand services“ von welchen Unternehmen in welchen Branchen im Kundensegment Industrie und Gewerbe am kostengünstigsten generiert und wie diese in konkrete Geschäftsmodelle gekleidet werden können.

Die Betriebe als potentielle „Verkäufer“ ihres Lastverschiebungspotentials und zugleich größte potentielle Nutznießer dieser neuen Geschäftsmodelle verfügen in den allermeisten Fällen aber nicht über das notwendige Know-How bezüglich der Funktionsweise der Energiemärkte. Sie verstehen sich derzeit noch ausschließlich als Kunden, aber nicht als Anbieter von Dienstleistungen im Energiesystem.

Daher wird folgender methodischer Ansatz vorgeschlagen, der in Abbildung 109 graphisch dargestellt wurde:

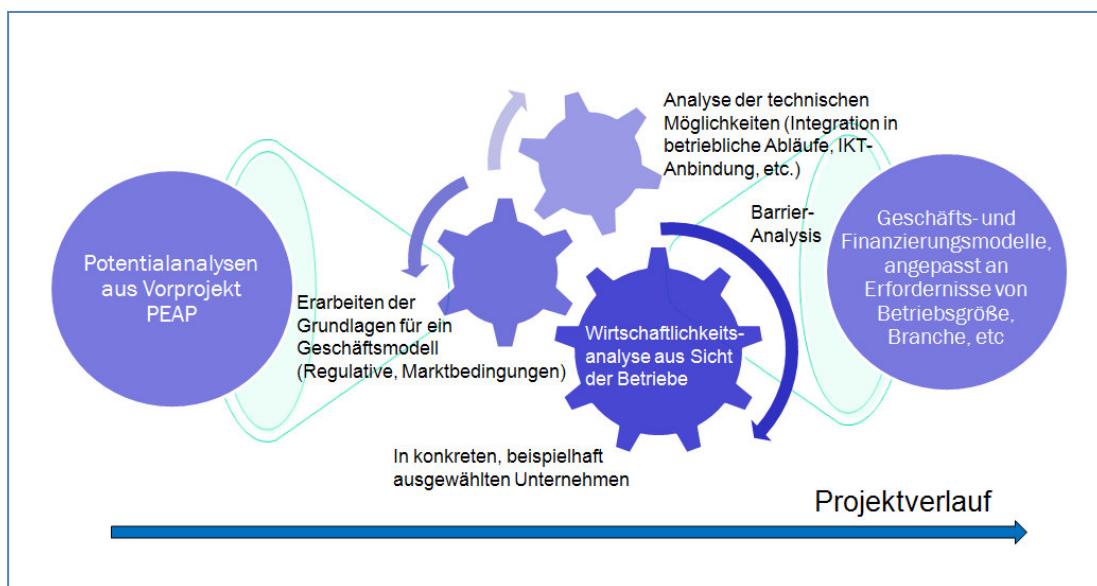


Abbildung 109: Methodischer Ansatz (schematisch)

1. Basierend auf den vorläufigen Ergebnissen der nun vorliegenden Potentialstudie sollen in einem ersten Screening Unternehmen ausgewählt werden, deren Prozesse und Lastverschiebungspotential beispielhaft für Betriebe ihrer Größenklasse bzw. Branche sind und die bereit sind, ihre Daten und Personalstunden zur detaillierten wirtschaftlichen und technischen Betrachtung der in diesem Betrieb möglichen Maßnahmen zur Verfügung zu stellen.
2. Parallel dazu sollen die allgemeinen wirtschaftlichen und regulativen Rahmenbedingungen für die „business cases“ aus Sicht der Betriebe erhoben und im Detail analysiert werden. Das bezieht sich z. B. auf die Möglichkeiten zur Vermarktung des Lastverschiebungspotentials auf Ausgleichsenergie-, Spot- und Futuresmärkten, adressiert aber ebenso die Möglichkeiten einer Integration der Lastverschiebung in die strukturierte Beschaffung sowie sonstige alternative Verwertungsmöglichkeiten. Des Weiteren sollen detaillierte Preisanalysen angestellt und unterschiedliche Strompreisszenarien berücksichtigt werden, die Basis für die nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, sowohl aus Sicht der Betriebe wie die der neuen Dienstleister, sind.

Auf Basis dieser Analyse der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sollen erste Ideenskizzen für „business cases“ (zunächst aus Sicht der Industriebetriebe) erstellt und deren Umsetzbarkeit – sowohl technisch wie wirtschaftlich – anhand der Rahmenbedingungen in konkreten Betrieben beispielhaft untersucht werden.

3. Die nachfolgende Analyse der technischen Rahmenbedingungen bzw. Notwendigkeiten soll dabei auf drei gleichermaßen entscheidende Aspekte eingehen:
 - Möglichkeiten der Lastverschiebung (im engeren Sinne); hierbei geht es darum, die Höhe und Charakteristika der Lastverschiebung (Reaktionsgeschwindigkeit, max. mögliche Häufigkeit und Dauer, etc.) im Detail (auf Basis der nun vorliegenden Sektoranalysen) und die Abhängigkeit der Kosten von diesen Charakteristika zu bestimmen. Die technischen Möglichkeiten und Grenzen in den beispielhaft betrachteten Betrieben sollen dabei noch detaillierter wie in der vorliegenden Studie analysiert werden.
 - Möglichkeiten der Integration dieser betrieblichen Einzelmaßnahmen auf der betrieblichen Ebene, z. B. durch Einsatz oder Erweiterung von bestehenden Lastmanagementsystemen.
 - Möglichkeiten der Integration zwischen den betrieblichen Systemen (z.B. Lastmanagementsystem, Schaltwarte, etc.) und den beteiligten Stakeholdern im Energiesystem (Energielieferant, Regelzonenführer, APSCS, Aggregator, etc.).

4. Anschließend soll die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen aus Sicht der Industrie- und Gewerbebetriebe betrachtet werden. Aufbauend auf die zuvor erhobenen, allgemein gültigen regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Marktregeln, historische Marktdaten sowie Preisprognosen) und den technischen Gegebenheiten in den Betrieben sollen unterschiedliche mögliche Vermarktungsmöglichkeiten der Lastverschiebung im Detail analysiert werden. Investitions-, Cash-Flow- Rechnungen sowie Sensitivitätsanalysen sollen durchgeführt werden.
5. Im folgenden Arbeitsschritt, der konkreten Entwicklung von Geschäftsmodellen für neue Dienstleister, sollen
 - (a) zunächst die Umsetzungsbarrieren aus Sicht der Industriebetriebe analysiert werden, wie etwa zu geringe Höhe der Lastverschiebung, ungenügende Steuermöglichkeiten, zu wenig Personal bzw. Know-How, Finanzierungshemmnisse etc., um anschließend, auf Basis dieser Barrier-Analyse,
 - (b) „smarte“ Geschäftsmodelle für neue Dienstleister zu entwickeln, die diese Hemmnisse adressieren, z.B. durch Lastverschiebungs-Contracting („load shift contracting“), Pooling und gemeinsame Vermarktung von Ressourcen, direkte Laststeuerung, Zurverfügungstellung von Prognosewerkzeugen, Organisation eines Marktplatzes für kleine Transaktionsgrößen, erfolgsabhängige Identifikation oder Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen oder der Finanzierung dieser Maßnahmen.

Die beschriebenen Arbeitsschritte sollen in acht Arbeitspakete bearbeitet werden, deren zeitlicher Ablauf in Abbildung 110 dargestellt ist.

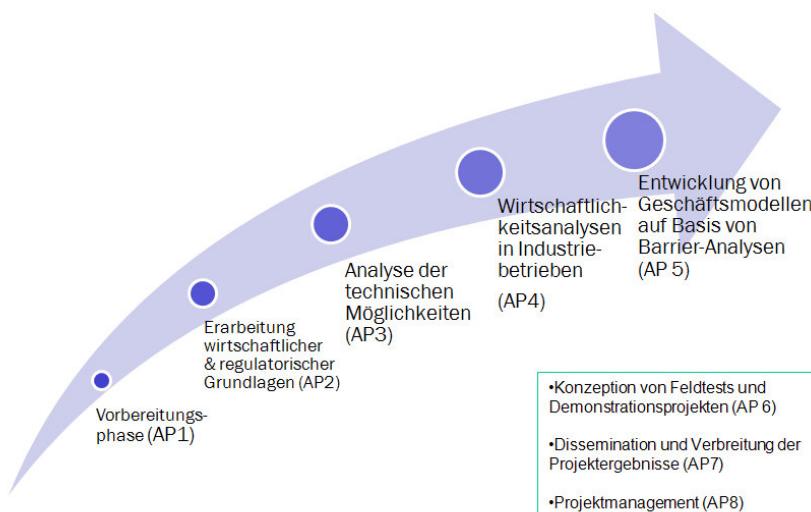


Abbildung 110: Abfolge der Arbeitspakete des vorgeschlagenen Nachfolgeprojektes

2.10.1.1.4. Ergänzende Ausführungen zu den einzelnen Arbeitspaketen

Ergänzend zu der obigen Projektskizze werden folgend einige wichtige Aspekte hinsichtlich der als notwendig angesehenen Inhalte eines solchen Nachfolgeprojektes näher beleuchtet.

Ad Arbeitspaket 2: Erarbeiten der wirtschaftlichen und regulativen Grundlagen für Business Cases und smarte Geschäftsmodelle

Im vorliegenden Projekt wurden bereits die Parameter zur Definition möglicher Lastverschiebungsprodukte (Terms & Conditions) identifiziert. Aufbauend auf diese Arbeiten soll die Beziehung zur Marktseite hergestellt werden. Dabei geht es um ein wirtschaftliches „Matching“ zwischen Verbrauchs- und Produktionsseite, wobei die entscheidende Frage ist: Mit welchen Lastverschiebungsprodukten können welche Stromprodukte oder Systemdienstleistungen auf der Erzeugerseite substituiert werden?

Zielsetzung und wichtige Nebenbedingung ist, dass die Verschiebung von Lasten bzw. dessen Vermarktung unter den derzeitigen wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen (aktuelle Preisniveaus auf den Energiemarkten, geltende rechtliche Rahmenbedingungen wie Netztarife oder Marktregeln) umsetzbar sein soll.

Aus diesem Grund sollen detaillierte Untersuchungen hinsichtlich der grundsätzlichen Möglichkeiten unterschiedlicher Vermarktungsstrategien unter den derzeitigen Rahmenbedingungen, wie z. B. der Vermarktung des Lastverschiebungspotentials auf den Ausgleichsenergie- und Spot- und Futuresmärkten, ebenso wie einer Integration der Lastverschiebung in die strukturierte Energiebeschaffung von Großbetrieben sowie sonstiger alternativer Verwertungsmöglichkeiten, angestellt werden. Dazu sollen insbesondere folgende vier Themen adressiert:

1. Regulative und Zutrittsbarrieren auf bestehenden Energiemarkten
2. Möglichkeiten der Integration von Lastverschiebungsprodukten in die derzeitige Beschaffungsstruktur
3. Historische und zukünftige Entwicklung der möglichen Erlöse (Markt- und Zeitreihenanalysen)
4. Ideenskizzen für mögliche Business Cases und Geschäftsmodelle

Analyse der Regulativen und Zutrittsbarrieren zu bestehenden Energiemarkten

Die Regeln der UCTE für den Regelenergiemarkt ermöglichen grundsätzlich sowohl die Teilnahme von Erzeugungskapazitäten wie auch von elektrischen Lasten⁹⁰. Auch in den

⁹⁰ Siehe hierzu Punkt A-S2 „Primary Control Action by Generators or Loads“ in UCTE OH – Policy 1: Load-Frequency Control Final Version (approved by SC on 19 March 2009)

österreichischen Marktregeln ist etwa für die Minutenreserve (Tertiärregelung) keine grundsätzliche Einschränkung auf Erzeugungskapazitäten vorgesehen⁹¹.

Allerdings sind sowohl bei der Minutenreserve wie bei der Verwertung an anderen Märkten (Spotmarkt, Futures-Markt, Regelenergie) oder bei der strukturierten Beschaffung viele Detailprobleme zu lösen. Mindestkontraktgrößen, notwendige Sicherheitsleistungen an andere Marktteilnehmer, Marktregeln etc. können wesentliche Markteintrittsbarrieren sein.

Viele der (österreichischen) Marktregeln – die als „enabler“ bzw. „disabler“ neuer Vermarktungsmöglichkeiten für Lastverschiebung wirken können – sind in laufender Veränderung. So ist etwa hinsichtlich der Minutenreserve erst seit dem Jahr 2010 ein neues, vollständig internetbasierendes System für die Bildung der Clearingpreise im Einsatz.

In einem Sub-Arbeitspaket sollten daher insbesondere

- (a) die aktuellen Regulative systematisch dahingehend analysiert werden, inwieweit diese Zutrittsbarrieren für bestimmte Arten von Lastverschiebungsprodukten enthalten;
- (b) daraus folgend die konkreten Anforderungen an die Gestaltung der jeweiligen Lastverschiebungsprodukte definiert werden.

Möglichkeiten der Integration von Lastverschiebungsprodukten in die derzeitige Beschaffungsstruktur

Im industriellen Bereich (insb. Large-, X-Large-Kunden) sind die Möglichkeiten des Strombezugs inzwischen sehr vielfältig (börsenindizierte Kontrakte, indiziertes Preismodell, Tranchen-Preis-Modell, Termin- oder Absicherungsgeschäfte), während etwa für kleine Gewerbe- oder Industriekunden diese Produkte aufgrund ihrer Komplexität nur beschränkt geeignet bzw. nicht angeboten werden. Eine Auswahl der möglichen Stromprodukte sind in Abbildung 111 zu sehen.

Diese derzeit auch in Österreich möglichen Beschaffungsvarianten sind jedoch klar von speziell entwickelten Time-Of-Use (TOU) Tarifen zu unterscheiden, mittels derer den Kunden direkte Anreize für eine permanente Lastverschiebung gegeben werden. Bei den aktuell angebotenen Beschaffungsvarianten für Großkunden handelt es sich vielmehr großteils um Preismodelle, bei denen das Preisrisiko vom Energielieferanten auf den Kunden überwälzt wird. Das führt bei den Großkunden zwar zu niedrigen durchschnittlichen Preisen, aber nicht immer zwangsläufig dazu, dass die Potentiale für elektrische Lastverschiebung tatsächlich gehoben werden.

⁹¹ APCS (Hrsg.): Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO. Version 12.00. Genehmigt am 22. 7. 2009 durch die Energie Control GmbH.

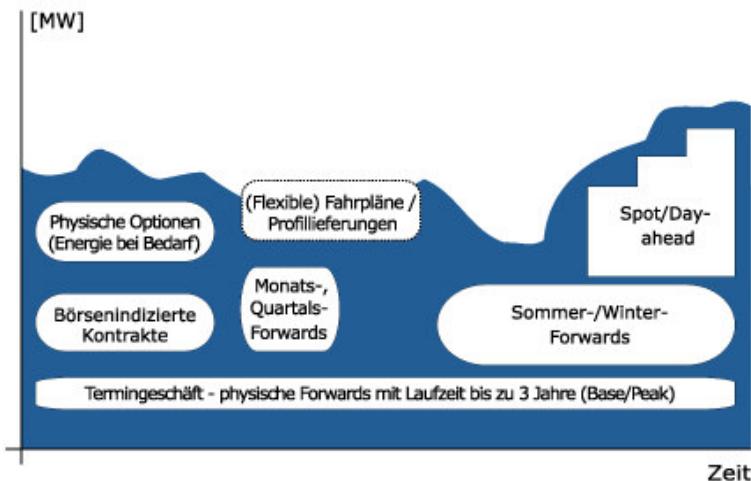


Abbildung 111: Möglichkeiten zur strukturierten Beschaffung (Quelle: Verbund Austrian Power Sales)

Diesbezüglich sollten die derzeit angebotenen Stromprodukte dahingehend analysiert werden, ob und inwieweit Lastverschiebung vermehrt bzw. systematisch in einem internen Optimierungsprozess auch in die Beschaffungsstrategie integriert werden könnte. Spezielle Möglichkeiten bieten sich insbesondere für Großverbraucher mit industrieller Eigenstromerzeugung an, z.B. in Form von innovativen „buy and sell-back“ Strategien.

Markt- und Zeitreihenanalysen, Entwicklung von Marketszenarien und Prognosen

In diesem Sub-Arbeitspaket soll der tatsächlich erzielbare, wirtschaftliche Wert für Lastverschiebungsprodukte ermittelt werden. Das bezieht sich sowohl auf die Märkte für Regel- und Ausgleichsenergie, aber auch auf die Spotmärkte. Die Notwendigkeit für diese Analysen sei am Beispiel der Minutenreserve dargestellt:

So wird in vielen Fällen der Preis für die Ausgleichsenergie, der sich aus dem sogenannten Clearingpreis 1 und Clearingpreis 2 zusammensetzt und den einzelnen Bilanzgruppen verrechnet wird, oft mit jenem Preis gleichgesetzt (verwechselt), der von den Anbietern der Minutenreserve erzielt werden kann, wenn die angebotene Minutenreserve tatsächlich vom Regelzonenführer von der Merit Order List (MOL) abgerufen wird.

Sowohl Häufigkeit der tatsächlichen Abrufe von positiver oder negativer Ausgleichsenergie, abgerufene Blockgrößen, durchschnittliche Preise, saisonale Schwankungen in der Häufigkeit der Abrufe u. ä. müssen erhoben und analysiert werden, um als Grundlage und Datenbasis für eine realistische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Sicht der Industriebetriebe verwendbar zu sein.

Erarbeiten von Ideenskizzen für mögliche Geschäftsstrategien bzw. -modelle

Auf Basis dieser Analysen sollen erste Ideenskizzen für mögliche Business Cases bzw. Verwertungsmöglichkeiten für Lastverschiebungsprodukte formuliert werden. Dabei sollen sowohl die Erfahrungen aus dem gegenständlichen Vorprojekt, den bisherigen EdZ-Projekten mit DR-Bezug sowie von sonstigen Projekten (z.B. EU-DEEP, ADDRESS) einfließen. Insbesondere die Erfahrungen aus den USA sind Startpunkt für mögliche innovative Ansätze auch in Österreich.

Ad Arbeitspaket 3: Analyse der technischen Notwendigkeiten und Möglichkeiten, insb. der betrieblichen Abläufe und IKT- Anbindung an das Energiesysteme

Es sollen dabei drei gleichermaßen entscheidende Aspekte bearbeitet werden; diese sind:

- Technische Möglichkeiten der Lastverschiebung (im engeren Sinne)
- Integration der Einzelmaßnahmen auf Unternehmensebene
- Integration zwischen betrieblichen Systemen und externen Systemen der sonstigen Stakeholder im Energiesystem

Ad Arbeitspaket 4: Wirtschaftlichkeitsanalyse von Lastverschiebungsprodukten aus Sicht der Industriebetriebe

Bei der Konzeption von smarten Geschäftsmodellen für neue Marktteilnehmer wäre es Zielsetzung, dass diese auch unter den derzeitigen wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen (aktuelle Preisniveaus auf den Energiemarkten, geltende rechtliche Rahmenbedingungen wie Netztarife oder Marktregeln) umsetzbar sind.

Aus diesem Grund sollen Wirtschaftlichkeitsanalysen auf Basis von aktuellen Preisen, Verbrauchsdaten und Energiebezügen von konkreten Betrieben angestellt werden, wobei die für Industriebetriebe derzeit möglichen Beschaffungsstrategien zugrunde gelegt werden.

Neben den bereits in AP 2 ermittelten, allgemein gültigen Marktdaten und den branchen- und prozessspezifischen Parametern (AP 3) sollen auch alle sonstigen, im Regelfall nicht technischen Einflussfaktoren erhoben und berücksichtigt werden, die Lastverschiebung verunmöglichen oder Zusatzkosten verursachen können. Diese sind etwa, beispielhaft für den Fall der Verschiebung von energieintensiven Prozessen von den Tag- in die Nachtstunden:

- Behördliche Auflagen; Beschränkungen aufgrund der Anlagengenehmigung (z.B. Lärmschutz der Anrainer)
- Zusätzliche Personalkosten aufgrund von Überstundenzuschlägen oder Betriebsvereinbarungen

- Nicht geeignete Steuer- und Regeleinrichtungen; ungenügende Infrastruktur (z.B. Lagerfläche oder Speicherkapazität ist nicht ausreichend zur „Pufferung“ von Einsatzstoffen oder Zwischenprodukten)

In dem gegenständlichen Projekt hat sich insbesondere herausgestellt, dass die Verschiebungskapazitäten auch innerhalb der gleichen Branche sehr unterschiedlich sein können. Ein besonders wichtiges Kriterium ist dabei die Auslastung des Betriebes bzw. bestimmter Maschinen und Anlagen. Wenn beispielsweise ein besonders energieintensiver Prozess (z. B Mühlenbetrieb) ohnehin nicht ausgelastet ist oder nur einige Stunden pro Tag in Betrieb ist, kann diese Last grundsätzlich leicht und mit wenig Zusatzkosten verschoben werden. Bei einer annähernd 100 %-igen Auslastung ist dies hingegen schwierig und die Möglichkeit der Lastverschiebung de facto nicht mehr gegeben (bzw. nur sehr teuer und nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich sinnvoll =“Emergency DR“).

Die Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit (bzw. der Risiken der notwendigen Investitionen) sollen daher nicht nur bei unterschiedlichen Preisszenarien durchgeführt werden, sondern auch unterschiedliche Produktionsbedingungen (v.a. die Auslastung) berücksichtigen.

Eine weitere Problematik ist, inwieweit die Verfügbarkeit des Lastverschiebungspotentials zeitlich mit der höchsten Nachfrage (=höchsten Preis) auf der Vermarktungsseite zusammenfällt oder im Extremfall sogar negativ korreliert. Weitere notwendige Untersuchungen bzw. Analysen sind jeweils prozessspezifisch und können etwa die Entwicklung unterschiedlicher betrieblicher Fahrweisen und Optimierungsstrategien (z.B. Änderungen in der Sortenplanung beim Mühlenbetrieb in der Zementindustrie) beinhalten.

Bei diesen Untersuchungen sollte es insbesondere darum gehen, eine Kosten- und Risikobetrachtung aus Sicht der Betriebe anzustellen und die Abhängigkeit von externen Faktoren zu identifizieren und zu quantifizieren.

Ad Arbeitspaket 5: Erarbeiten von smarten Geschäftsmodellen, Aufzeigen von Chancen und Risiken für neue Dienstleister auf Grundlage von Barrier-Analysen

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes sollen drei wesentliche Sub-Themen adressiert werden:

1. Analyse von bestehenden Umsetzungsbarrieren („major barriers“)
2. Entwickeln unterschiedlicher (branchenspezifischer) Geschäftsmodelle
3. Entwickeln der Grundlagen für ein innovatives Lastverschiebungs-Contracting

Bei der Analyse der Umsetzungsbarrieren in Industrie und Gewerbe bzw. der Entwicklung von Geschäftsmodellen ist zu beachten, dass sehr unterschiedliche Eintrittsbarrieren zur Vermarktung des Lastverschiebungspotentials bestehen. Neben dem fehlenden Wissen und regulatorischen Barrieren sind oft die Transaktionsgrößen zu gering, um die

Lastverschiebung direkt auf den Energiemarkten anzubieten zu können. Während etwa die Vermarktung des Lastverschiebungspotentials einer großen Papierfabrik mit Eigenstromerzeugung und einem Stromverbrauch von > 50 MW mit verhältnismäßig geringen Einstiegshürden auch im Ausgleichsenergiemarkt möglich sein wird, ist dies selbst für energieintensive mittlere Betriebe mit hohem Verschiebungspotential aufgrund der erforderlichen Mindestgebotsgröße von 10 MW bei der Minutenreserve von vornherein ausgeschlossen.

Die Einstiegshürden sind jedoch nicht nur abhängig von der Höhe der Lastverschiebung, sondern vor allem auch von den (technischen) Charakteristika der Lastverschiebungspotentiale (z.B. Reaktionsgeschwindigkeit, maximale Dauer oder Häufigkeit von möglichen Verschiebungsmaßnahmen).

Genauso wie die Umsetzungsbarrieren sind daher die Erfordernisse und damit auch die notwendigen Geschäfts- und Finanzierungsmodelle je nach Sektor und Betriebsgröße sehr unterschiedlich. Anhand der Markteinschätzung und auf Basis der zuvor bearbeiteten Beispiele sollen daher insbesondere folgende Fragen bearbeitet werden:

- Sind die Geschäftsmodelle der Aggregatoren nordamerikanischen Zuschnittes für österreichische bzw. europäische Verhältnisse anwendbar?
- Was kann aus diesen Geschäftsmodellen gelernt werden? Welche Änderungen bzw. Anpassungen sind notwendig?
- Welche Aufgaben können/sollen/müssen durch die etablierten Stakeholder (Industriebetrieb, klassischer Energielieferant) erledigt werden? Welche Rollen können hingegen besser von neuen Marktteilnehmern (Aggregatoren, Contractors) übernommen werden?
- Wie können Energieversorger dazu motiviert („gezwungen“) werden, notwendige Tarifschemata wie branchenspezifische TOU-Tarife anzubieten?

Die Beantwortung dieser Fragestellungen und die vorhergehenden Analysen der konkreten Hemmnisse sollen in unterschiedliche, an die Erfordernisse der unterschiedlichen Branchen bzw. Betriebsgrößen abgestimmte Geschäftsmodelle münden. Deren Eignung für unterschiedliche Branchen und Betriebe soll untersucht und gezeigt werden.

Beispiele für solche möglichen zukünftigen smarten Geschäftsmodelle bzw. Dienstleistungen von neuen Anbietern können beispielsweise sein:

- Anbieten der Lastverschiebung (mit oder ohne „Pooling“) auf Ausgleichsenergie- und/oder Spotmärkten (abhängig von Charakteristika der Lastverschiebung; d.h. z.B. Reaktionsgeschwindigkeit, maximale Dauer und Häufigkeit der möglichen Lastverschiebung) als positive Regelleistung

- Vermarktung von kurzfristiger Lasterhöhung (z.B. kurzfristiges Hochfahren von Industrieöfen, Mühlen, etc.) als negative Regelleistung
- Zusammenfassung stochastisch fluktuierender (aber unkorrelierter) Lastverschiebungspotentiale zu „firm-resources“
- Integration von Lastverschiebung in die strukturierte Energiebeschaffung (z.B. Zukauf Bandlieferung und temporäres Sell-Back)
- Identifikation von Maßnahmen zur Lastverschiebung auf erfolgsabhängiger Contracting-Basis (Screening ungenützter Verschiebungspotentiale; Verringerung der Einstiegshürden für Industriebetriebe durch erfolgsabhängige Honorierung)
- Anbieten von direkter Laststeuerung zur permanenten oder temporären Lastverschiebung auf Basis von Time-of-Use Tarifen (TOU)
- Technische und/oder organisatorische Dienst- und Beratungsleistungen zur Optimierung des Energiebezuges; Entwickeln und Anbieten von Optimierungssoftware, wobei mittels dezentraler Logik die Verwendung von TOU- oder RTP-Tarifen optimiert wird (und es dadurch indirekt zu einer Lastverschiebung kommt)
- Geschäftskonzepte, welche die weitere Verbreitung von flexiblen Stromtarifen (wie etwa zeitvariable Tarife) zum Ziel haben, um eine permanente Lastverschiebung zu erreichen
- Finanzierung von Lastverschiebungsmaßnahmen, ähnlich wie beim Energieeinspar-Contracting
- Einkaufsgenossenschaften, kombiniert mit direkter Laststeuerung (z.B. neue Tarife für bestimmte Kundengruppen, kombiniert mit direkter Laststeuerung; z. B. für Kläranlagen)
- Gesamthafte Optimierung; z.B. das Einbeziehen der Fahrweise von KWK-Anlagen (Papierindustrie); gemeinsames Dispatching von Last und Erzeugung; Untersuchung der Möglichkeit des zusätzlichen Einsatzes von Speichern (z.B. stoffliche Speicherung von Zwischenprodukten, Dampf, Prozesswärme)

Grundsätzlich sollte der Fokus auf der Entwicklung von Dienstleistungen für nicht-regulierte Dienstleister (Erzeuger, Lieferanten, etc.) liegen. Mögliche Dienstleistungen bzw. neue Geschäftsmodelle für Dienstleistungen an regulierte Stakeholder (Netzbetreiber) sollen hingegen nur dann berücksichtigt werden, wenn die derzeitigen Regulative dies bereits zulassen oder diesbezügliche Änderungen in Kürze zu erwarten bzw. wahrscheinlich sind.

Ad Arbeitspaket 6: Konzeption von Feldtests bzw. Demonstrationsprojekten, Erarbeiten von Empfehlungen

Ergänzend zur Erarbeitung neuer Geschäftsmodelle sollen auf Basis der Erfahrungen aus der Projektarbeit mögliche Feldtests und Demonstrationsprojekte skizziert werden, die sich sowohl hinsichtlich der identifizierten Barrieren wie der größten Umsetzungspotentiale am besten als „show cases“ und zum Erwerb von Praxiserfahrungen eignen.

Diesbezüglich sollen insbesondere folgende Themenpunkte adressiert werden:

- Identifikation von mehreren Branchen, Betriebsgrößen oder Betrieben (bzw. „Modellregionen“), in denen Demonstrationsprojekte am sinnvollsten sind (Kriterien sind beispielsweise: höchste Umsetzungswahrscheinlichkeit, höchstes Marktpotential, höchster zu erwartender Know-How Gewinn, geringste Umsetzungsbarrieren, maximale Motivation der Stakeholder, etc.); welche Aspekte sollen hierbei sinnvollerweise besonders berücksichtigt werden?
- Definition der Anforderungen an die Integration der Geschäftsprozesse bei den beteiligten Unternehmen, sowohl Industrie- und Gewerbebetriebe sowie Energielieferanten bzw. neue Dienstleister (Marketing, Rechnungslegung, interne Kostenrechnung, Controlling)
- Screening möglicher technischer Lösungen und Projektpartner (Energielieferanten, „entrepreneurs“)
- Abschätzung des Einflusses möglicher zukünftiger Normen und Standards (z.B. des OpenADR Standards des DRRC)
- Formulieren von Anforderungen an Optimierungs- und Prognosewerkzeuge, Anforderungen an Simulationstools

Anhand dieser Fragestellungen sollen möglichst konkrete Demonstrationsprojekte in Form von Projektskizzen vorgeschlagen werden. Ergänzend sollen Empfehlungen für relevante Stakeholder (z.B. Bilanzgruppenkoordinator, Regulator, politischen Entscheidungsträger etc.) erarbeitet werden. Dies beinhaltet etwa Empfehlungen hinsichtlich der Möglichkeiten zur Vereinfachung des Zugangs zum Ausgleichsenergiemarkt (APCS) und zum Anbieten von Sekundärregelleistung oder sonstige Maßnahmen zur Verbesserung der Marktbedingungen für die Vermarktung von Lastverschiebung bzw. das Entstehen neuer Dienstleistungen. Des Weiteren sollen Empfehlungen hinsichtlich des notwendigen weiteren F&E-Bedarfs abgegeben werden.

Mittels der entwickelten Geschäftsmodelle soll – getragen von Industriebetrieben und gemeinsam mit Partnern aus der Energiewirtschaft – Lastverschiebung in nachfolgenden Feldtests und Demonstrationsprojekten praktisch erprobt und umgesetzt werden.

2.10.1.2. Demonstrationsprojekte in einer Modellregion bzw. einem Modellsektor

Auf Basis der im vorherigen Abschnitt vorgeschlagenen detaillierten Analyse von möglichen zukünftigen Geschäftsmodellen in Form einer Grundlagenstudie soll elektrische Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in einer oder mehreren Modellregionen bzw. Modellsektoren auch praktisch erprobt werden.

Aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika der möglichen Lastverschiebungen (notwendige Vorlaufzeiten, minimale oder maximale Dauer von Events, Einschränkung bei Häufigkeit der Events) in den jeweiligen Sektoren bzw. Betrieben ist ein Modellsektor

jedenfalls einfacher umzusetzen als eine geographisch definierte Modellregion mit ganz unterschiedlichen Verbrauchern, sowohl hinsichtlich des „Poolings“ wie aufgrund von jeweils branchen- bzw. teilweise sogar unternehmensspezifischen Geschäftsmodellen.

Aufgrund des hohen Stromverbrauches, der hohen Lastverschiebungspotentiale, der geringen Kosten sowie der einfachen Prozesse werden **Demonstrationsprojekte** insbesondere für den Sektor **Zementindustrie** vorgeschlagen (siehe dazu auch Beschreibung der Analyse des technischen Potentials im Modellsektor Zementindustrie; Abschnitt 2.8).

Auf Grundlage der Ergebnisse aus diesem Projekt bzw. der Vorüberlegungen zur Geschäftsmodellen erscheint die Realisierung von Demonstrationsprojekten zur Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe im Rahmen der nationalen Smart Grids Aktivitäten sowie der Smart Cities Initiative des SET-Plans höchst vielversprechend. Im Rahmen des SET-Planes eröffnet sich insbesondere die Möglichkeit, solche Folgeprojekte nicht nur im österreichischen, sondern auch im europäischen Kontext sichtbar zu machen.

2.10.1.3. Detaillierte Potentialerhebung im kommunalen Umfeld (inkl. Geschäftsmodelle und möglicher technischer Lösungen)

Neben dem Industriesektor wurden die technischen Potentiale auch im Sektor „öffentliche und private Dienstleistungen“ erhoben. Dieser Sektor, der auch kommunale Verbraucher beinhaltet, ist jedoch sehr heterogen. Die Lastverschiebungspotentiale sind standortbezogen extrem unterschiedlich. So sind die technischen Möglichkeiten in der Wasserversorgung beispielsweise sehr stark von topographischen Voraussetzungen und der hydraulischen Auslegung der bestehenden Leitungsinfrastrukturen abhängig.

Neben der Entwicklung von geeigneten, kostengünstigsten automatisierten Steuerungs- und Regelsystemen sind auch in diesem Sektor ganz unterschiedliche Geschäftsmodelle wie technische Lösungen notwendig. Diesbezüglich sind etwa in der Wasserversorgung spezielle Fragen zu Hydraulik, Versorgungssicherheit wie Hygiene mit einzubeziehen. Es wird daher empfohlen, die Fragen zur elektrischen Lastverschiebung bei kommunalen Infrastrukturen in einem eigenen Projektbündel, das sowohl eine detaillierte Analyse des technischen Potentials, der technischen und wirtschaftlichen Barrieren, möglicher Geschäftsmodelle wie die Umsetzung von Demonstrationsprojekten beinhaltet, zu bearbeiten.

2.10.1.4. Empfohlene Forschungsaktivitäten zu weiteren, ergänzenden Aspekten

Die in den obigen Abschnitten dargestellten empfohlenen Forschungsaktivitäten sind bereits sehr umfassend. Trotzdem konnten ergänzend noch zwei ergänzende Forschungsfelder identifiziert werden, die parallel dazu von Interesse sind:

Entwicklung von sektorspezifischen Prognose- und Simulationswerkzeugen

Insbesondere wenn elektrische Lasten in höherem Ausmaß verschoben werden sollen, greift Lastverschiebung massiv in die jeweiligen Produktionsprozesse ein. Lastverschiebung in der Zementindustrie bedingt z.B. zwingend auch Änderungen in Sortenplanung, Schichtbetrieb, Arbeitsvorbereitung u.ä.. Bei Lastverschiebung in Abwasserver- oder –entsorgung sind hydraulische Fragestellungen oder Fragen der Biologie (z.B. Sauerstoffversorgung in den Klärbecken) und der Hygiene entscheidende Parameter, die in die technischen und wirtschaftlichen Optimierungsüberlegungen mit einzubeziehen sind.

Die Beurteilung der technischen Machbarkeit und der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen kann daher sehr komplex sein. Insbesondere in Prozessen oder Sektoren, bei denen für einen Probebetrieb zuvor Investitionen z.B. in Form von zusätzlichen Steuer- und Regeleinrichtungen notwendig wären, ist eine vorherige Analyse in sektorspezifischen Prognose- und Simulationswerkzeugen unumgänglich. Die Entwicklung solcher Tools und Werkzeuge wird daher empfohlen.

Entwicklung von anwendungsspezifischer Steuer- und Regeltechnik

Insbesondere bei automationsunterstützten Demand Response Lösungen geht es nicht nur um die eigentliche IKT-Anbindung von Aggregator (Energieversorgungsunternehmen) und Kunden, sondern auch um die anwendungsspezifische Steuer- und Regeltechnik.

Sowohl auf Kundenseite wie beim Aggregator/Energieversorger sind daher realtimefähige Steuer- und Regelsysteme nötig, ähnlich dem Dispatching in der Kraftwerkseinsatzplanung. Dabei können unterschiedliche konzeptionelle Optimierungslösungen, von Expertensystemen bis hin zu neuronalen Netzen, zum Einsatz kommen, die ebenfalls noch zu entwickeln wären.

2.10.2. Ergänzende Handlungsempfehlungen für bestimmte Stakeholdergruppen

In den folgenden Unterabschnitten werden Handlungsempfehlungen für Regulatur, Gesetzgeber, Energieversorgungsunternehmen, Fördergeber, Stromkunden aus Industrie und Gewerbe sowie sonstige Stakeholder formuliert.

2.10.2.1. Empfehlungen an die Regulierungsbehörde

Die Regulierungsbehörde E-Control bestimmt bzw. genehmigt sowohl Struktur und Höhe der Netzentgelte entsprechend den gesetzlichen Rahmenbedingungen wie auch die Marktregeln. Diesbezüglich hat die E-Control einen ganz wesentlichen Einfluss auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für einen zukünftigen Markt hinsichtlich elektrischer Lastverschiebung.

Diesbezüglich werden folgende Handlungsempfehlungen ausgesprochen:

Tag-/Nachtspreizung bei den Netztarifen

Die Netztarife werden von der Regulierungsbehörde auf Vorschlag der Netzbetreiber genehmigt bzw. festgelegt. Dabei gilt je Bundesland und Netzebene ein jeweils einheitlicher Tarif. In einigen Bundesländern sind die Tarife in Abhängigkeit von Sommer-/Winterhalbjahr bzw. Tages-/Nachtzeit unterschiedlich, in anderen wird diese Unterscheidung nicht bzw. nur auf bestimmten Netzebenen getroffen.

Zur Schaffung von Anreizen zur Verschiebung der Lasten in Tageszeiten, die sowohl aus volkswirtschaftlicher Sicht wie in Hinblick auf die Gesamtsystemeffizienz günstiger sind, (bzw. um zusätzliche Anreize zu liefern, auf dynamische Energieliefertarife umzusteigen), wäre eine möglichst hohe **Tag-/Nachtspreitzung in den Netztarifen wünschenswert**.

Überarbeitung bzw. Anpassung der Marktregeln

Grundsätzlich ist eine Teilnahme von Verbrauchern bei der Beschaffung von Ausgleichs- bzw. Regelenergie nicht ausgeschlossen. So ist dies etwa nach den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators der Regelzone Ost am Markt für Minutenreserve durchaus möglich⁹².

Allerdings sind die Eintrittshürden nicht unerheblich. So ist am „day ahead“ Markt der Minutenreserve ein Mindestgebot von 10 MW (bis 50 MW; jeweils in 1 MW Schritten) abzugeben, sodass viele Betriebe mit einem Verbrauch im einstelligen MW-Bereich nicht direkt daran teilnehmen können. Da es derzeit keine unabhängigen Aggregatoren wie etwa in den USA gibt, ist man auf die Zusammenarbeit mit den bestehenden Marktteilnehmern angewiesen.

Um den direkten Zugang für Betriebe an den Ausgleichsenergiemärkten (Minutenreserve) zu erleichtern, wird wie folgt vorgeschlagen:

- Reduktion des Mindestgebots bei der Minutenreserve
- Bevorzugung des Anbieters mit der geringeren angebotenen Menge bei gleich hohen Angebotspreisen (anstatt wie bisher der höheren Menge)

⁹² APCS (Hrsg.): Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO. Version 12.00. Genehmigt am 22. 7. 2009 durch die Energie Control GmbH.

- Bevorzugung von Lasten gegenüber von Erzeugungskapazitäten bei gleich hohen Angebotspreisen

Das letztere ließe sich dadurch argumentieren, dass im Sinne der Gesamtenergieeffizienz grundsätzlich einer Verschiebung von Lasten immer der Vorzug gegenüber der Energieerzeugung gegeben werden sollte, zumindest dann, wenn dies kostenneutral ist.

Des Weiteren wird empfohlen, die Teilnahme von Lasten auch an der Sekundär- oder Primärregelung zu ermöglichen bzw. die Eintrittsbarrieren zu erniedrigen. Auch wenn es offensichtlich ist, dass dies etwa in der Primärregelung nur in ganz bestimmten wenigen Sektoren technisch möglich ist, wäre es wünschenswert, die regulatorischen Voraussetzungen dafür zu schaffen.

2.10.2.2. Empfehlungen an den Gesetzgeber

Zwar ist die Umsetzung von vielen der in den USA gängigen und in Abschnitt 2.1.5 dargestellten Demand Response Programme im derzeitigen Regulierungsregime derzeit nicht möglich. Zum anderen muss jedoch festgehalten werden, dass der Zustand und die Qualität der Stromnetze in Österreich um vieles besser bzw. höher wie in den USA ist, sodass der ökonomische Wert von elektrischer Lastverschiebung zur Vermeidung von Netzengpässen („emergency demand response“ Programme) dementsprechend geringer ist bzw. in bestimmten Anwendungsfällen gegen Null geht.

Allerdings können Demand Response Programme auch dazu dienen, zukünftige Netzausbauten zu substituieren bzw. die Notwendigkeit von solchen Investitionen zumindest zeitlich nach hinten zu verschieben. Diesbezüglich wird angeregt, in den gesetzlichen Grundlagen (EIWOG) Bestimmungen vorzusehen, dass vor Genehmigung der Kosten von Netzausbauten durch die Regulierungsbehörde **alternative Maßnahmen** wie Demand Response Programme **zwingend zu prüfen** und **in ihrer Wirtschaftlichkeit** gegenüber klassischen Infrastrukturausbaumaßnahmen **zu vergleichen sind**.

Diese Bestimmungen sollten weiters vorsehen, dass die **Kosten von Netzausbauten von der Regulierungsbehörde nur dann zu genehmigen wären, wenn derselbe Zweck nicht günstiger durch Maßnahmen auf der Verbrauchsseite erreicht werden kann**. Idealerweise beschränkt sich eine solche Bestimmung jedoch nicht nur auf reine Lastverschiebungsmaßnahmen, sondern bezieht auch sonstige mögliche Alternativmaßnahmen, wie etwa die Förderung von Programmen zur Steigerung der Energieeffizienz (z.B. Contractingmaßnahmen, Energieeffizienzkampagnen, etc.), mit ein.

Ergänzend muss jedoch festgehalten werden, dass solche gesetzliche Regelungen nur dann praktische Auswirkung haben werden, wenn diese durch Detailregelungen der

Regulierungsbehörde entsprechend unterstützt und dadurch sowohl anwendbar wie durchsetzbar werden. Zum anderen ist jedoch darauf zu achten, dass nicht unnötiger bürokratischer Aufwand betrieben werden muss, ohne dass ein merkbarer Nutzen im Sinne einer größeren Verbreitung von Maßnahmen auf der Verbraucherseite geschaffen wird.

Diesbezüglich wird empfohlen, den Nutzen und die möglichen Effekte einer solchen Regelung vorab zu untersuchen. Diesbezüglich könnte insbesondere auf die bisherigen (postiven) Erfahrungen in den USA zurückgegriffen werden.

2.10.2.3. Empfehlungen an Energielieferanten

Voraussetzung für elektrische Lastverschiebung und die Herstellung eines betriebswirtschaftlichen Optimums ist ein ausreichend großes Angebot von dynamischen bzw. zeitvariablen Tarifen durch die Energielieferanten. Während Großverbraucher zwischen einer Vielzahl unterschiedlicher Tarifoptionen wählen können, ist das bei mittleren oder kleineren Verbrauchern nur selten der Fall.

Es wird daher empfohlen, jeweils geeignete, branchenspezifische Tarifoptionen anzubieten. Die Herausforderung besteht in einem „smarten“ Tarifengineering, das neben der Preisstruktur auf den Großhandelsmärkten auch die typischen Lastprofile und möglichen Lastverschiebungspotentiale der einzelnen Sektoren mit einbezieht. Diesbezüglich kann als Best Practice Beispiel die Tarifpolitik der Alabama Power angesehen werden (siehe Abschnitt 2.1.13). Das reine Anbieten von an Börsepreise gebundene Tarife ist bei kleineren und mittleren Verbrauchern aus Kundensicht hingegen nicht zweckmäßig.

2.10.2.4. Empfehlungen an Fördergeber (Bund, Länder)

In Richtung jener Förderstellen, die **Forschungs- und Entwicklungsprojekte** fördern, wird die Empfehlung ausgesprochen, die in Abschnitten 2.10.1 skizzierten Projekte in ihren **thematischen Schwerpunktsetzungen** zu berücksichtigen.

Zum anderen wird darauf hingewiesen, dass neben den thematischen Schwerpunktsetzungen die jeweils zugelassenen Förderinstrumente eine mindestens genau so große Wichtigkeit haben. Entscheidend ist in diesem Zusammenhang, dass nicht ausschließlich Maßnahmen der Industriellen Forschung, Experimentellen Entwicklung, Sondierungen oder Demonstrationsmaßnahmen gefördert bzw. finanziert werden, sondern insbesondere auch **Grundlagenforschung** und **Konzeptentwicklung zugelassen werden**.

Hinsichtlich weiterer Fördergeber, die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz fördern, wird die Empfehlungen ausgesprochen, Maßnahmen von Betrieben, die für die

Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen notwendig sind, im Rahmen ihrer bestehenden Förderinstrumente zu berücksichtigen bzw. zu fördern. Dies betrifft sowohl die klassische Umweltförderung des Bundes, abgewickelt durch die KPC, aber auch Förderinstrumente der Bundesländer.

Des weiteren wäre es wünschenswert, dass die Möglichkeiten zur elektrischen Lastverschiebung auch bei Programmen bzw. Initiativen wie etwa klima:aktiv entsprechend berücksichtigt werden. Wünschenswert wäre diesbezüglich der Aufbau eines Beraterpools, deren Mitglieder die Betriebe jeweils sektorspezifisch hinsichtlich der Möglichkeiten zur elektrischer Lastverschiebung beraten könnten. Diesbezüglich wäre eine Integration in bestehende Beratungs- oder Förderprogramme wünschenswert.

2.10.2.5. Empfehlungen an Kunden (Industrie und Gewerbe)

Gegenüber Betrieben aus Industrie und Gewerbe kann die Empfehlung ausgesprochen werden, sowohl bei ihrem Energielieferanten bzw. potentiellen alternativen Lieferanten bezüglich zeitabhängiger bzw. dynamischer, sektorspezifischer Tarifoptionen nachzufragen bzw. im Beschaffungsvorgang auf das Interesse daran hinzuweisen. Die Nachfrage von Kundenseite nach solchen neuen, innovativen Tarifen ist Grundvoraussetzung dafür, dass Energielieferanten tatsächlich solche Tarifprodukte zukünftig am Markt anbieten bzw. sich in ersten Demonstrationsprojekten mit diesen Fragestellungen aktiv beschäftigen.

3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Potentialanalyse sind nachvollziehbar und decken sich insgesamt mit den Ergebnissen anderer Studien auf diesem Gebiet.

Die großen Industriestandorte der Grundstoffindustrie, sprich Steine & Erden, Eisen & Stahl, Papier und Holz, decken den größten Teil des Potentials der Industrie ab. Das größte Potential, in absoluten Zahlen, weist jedoch der Sektor der öffentlichen und privaten Dienstleister auf. Dies ist jedoch nicht weiter verwunderlich, da dieser Sektor den mit Abstand größten Stromverbrauch aufweist.

Hier sei nochmals beispielhaft das 15 Minuten Potential in Form der cost curve dargestellt, welches die Eignungen der Sektoren für Demand Response sehr gut umreißt (Abbildung 112). Hervorzuheben sind sicherlich die Sektoren Eisen & Stahl und Steine & Erden, die große Lasten zu geringen Kosten zur Verfügung stellen können. In der Stahlindustrie werden unter anderem Industrieöfen mit hohen Leistungen betrieben, die relativ leicht in Demand Response Programme eingebunden werden können.

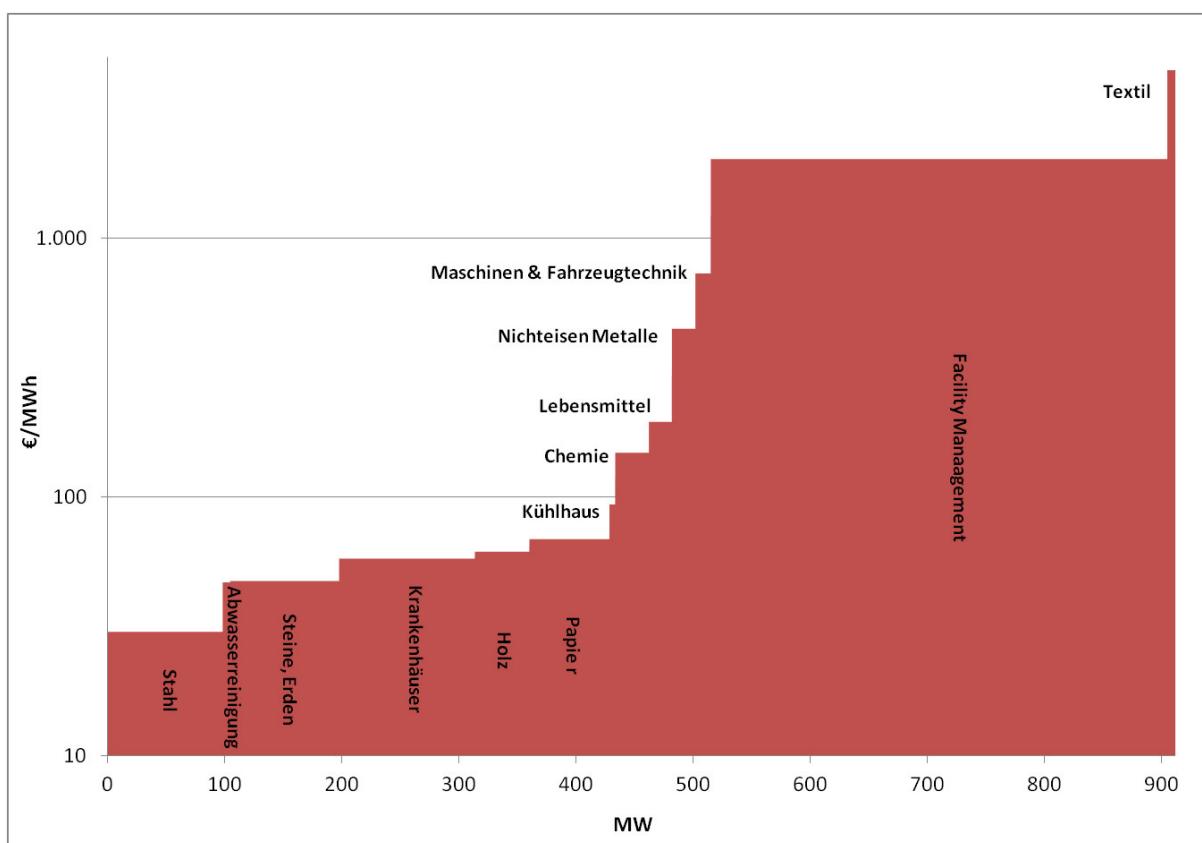


Abbildung 112: cost curve – 15 Minuten (Verschiebeleistung)

Prinzipiell weisen die Sektoren mit großen Potentialen einen hohen Anteil folgender Aggregate auf:

- mechanischen Aufbereitungsanlagen
(Rührer, Brecher, Mühlen, Pressen, Shredder, Zerfaserungsanlagen,..)
- Elektroöfen (Induktion, Lichtbogen)
- Ventilatoren, Kompressoren (Kläranlagen, Kältemaschinen, Trockner)
- metallurgische Verfahren (Walzen, Gießen,..)
- Elektrolyseanlagen
- Eigenstromerhöhung

Bei Potential muss stark zwischen Leistung und Energie unterschieden werden. Prinzipiell lassen sich im Durchschnitt 15-20% der Werksleistung verschieben, wenn das Werk ein Potential aufweist. Doch sind die dazugehörigen Jahresverschiebemengen im Vergleich zum Jahresverbrauch mit deutlich weniger als 1% gering. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Betriebe einen geringen zeitlichen Spielraum haben, aber im Falle der Lastverschiebung vorzugsweise große Lasten verschoben werden, um eine möglichst große Kosteneffizienz zu erreichen.

Von den 4 ausgesuchten Intervallen haben die Intervalle 5, 15 und 60 Minuten ähnliche Potentiale, die Charakteristiken und der Aufbau sind aber sehr unterschiedlich.

Kurze Intervalle können einfacher bewerkstelligt werden, führen aber zu hohem Aufwand bei geringer Energiemenge, zu lange Intervalle wiederum sind kritisch bezüglich Produktionsausfall und gewisser Prozesse, die nicht so lange weggeschaltet werden dürfen.

In Tabelle 109 sind die wirtschaftlichen Potentiale der jeweiligen Intervalle dargestellt. Diese ergeben sich aus den cost-curves mit einer definierten Grenze bei 200 €/MWh. So können je nach Intervall maximal zwischen 188 und 550 MW verschoben werden können.

min	MW	MWh
5	550	21.000
15	480	31.000
60	340	41.000
240	188	22.000

Tabelle 109: wirtschaftliche Potentiale je Intervall

Die wichtigsten Faktoren für ein wirtschaftliches Potential sind:

- große Einzelverbraucher (geringe Komplexität)
- periphere Verbraucher (kein direkten Eingriff in den Produktion-/Hauptprozess)
- hohe Stromintensität (Strom ist eine wichtige Komponente der variablen Kosten)
- einfach beherrschbarer Prozess (keine bzw. wenig zeitkritische Komponenten, kein langes An-/Abfahren)

- keine Vollauslastung
- wenig betroffenes Personal

Wichtig ist festzuhalten, dass die Unterschiede innerhalb eines Sektors massiv sein können, und dass diese Sektorpotentiale Durchschnittswerte repräsentieren, die von Werk zu Werk komplett unterschiedlich sein können.

Die Verfügbarkeit der Potentiale kann ebenfalls ein Thema sein. So haben Aggregate, welche eine geringe Anzahl an Betriebsstunden aufweisen, einen hohen DR Potential, jedoch kann dieses Potential in eben nur diesen Zeiten genutzt werden. Deshalb sind Aggregate mit mehr als 8000h und weniger als 5000h eher ungeeignet für Lastverschiebungen.

Faktoren, die Lastverschiebungen derzeit hemmend entgegenstehen:

- EVUs sind derzeit an einem Roll out für Demand Response noch nicht besonders interessiert, da Österreich bezüglich Ausgleichsenergie und Netzstabilität relativ gut dasteht und derzeit kein dringender Handlungsbedarf besteht, neue Wege zu beschreiten.
- Weiteres sind die Ausgleichsenergiepreise in Österreich relativ niedrig, wodurch die Wirtschaftlichkeit vieler Lastverschiebungen nicht gegeben ist.
- Die Akzeptanz ist seitens der Betreiber ebenfalls überschaubar. So sind zwar einige Firmen prinzipiell interessiert Auskunft zu geben und sich mit dem Thema zu befassen. Es gibt aber nur eine sehr geringe Anzahl an Firmen, die zurzeit tatsächlich an Demand Response teilnehmen würden. Hintergrund ist zumeist die potentielle Gefahr den Produktionsfahrplan zu gefährden oder erwartbare respektive unvorhersehbare Produktionsverluste in Kauf nehmen zu müssen.

Prinzipiell muss ein möglicher Roll Out mit den grossen Betrieben beginnen, den nur dort gibt es das notwendige know how, einen Energieverantwortlichen und einen gewissen Leidensdruck auf Grund der Stromkosten.

4. Ausblick und Empfehlungen

Die vorliegende Studie hat gezeigt, dass in den Sektoren Industrie und Gewerbe hohe Potentiale für elektrische Lastverschiebung und die Umsetzung von Demand Response Programmen bestehen.

Trotzdem werden in Industrie und Gewerbe elektrische Lasten derzeit noch nicht verschoben bzw. gibt es diesbezüglich in den Betrieben noch keine konkreten Überlegungen dazu. Grund dafür ist das **Fehlen von finanziellen Anreizen für Industrie- und Gewerbebetriebe**, die vorhandenen Lastverschiebungspotentiale auch zu nutzen.

Diesbezüglich wird in diesem Abschnitt eine Einschätzung bzw. ein **Ausblick über die Trends in der Energiewirtschaft** gegeben, welche als wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Umsetzung von elektrischer Lastverschiebung relevant sind. Darauf aufbauend werden **Empfehlungen** formuliert, wie die volkswirtschaftlich sinnvolle Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen von bestimmten Stakeholdergruppen unterstützt bzw. ermöglicht werden könnte.

Als wichtigste absehbare Trends in der Energiewirtschaft, welche die Rahmenbedingungen für den zukünftigen Einsatz von Lastverschiebungsmaßnahmen beeinflussen, können genannt werden:

Nutzung von erneuerbaren Energieträgern erfordert den vermehrten Einsatz von Spitzenlastkraftwerken oder alternativ von verbrauchsseitigen Maßnahmen

Der Anteil erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung soll in Zukunft deutlich erhöht werden (20/20/20 Ziele). Insbesondere die Stromerzeugung aus Windkraft oder PV unterliegt jedoch erheblichen produktionsbedingten Schwankungen, sodass es ohne verbrauchsseitige Maßnahmen zu einem vermehrten Einsatz von Spitzenlastkraftwerken oder zu Instabilitäten in Stromnetzen kommen muss.

Selbst in normalen Marktsituationen sind die Strompreise zu Spitzenzeiten (on peak) bereits derzeit bis zu zehnmal höher als in Schwachlastperioden (off peak)

Da elektrischer Strom nicht wirtschaftlich speicherbar ist⁹³, bewirkt dies eine starke Preisspreizung, sodass die Strompreise zu Spitzenzeiten auch in normalen Marktsituationen mehr als zehnmal höher als zu Off-Peak-Zeiten sind. Die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien wird langfristig noch höhere Preisschwankungen auf der Produktionsseite bewirken, was bei gleichzeitig statischen Elektrizitätspreisen auf der Kundenseite zu unerwünschten Marktverzerrungen und – ineffizienzen führt. Die erstmalig

⁹³ Mit Ausnahme des Einsatzes von Pumpwasserkraftwerken, wobei jedoch nur mehr begrenztes Ausbaupotential besteht.

im März 2009 beobachteten negativen Strompreise an der Leipziger Strombörse EEX werden daher zukünftig vermehrt auftreten.

Lastverschiebung kann den notwendigen Ausbau von Übertragungskapazitäten ersetzen

Netze und System müssen auf die Maximalbelastung ausgelegt werden, die jedoch nur in wenigen Stunden im Jahr erreicht wird. Wie mehrere Black-Outs während der letzten 10 Jahre in den Stromnetzen in Nordamerika und Europa gezeigt haben, ist eine Verstärkung der bestehenden Übertragungsnetze erforderlich. Dies wird von Seiten der Bevölkerung jedoch sehr skeptisch gesehen, was zu sehr langen Genehmigungszeiten führt.

Das Verschieben industrieller Lasten zur Entlastung der Netze in den wenigen kritischen Stunden des Jahres ist eine Alternative zum Ausbau dieser Kapazitäten. Demand Side Management bei Großverbraucher kann damit eines der Kernelemente eines künftigen Smart Grid sein und die ansonsten notwendige Leitungsverstärkung auf kosteneffiziente Art und Weise (zumindest teilweise) substituieren.

Langfristige Trends des Verbraucherverhaltens machen die Tendenz der hohen Spitzenbelastung der Netze und Systeme zukünftig noch schlimmer

Ungefähr 80 – 90 % der Büroflächen in den USA sind bereits mit Klimaanlagen ausgestattet. Der Anteil der Klimaanlagen in Europa ist mit 50 % derzeit noch viel niedriger, obwohl durch aktuelle architektonische Trends (vermehrte Glasflächen) bei neuen Bürogebäuden die erforderliche Kühlenergie immer größer wird. Auch Österreich folgt dieser internationalen Entwicklung, so dass der Strombedarf während der Spitzenzeiten immer größer wird.

Investitionskosten für Demand Response Lösungen betragen lediglich die Hälfte jener für neue Spitzenlastkraftwerke

So haben etwa Jeff Osborn et al.⁹⁴ die Kosten unterschiedlicher Investitionsoptionen miteinander verglichen. Im Gegensatz zu spezifischen Investitionskosten von 400.000 \$ pro MW für gasbetriebene Spitzenlastkraftwerke wurden für Demand Response-Kapazitäten typische Investitionskosten von lediglich 240.000 \$ pro MW ermittelt (entspricht einer 40%-igen Reduktion der Investitionskosten).

Lastverschiebung ist die kostengünstigste Form der Stromspeicherung

In realen Netzen sind derzeit lediglich Pumpspeicherkraftwerke als Stromspeicher zu Deckung der Spitzenlast im Einsatz. Weitere Speichertechnologien, wie etwa Akkumulatoren, Druckluftspeicher, Flywheels oder ähnliche Technologien, sind noch in der technischen Entwicklung oder derzeit nicht wirtschaftlich. Entsprechende Geschäftsmodelle vorausgesetzt, ist Lastschiebung ein 100 %-iger Ersatz für elektrische Speicherkapazität und damit die einfachste und wirtschaftlichste Alternative zur sonstigen Stromspeicherung.

⁹⁴ http://downloads.lightreading.com/internetevolution/Thomas_Weisel_Demand_Response.pdf; zuletzt abgerufen am 9. August 2010; 13:00.

Technisches und wirtschaftliches Potential ist auch in Österreich vorhanden – lediglich die Geschäftsmodelle fehlen

Das technische wie wirtschaftliche Potential für elektrische Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe ist praktisch in allen Ländern weltweit vorhanden, wenn auch nur teilweise genutzt. Als diesbezüglicher Vorreiter wurden in den USA bereits Lastverschiebungspotentiale von 30,6 GW in den Sektoren Industrie und Gewerbe generiert, 16,8 GW davon in der Industrie, 13,8 GW im Gewerbe⁹⁵.

Auch in Österreich ist in Industrie und Gewerbe erhebliches Lastverschiebungspotential vorhanden, das im Rahmen dieses Projektes systematisch erhoben wurde⁹⁶, aber aufgrund fehlender Geschäftsmodelle bzw. der Interessenslage der Stakeholder derzeit noch kaum genutzt wird.

Derzeitige Marktregeln und Systematik der Netztarife sind kein grundsätzliches Hindernis
Erfahrungen von Best Practice Beispielen in den USA zeigen (siehe Abschnitt 2.1), dass Geschäftsmodelle zur Generierung von Lastverschiebungspotential sowohl in marktwirtschaftlich wie monopolistisch strukturierten Regulierungsregimen möglich sind.

So ermöglichen etwa die Regeln der UCTE für den Regelenergiemarkt bereits derzeit sowohl die Teilnahme von Erzeugungskapazitäten wie auch von elektrischen Lasten⁹⁷. Auch in den österreichischen Marktregeln ist etwa für die Minutenreserve (Tertiärregelung) keine grundsätzliche Einschränkung auf Erzeugungskapazitäten vorgesehen⁹⁸.

Auch wenn für eine tatsächliche Vermarktung von Lastverschiebung viele Detailprobleme zu überwinden sind und das derzeitige Marktdesign nicht optimal ist, würde dieses den Einsatz von neuen innovativen Geschäftsmodellen oder –produkten jedenfalls nicht von vornherein ausschließen.

Neue Marktteilnehmer mit innovativen Geschäftsmodellen als Katalysatoren: Best Practice Beispiele aus den USA zeigen die Möglichkeiten auch für Österreich

Best Practice Beispiele aus den USA zeigen, wie neue Marktteilnehmer durch Einsatz von passenden Geschäftsmodellen entsprechende Lastverschiebungspotentiale generieren konnten. Beispielsweise verwalten alleine die beiden US Firmen ENERNOC und Converge eine Demand Response Kapazität von annähernd 10 GW, was dem mehr als fünfzehnfachen der Kapazität des Donaukraftwerkes Freudau entspricht.

Beispiele aus den USA zeigen auch, dass Lastverschiebung nicht nur volkswirtschaftlich und in Hinblick auf den CO₂-Fußabdruck, sondern auch für die Unternehmen interessant ist. In

⁹⁵ Quelle: eigene Berechnung auf Basis statistisches Zahlenmaterial von [EIA 2010].

⁹⁶ siehe dazu Abschnitt 2.1.6

⁹⁷ Siehe hierzu Punkt A-S2 „Primary Control Action by Generators or Loads“ in UCTE OH – Policy 1: Load-Frequency Control Final Version (approved by SC on 19 March 2009)

⁹⁸ APCS (Hrsg.): Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO. Version 12.00. Genehmigt am 22. 7. 2009 durch die Energie Control GmbH

Betrieben, die von der Größe österreichischen KMUs vergleichbar sind, können typischerweise – ohne Auswirkungen auf die Produktionskapazität – Kostenreduktionen im Energiebezug zwischen 10.000 bis 50.000 Euro im Jahr erzielt werden. In Industriebetrieben ist diese Kostenreduktion um ein Vielfaches höher.

Aus diesem Grund sollen in dem vorgeschlagenen Nachfolgeprojekt (siehe dazu Abschnitt 2.10.1.1.3) – anhand ausgewählter konkreter Unternehmen und deren Lastverschiebungspotential – passende Geschäftsmodelle entwickelt werden, deren Wirtschaftlichkeit anhand von realen Unternehmenszahlen (Produktionszahlen, Verbräuchen) und Marktdaten gezeigt und damit zugleich auch die Chancen für neue Marktteilnehmer aufgezeigt werden.

Maßnahmen zur Lastverschiebung sind erheblich kostengünstiger und rascher umsetzbar als Investitionen in neue Spitzenlastkraftwerke oder die Erweiterung der Netzinfrastruktur

Lastverschiebung ist verhältnismäßig einfach in die betriebliche Praxis integrierbar, da viele der verwendeten Technologien Stand der Technik sind. In manchen Fällen sind Lastmanagementsysteme bereits vorhanden, die nur geringfügig adaptiert werden müssen. Im Gegensatz zu Lastverschiebung im Haushaltsbereich kann die Umsetzung von Demand Response Programmen in diesen Sektoren relativ rasch erfolgen. Weiters sind keine Akzeptanzprobleme wie bei Privatkunden zu erwarten; Entscheidungen werden vielmehr auf rationaler Basis anhand von Kostenüberlegungen getroffen.

Die Verstärkung von Übertragungsnetzen oder der Bau von Spitzenlastkraftwerken – als alternatives Investitionsszenario – erfordert hingegen deutlich höhere Investitionskosten⁹⁹.

Ausgehend vom Status quo und diesem Ausblick auf die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätssektor können folgende **Feststellungen und Empfehlungen** abgeleitet werden, insbesondere in Hinblick auf mögliche Nachfolgeprojekte bzw. -aktivitäten.

Lastverschiebung ist deutlich kostengünstiger als neue Technologien zur Stromspeicherung

Mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken sind Stromspeichertechnologien wirtschaftlich derzeit nicht darstellbar. Im Gegensatz dazu kann durch Demand Response Lösungen auf schnelle und wirtschaftliche Weise ein kostengünstiger Ersatz für nicht vorhandene Speicherkapazitäten bereitgestellt werden. Diesbezüglich sollten Forschungsvorhaben mit Demand Response Fokus auch in zukünftigen Förderprogrammen berücksichtigt werden.

⁹⁹ Im Gegensatz zu spezifischen Investitionskosten von 400.000 \$ pro MW für gasbetriebene Spitzenlastkraftwerke wurden für Demand Response-Kapazitäten typische Investitionskosten von 240.000 \$ pro MW ermittelt (entspricht einer 40%-igen Reduktion der Investitionskosten); (Jeff Osborn et al.; Angaben beziehen sich auf US-amerikanische Verhältnisse)

Schwerpunkte von Nachfolgeprojekten: Umsetzungs- anstatt Technologiefokus

Der bisherige Einsatz von Lastverschiebung in verschiedenen Ländern zeigt, dass der bisherige Nichteinsatz in Österreich nicht auf technische Hemmnisse, sondern vielmehr auf das Fehlen von wirtschaftlichen Anreizen und Geschäftsmöglichkeiten zurückzuführen ist.

Nachfolgeprojekte sollen daher auf die Identifikation von Umsetzungsbarrieren und deren Überwindung durch innovative Geschäftsmodelle, nicht jedoch auf die Entwicklung oder Weiterentwicklung neuer technischer Lösungen fokussiert werden. Während neue Technologien oder IKT-Konzepte zwar von Interesse sind, ist deren Vorhandensein kein ausreichernder Anreiz für den Einsatz elektr. Lastverschiebung.

Fokussierung auf Kundensegmente mit dem (mittelfristig) größten Umsetzungspotential

Im Gegensatz zu bisherigen Studien oder Projekten mit Bezug zu Lastverschiebung, die sich vor allem auf das Kundensegment Haushalte beziehen (Stichwort: Smart Home), sollten die Schwerpunkte von Nachfolgeprojekten im Aufzeigen von Geschäftschancen und der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle im Bereich von Industrie und Gewerbe liegen.

Aufgrund hoher technischer Potenziale bei zugleich geringeren spezifischen Implementierungskosten kann in diesen Sektoren von einem deutlich höheren Umsetzungspotential ausgegangen werden wie bei Privathaushalten.

Fokusierung auf die nicht-regulierten Stakeholder im Smart Grid (Kunden, Energielieferanten, neue Marktteilnehmer)

Bei vielen nationalen Smart Grid Projekten wird das Smart Grid vorwiegend aus Sicht der Netzbetreiber (regulierte Unternehmen) betrachtet. Auch die nationale Smart Grid Plattform wird von Seiten der Energieversorger primär von der Netzseite her gesehen bzw. vorwiegend mit Mitarbeitern aus dem Netzbetrieb beschickt. Nachfolgeprojekte sollen die Fragestellungen hingegen auch aus dem Blickwinkel der nicht-regulierten Stakeholder (Energielieferanten, Kunden) bearbeiten, um entscheidende, bisher nur wenig berücksichtigte Aspekte in den Vordergrund zu stellen.

Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen aus dem Energieeinsparcontracting

Das Einsparcontracting ist ein Musterbeispiel dafür, wie durch innovative Geschäftsmodelle und das Auftreten neuer Marktteilnehmer (Contractoren) Effizienzpotentiale identifiziert und konkrete Maßnahmen zum Nutzen aller Beteiligten umgesetzt werden. In dem Projekt sollen daher insbesondere die Geschäftsmodelle aus dem Contracting auf ihre Tauglichkeit für die Umsetzung von Lastverschiebungsprojekten untersucht und weiterentwickelt werden.

Einbindung und Beteiligung der relevanten Stakeholder als Voraussetzung für den Projekterfolg

Als Voraussetzung für den Projekterfolg müssen die Betriebe, vor allem aus den energieintensivsten Branchen, für eine Beteiligung an Nachfolgeprojekten gewonnen

werden. Nur dann kann mit realen Zahlen gearbeitet und mögliche Praxisbarrieren bereits in der Anfangsphase des Projektes berücksichtigt werden. Außerdem kann durch die frühzeitige Einbindung der Entscheidungsträger die Wahrscheinlichkeit einer nachfolgenden Projektumsetzung deutlich erhöht werden.

Um die Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen zu unterstützen, wurden im Rahmen von Arbeitspaket 6 detailliertere Empfehlungen für bestimmte Stakeholdergruppen (Regulator, Gesetzgeber, Energielieferanten, Fördergeber, Industrie- und Gewerbebetriebe) erarbeitet und in Abschnitt 2.10 dargestellt.

5. Literatur-, Abkürzungs-, Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

5.1. Literaturverzeichnis

[AEA 2005]

Simader Günter et al.; Klimatisierung und Klimaschutz: Technologien, Wirtschaftlichkeit und CO2 Einsparpotentiale; Austrian Energy Agency; Wien, 2005

[Alabama 1998]

Alabama Power: Rate XWP. Off-peak water works pumping. Docket #24860. Birmingham 1998. Twelfth Revision.

[Alabama 2000]

Alabama Power: Rate SCGTU. Stone, clay and glass – Time of Use. Docket # U-4226. Birmingham 2000. Third Revision.

[Alabama 2007]

Alabama Power: Rate FIRTU. Farming irrigation – Time of Use. Docket # U-4842. Birmingham 2007. Original Version.

[Alabama 2010]

Alabama Power Company: Internetressource. <http://www.alabamapower.com>. Abgerufen am 23. Juli 2010, 15:00

[Alabama 2010a]

Alabama Power Company: About Our Pricing (Internetressource).
http://www.alabamapower.com/pricing/aboutrates_alpower.asp Abgerufen am 23. Juli 2010, 16:20

[Akuacom 2010]

Pressemitteilung auf http://www.akuacom.com/news/in_the_news/honeywell.pdf. Abgerufen am 21. Juli 2010; 15:40.

[APERC 2000]

Asia Pacific Research Centre (Hrsg.): Electricity Sector Deregulation in the APEC Region. Institute of Energy Economics, Japan. Tokyo 2000.

[Battle group 2009]

Ahmad Faruqui et al., National Assessment of Demand Response Potential;

US Federal Energy Regulatory Commission; June 2009

[Brauner 2006]

Brauner Günther et al.; Verbraucher als virtuelles Kraftwerk; erstellt für BMVIT; Inst. für el. Anlagen und Energiewirtschaft; TU Wien; 2006

[CAISO 2008]

California Independent System Operator Corporation (Hrsg.): CAISO Tariff Appendix A. Master Definitions Supplement. <http://www.caiso.com/240d/240dbdee2c0c0.pdf>. Abgerufen am 27. Juli 2010, 10:40.

[Converge 2010]

<http://www.converge.com/about/Company.cfm> (Abgerufen am 21. Juli 2010, 11h00).

[Converge 2010a]

Converge (Hrsg.): Demand Response Solutions for a Smarter Grid. Annual Report Fiscal Year 2009. Norcross 2010.

[Cpower 2010]

Cpower (Hrsg.): Cpower Fact Sheet.

<http://www.cpowered.com/resourcecenter/CPower%20Fact%20Sheet.pdf> (Abgerufen 21. Juli 2010, 11h30)

[Cpower 2010a]

Cpower (Hrsg.): Cpower National Grid STOR Programme.

<http://www.cpowered.com/resourcecenter/CPower%20National%20Grid%20STOR%20Programme.pdf> (Abgerufen 21. Juli 2010, 12:00)

[CPUC 2010]

California Public Utilities Commission: Demand Response (Homepage).

<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Demand+Response/>. Abgerufen am 22. Juli 2010, 14:00.

[DOE 2009]

Department of Energy (Hrsg.): Smart Grid System Report. U.S. Department of Energy. Washington 2009.

[DOE 2009a]

Department of Energy (Hrsg.): Smart Grid System Report – Annex A and B. U.S. Department of Energy. Washington 2009.

[DRRC 2009]

Demand Response Research Center (Hrsg.): Open Automated Demand Response Communications Specifaciton (Version 1.0). PIER Final Project Report. CEC-500-2009-063. Berkley 2009.

[DRRC 2010]

Demand Response Research Center (Hrsg.): Open ADR-Toward a National Smart Grid Standard. <http://drrc.lbl.gov/pubs/Info-OpenADR-Honeywell.pdf>; Abgerufen am 21. Juli 2010, 16:00

[econtrol 2008]

öffentliche Stromversorgung Österreichs; 15 Minuten Mittelwerte; 2007
e-control, www.e-control.at; 2008

[econtrol 2009]

Steiner. Quarterly Vol. I 2009, e-control GmbH, <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/infos/dokumente/pdfs/e-control-quarterly-1-2009.pdf>
(abgerufen: 2.3.2011)

[Eddy 2008]

Eddy, J.; et al: Evaluation of Demand Response Program Enrollment in California, 2005-2007. ER 254 Electric Power Systems Term Paper. Mai 2010.
<http://josiah.berkeley.edu/2008Spring/ER254/EddyJohnston.ER254.Final.DR.pdf> (Abgerufen am 31. März 2010, 16:40)

[EIA 2010]

Statistisches Zahlenmaterial des U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. Auf Basis von Form EIA-861 (2008). Abgerufen auf
<http://www.eia.doe.gov/pub/electricity/f86108.zip> am 13. Juli 2010, 10:00

[EIA 2010a]

U.S. Energy Information Administration (Hrsg.): Electric Power Annual 2008. Verfügbar unter
http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html. Abgefragt am 14. 7. 2010, 14:30

[ElecCom 2010]

Electricity Commission (Hrsg.): Consultation Paper: Dispatchable demand regime. Document Nr. 633075-3. Prepared by the Elecitricity Commission. Wellington 2010.

[EnerNOC 2010]

EnerNoc (Hrsg.): Annual Report 2009. Boston 2010.

[EnerNOC 2010a]

<http://www.enernoc.com> (Abgerufen am 21. Juli 2010 um 10h20)

[EXXA 2007]

EXXA; Energy Exchange Austria; Spotmarkt Strom; Marktdaten 2007

http://www.exaa.at/market/historical/austria_germany/index.html

(abgerufen: 01.03.2010)

[Faruqui 2007]

Faruqui, A.; et al: The state of demand response in California. Prepared for the California Energy Commission. Draft consultant report. CEC-200-2007-003-D. San Francisco 2007.

[FERC 2008]

Federal Energy Regulatory Commission (Hrsg.): 2008 Assessment of Demand Response and Advanced Metering. Staff Report. Washington 2008.

[FERC 2009]

Federal Energy Regulatory Commission (Hrsg.): A National Assessment of Demand Response Potential. Staff Report. Washington 2009.

[FERC 2010]

Federal Energy Regulatory Commission (Hrsg.): Draft for Comment of the National Action Plan on Demand Response. Docket No. AD09-10. Washington 2010.

[FERC 2010a]

Federal Energy Regulatory Commission (Hrsg.): The Western Energy Crisis, the Enron Bankruptcy, and FERC's Response. <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/wec/chron/chronology.pdf>; Abgerufen am 14. 7. 2010 um 12:30.

[Franz 2006]

Franz Oliver et al.; Potentiale der Informations- und Kommunikationstechnologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy); erstellt für BMWi; wik-Consult, Bad Honnef, 2006

[Goldman 2010]

Goldman, C.; et al: Coordination of Energy Efficiency and Demand Response. A Resource of the National Action Plan for Energy Efficiency. Berkley 2010.

[Greentech 2009]

Greentech Media (Hrsg.): Honeywell's Open ADR Plans for SoCal Edison.

<http://www.greentechmedia.com/articles/read/honeywells-openadr-plans-for-socal-edison/>;

Abgerufen 20. Juli 2010 um 9h23.

[Gutschi 2008]

Potentiale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich;
Christoph Gutschi, Heinz Stiegler, Inst. f. Energieinnovation, TU Graz, 2008

[Kiliccote 2009]

Kiliccote, S.; et al: Open Automated Demand Response Communications in Demand Response for Wholesale Ancillary Services. Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory. Report LBNL-2945E. Berkeley 2009

[Klobasa 2006]

Klobasa Marian et al.; Strategies for an efficient integration of wind power considering Demand Response; Fraunhofer Institut; TU Wien; 2006
(abgerufen:13.2.2012)

[Kloess 2011]

Kloess M.: Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien. TU Wien. Energy Economic Group. Wien 2011

[Kranwinkler 2008]

Kranwinkler Robert; Methodenvorschlag Kühlung bei Nichtwohngebäuden; Austrian Energy Agency; 2008

<http://www.monitoringstelle.at/fileadmin/dam/spritspar/downloads/methoden/Kuehlung.pdf>

[Kupzog 2007]

Kupzog Friedrich et al.; Konzepte zur koordinierten Nutzung verteilter Energiespeicher; Inst. f. Computertechnik; TU Wien; 2007

[Kwoka 2006]

Kwoka, J.: Restructuring the U.S. Electric Power Sector: A Review of Recent Studies. Report Prepared for the American Public Power Association. Boston 2006.

[Leeds 2009]

Leeds, D.: The Smart Grid in 2010: Market Segments, Applications and Industry Players. GTM Research. Boston 2009.

[NCEP 2008]

National Council on Electricity Policy (Hrsg.): Demand Response and Smart Metering Policy Actions Since the Energy Policy Act of 2005: A Summary for State Officials. Prepared by the U.S. Demand Response Coordinating Committee. Washington 2008.

[PG&E 2008]

PG&E (Hrsg.): Electric Schedule E-PeakChoice. Advice Letter No: 3258-E. San Francisco 2008.

[PG&E 2008a]

PG&E (Hrsg.): Electric Schedule E-CPP. Advice Letter No: 3229-E. San Francisco 2008.

[PG&E 2008b]

PG&E (Hrsg.): Electric Schedule E-DBP. Advice Letter No: 3229-E. San Francisco 2008.

[PG&E 2008c]

PG&E (Hrsg.): Electric Schedule E-CBP. Advice Letter No: 3221-E. San Francisco 2008.

[PG&E 2009]

PG&E (Hrsg.): Electric Schedule E-BIP. Advice Letter No: 3528-E. San Francisco 2009.

[PG&E 2010]

PG&E (Hrsg.): Electric Schedule E-SLRP. Advice Letter No: 3558-E-A. San Francisco 2010.

[PG&E 2010a]

PG&E (Hrsg.): Aggregator Programs (Internet Ressource); Abgerufen auf:

<http://www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates/demandresponse/largecommercialindustrialaggregator/> am 22. Juli 2010 um 16:05

[Piette 2009]

Piette, M. et al: Design and Operation of an Open, Interoperable Automated Demand Response Infrastructure for Commercial Buildings. Journal of Computing Science and Information Engineering Vol 9 Number 2, June 2009.

[Roon 2010]

Serafin von Roon, et al., Merit Order des Kraftwerksparks Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., FFE, 2010

http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf

(abgerufen:10.5.2010)

[Ruff 2002]

Ruff, L.: Economic Principles of Demand Response in Electricity. Report prepared for Edison Electric Institute. Washington 2002

[Sappi 2010]

<http://www.sappi.com/regions/sa/SupportAndSponsorships/Knowledge%20bank/Technical%20brochures/The%20Paper%20Making%20Process/ThePaperMakingProcessGerman.pdf>;
(abgerufen:12.4.2010)

[Hinterndorfer 2010]

Hinterndorfer Martin; Energieeffiziente Klimatisierung; Sattler GmbH; erstellt für MA27; Wien; 2010; <http://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energieplanung/sep/pdf/klimatisierung.pdf>
(abgerufen:14.2.2012)

[SNT-VO 2010]

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit dem die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2010, SNT-VO 2010). Wien 2009.

[Stat. Aus. 2001]

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/wohnen_und_gebaeude/bestand_an_gebaeuden_und_wohnungen/index.html
(abgerufen:13.2.2012)

[Stat. Aus.1 2007]

Nutzenergieanalyse auf sektoraler Ebene;
Statistik Austria; Energie & Umwelt, Energie, 2010

[Stat. Aus.2 2007]

Hauptergebnisse der Leistungs- und Strukturstatistik 2007 im Produzierenden Bereich nach Abteilungen (2-Stellern) und Bundesländern (NUTS 2);
Statistik Austria; Produktion und Bauwesen, Leistungs- und Strukturdaten, 2009

[Stat. Aus.3 2007]

Energieeinsatz der Haushalte; Statistik Austria; 2011
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html
(abgerufen:13.2.2012)

[Mayer 2011]

Mayer Barbara; Projektbericht: Energieeinsatz im Dienstleistungssektor; Statistik Austria; Wien 2011

[UCTE 2007]

System Adequacy Report 2007-2020;
Jean Verseille et al., UCTE, 2007

[VDZ 2006]

Zementwerkblatt B1 1.2006, VDZ;

<http://www.beton.org/fileadmin/pdfpool/Zementmerkblaetter/B1.pdf>

(abgerufen: 04.10.2010)

[verbund 2009]

Schrott Martin, Verbund, [http://www.ph-](http://www.ph-burgenland.at/fileadmin/Berichte/newsbeitraege/Elektrische_Energie.pdf)

[burgenland.at/fileadmin/Berichte/newsbeitraege/Elektrische_Energie.pdf](http://www.ph-burgenland.at/fileadmin/Berichte/newsbeitraege/Elektrische_Energie.pdf)

(abgerufen: 4.4.2010)

[WKO 2011]

<http://www.wkw.at/docextern/abtwipol/wipol/dokumente/a-zdefinition.htm>

(abgerufen: 12.4.2011)

[York 2005]

York, D., et al: Exploring the Relationship Between Demand Response and Energy Efficiency: A Review of Experience and Discussion of Key Issues. American Council for an Energy-Efficient Economy. Report Number U052. Washington 2005.

5.2. Abkürzungsverzeichnis

ADR	Automated Demand Response
Ave	Average (durchschnittlich)
BEP	Best Effort Payment
BER	Best Effort Rate
BIP	Base Interruptible Program
BTU	British Thermal Unit
CAISO	California Independent System Operator
CBP	Capacity Bidding Program
CL	Committed Load
CLP	Committed Load Payment
CMP	Capacity Market Program
CPA DRP	California Power Authority Demand Reserves Partnership
CPP	Critical Peak Pricing
CPUC	California Public Utility Commission
DBP	Demand Bidding Program
DL _{HR}	Delivered Load
DOE	Department of Energy
DR	Demand Response
DR _{HR}	Delivered Ratio
DRMS	Demand Response Management System Software
DRRC	Demand Response Research Center
DSO	Distribution System Operator
EIA	Energy Information Administration
E&S	Eisen & Stahl
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FERC	Federal Energy Regulatory Commision
FM	Facility Management
GW	Gigawatt

GWh	Gigawattstunde
IOU	Investor Owned Utility
ISO	Independent System Operator
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEA	Nutzenergieanalyse
NIST	National Institute of Standards and Technology
OAS	Otherwise applicable rate schedule
OMBC	Optional Binding Mandatory Program
ÖPD	Sektor öffentliche & private Dienstleistungen
Open ADR	Open Automated Demand Response
PG & E	Pacific Gas & Electric
PIER	Public Interest Energy Research
PLR	Potential Load Reduction
PUC	Public Utility Commission
RBRP	Rolling Blackout Reduction Program
RSO	Regional System Operator
RTP	Real Time Pricing
R&K	Raumheizung & Klimatisierung
SCE	Southern California Edison
SD G&E	San Diego Gas & Electric
SLRP	Scheduled Load Reduction Program
S&E	Steine & Erden
STOR	Short-Term Operation Reserve
TOU	Time of Use
TSO	Transmission System Operator
UISOL	Utility Integration Solution
DSM	Demand Side Management

C&I	Commercial and Industrial
EPACT	Energy Policy Act of 2005
NCEP	National Council on Electricity Policy
NOC	Network Operations Center
AMP	Aggregator Managed Portfolio
USD	US Dollar
ESCO	Energy Service Comany
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
ZM	Zementmühle

5.3. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Spitzenlastkappung (schematisch; Quelle: eigene Darstellung)	15
Abbildung 2: Spitzenlastabsenkung (schematisch; Quelle: eigene Darstellung)	16
Abbildung 3: Schwachlastanhebung (schematisch; Quelle: eigene Darstellung)	16
Abbildung 4: Lastverlagerung (schematisch; Quelle: eigene Darstellung)	17
Abbildung 5: Lastführung (schematisch; Quelle: eigene Darstellung)	17
Abbildung 6: Status der Liberalisierung des Elektrizitätssektors in den USA (Quelle: EIA) ...	20
Abbildung 7: Verhältnis von tatsächlicher und maximal möglicher (potentieller) Lastreduktion durch Lastmanagementprogramme in den USA (Quelle: eigene Berechnung/Darstellung auf Basis von Daten aus [EIA 2010a])	23
Abbildung 8: Verhältnis von tatsächlicher und maximal möglicher (potentieller) Lastreduktion durch Demand Side Management Programme in den USA je Sektor (Quelle: eigene Berechnung/Darstellung auf Basis von Daten aus [EIA 2010a])	25
Abbildung 9: Preisstufen beim Time of Use Pricing(Quelle: eigene Darstellung)	29
Abbildung 10: Preisstufen beim Critical Peak Pricing (Quelle: eigene Darstellung).....	29
Abbildung 11: Preisstufen beim Real Time Pricing (Quelle: eigene Darstellung)	31
Abbildung 12: Mögliche Lastverschiebung je Kundengruppe in den USA (Quelle: [FERC 2008])	32
Abbildung 13: Mögliche Lastverschiebung je Programmart und Kundengruppe in den USA (Quelle: [FERC 2008])	33
Abbildung 14: Prozentsätze der Energieversorger, die Demand Response Programme/Tarife anbieten (Quelle: eigene Berechnung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	35
Abbildung 15: Prozentsatz der Anbieter von incentive-based DR-Programmen in den jeweiligen Kundensegmenten, bezogen auf Gesamtanzahl der Anbieter (Quelle: eigene Auswertung auf Basis statistisches Zahlenmaterial von [EIA 2010]; Daten für das Jahr 2008)	36
Abbildung 16: Prozentsatz der Anbieter von preisabhängigen Programmen in den jeweiligen Kundensegmenten, bezogen auf Gesamtanzahl der Anbieter (Quelle: eigene Auswertung auf Basis statistisches Zahlenmaterial von [EIA 2010]; Daten für das Jahr 2008).....	37
Abbildung 17: TOP 10: Energieversorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung ihrer Kunden (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	39
Abbildung 18: Verteilung der möglichen Lastverschiebung auf die einzelnen Kundensegmente bei der Southern California Edison (Quelle: eigene Darstellung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	40
Abbildung 19: Verteilung der möglichen Lastverschiebung auf die einzelnen Kundensegmente bei der Florida Power & Light Co. (Quelle: eigene Darstellung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	41
Abbildung 20: Verteilung der möglichen Lastverschiebung auf die einzelnen Kundensegmente bei der Alabama Power Co. (Quelle: eigene Darstellung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	41

Abbildung 21: TOP 10 - mögliche Lastverschiebung nach Energieversorger im Kundensegment Industrie (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	42
.....
Abbildung 22: TOP 10 - mögliche Lastverschiebung nach Energieversorger im Kundensegment Gewerbe (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	43
.....
Abbildung 24: PowerTrack: die web-basierte Demand Response- und Energiemanagementlösung von EnerNOC (Quelle: EnerNOC)	52
Abbildung 25: Funktionalitäten der Converge Demand Response Management System Software (Quelle: Converge)	53
Abbildung 26: Demand Response Lösungen von Converge im Haushaltssektor (Quelle: Converge)	53
Abbildung 27: Lastverschiebung im STOR Programm von National Grid (Quelle: CPower) .	54
Abbildung 28: Lastdauer-Kurve für die kalifornischen IOUs (Quelle: [Faruqui 2007]).....	57
Abbildung 29: Anteil der einzelnen DR-Programme an der möglichen Lastverschiebung von Kunden der PG&E gesamt (Quelle: eigene Darstellung von [Eddy 2008]; Stand 07/2007) ...	60
Abbildung 30: Time of Use Tarife der Alabama Power für den Industriesektor Steine, Erde, Glas im Sommerhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes SCGTU [Alabama 2000])	79
Abbildung 31: Time of Use Tarife der Alabama Power für den Industriesektor Steine, Erde, Glas im Winterhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes SCGTU [Alabama 2000]) ...	80
Abbildung 32: Time of Use Tarife der Alabama Power für Bewässerungsanlagen in der Landwirtschaft) im Sommerhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes FIRTU [Alabama 2007])	81
Abbildung 33: Time of Use Tarife der Alabama Power für Bewässerungsanlagen in der Landwirtschaft im Winterhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes FIRTU [Alabama 2007])	82
Abbildung 34: Prozentueller Vorteil des Time of Use Tarifs FIRTU gegenüber Tarif SCGTU der Alabama Power im Sommerhalbjahr (Quelle: eigene Darstellung von [Alabama 2000], [Alabama 2007])	83
Abbildung 35: Time of Use Tarife der Alabama Power für Wasserwerk-Infrastruktur (Quelle: eigene Darstellung des Tarifes XWP [Alabama 1998])	83
Abbildung 36: Typologie von temporärer Lastverschiebung nach der Häufigkeit von Demand Response Ereignissen (Quelle: eigene Darstellung).....	89
Abbildung 38: Aus- und Einschaltverhalten eines Verbrauchers/Ramp Rate; (Quelle: eigene Darstellung).....	97
Abbildung 39: Grobkategorisierung von Lastverschiebungspotentialen (Quelle: New Energy)	103
Abbildung 40: Jahresdauerline Stromleistungsbedarf Österreich 2007 (Quelle: [econtrol 2008], eigene Darstellung)	107
Abbildung 41: Grenzkosten bezogen auf Stromerzeugungstechnologie (Quelle: [verbund 2009])	108

Abbildung 42: Spotmarktpreis EEX 2007 (beginnend mit dem höchsten) (Quelle: [EXXA 2007], eigene Darstellung)	109
Abbildung 43: Grenzkosten und EEX Preise – (Quelle: [Roon 2010]).....	110
Abbildung 44: Ausgleichsenergiemarkt Österreich – monatliche Kosten (Quelle: [econtrol 2009]).....	111
Abbildung 45: österreichische Verbrauchssektoren (2007) (Daten Quelle: Statistik Austria; eigene Darstellung)	112
Abbildung 46: Verbrauchsgruppen	113
Abbildung 47: Nutzenergieanalyse Österreich 2007 (Quelle: [Stat. Aus.1 2007], eigene Darstellung).....	114
Abbildung 48: Stromverbrauchsdarstellung Industrie 2007 (Quelle: [Stat. Aus.1 2007], eigene Darstellung)	115
Abbildung 49: Verbraucheraufstellung nach Größe und Sektor	116
Abbildung 50: Stromintensität Sektoren (kWh/1000€) (eigene Berechnung).....	118
Abbildung 51: Stromintensität Sektoren/Verbrauchsgruppen.....	120
Abbildung 52: Stromintensität Verbrauchergruppen und Sektoren (geordnet)	120
Abbildung 53: Verbrauch Standmotoren & Industrieöfen	122
Abbildung 54: Relatives Sektorpotential (Grobabschätzung; Quelle: eigene Berechnungen)	125
Abbildung 55: absolutes Sektorpotential im Vergleich zum Sektorverbrauch.....	126
Abbildung 56: Leistungspotential je Sektor	127
Abbildung 57: DR Potential österr. Industrie (Top Down) – nach Studienergebnissen.....	129
Abbildung 58: Holzzerkleinerung (Quelle: www.forstbetrieb-traenkl.de).....	133
Abbildung 59: Papiermaschine (Quelle: TU Dresden / UPM).....	134
Abbildung 60: Kläranlage (Quelle: www.wasserverband-bsb.de).....	135
Abbildung 61: Lichtbogenofen (Quelle: Siemens)	144
Abbildung 62: Brecher (Quelle: www.tunnelbaumaschine.de/)	154
Abbildung 63: Drehrohrofen (Quelle: www.nihouma.com)	154
Abbildung 64: Zementmühle (Quelle: www.phoenix-zement.de).....	155
Abbildung 65: Lastverlauf Hauptverbraucher.....	160
Abbildung 66: Trommeltrockner Holzverarbeitung (Trockner: Quelle Wikipedia)	168
Abbildung 67: Klimatisierungsgrad Dienstleistungssektor (Quelle: Statistik Austria; Energiestatistik).....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 68: Stromverbrauch ÖPD nach Verbrauchgruppen (Quelle: Stat. Aus. 2007, eigene Darstellung)	180
Abbildung 69: 5min Demand Response Potential (absolut)	186
Abbildung 70: 5min Demand Response Potential (relativ)	187
Abbildung 71: 15min Demand Response Potential (absolut)	188
Abbildung 72: 15min Demand Response Potential (relativ)	188
Abbildung 73: 60min Demand Response Potential (absolut)	189
Abbildung 74: 60min Demand Response Potential (relativ)	190
Abbildung 75: 240min Demand Response Potential (absolut)	191

Abbildung 76: 240min Demand Response Potential (relativ)	192
Abbildung 77: Annahme Produktivitätsverlust über die Zeit der Lastverschiebung	196
Abbildung 78: zusätzliche Personalkosten über Zeit (Annahme)	197
Abbildung 79: spez. Personalkosten pro Stunde	197
Abbildung 80: Cost Curve – 5 min Leistungspotential.....	199
Abbildung 81: Cost Curve – 5 min Energiepotential (Quelle: eigene Berechnungen).....	200
Abbildung 82: Cost Curve – 15 min Leistungspotential.....	201
Abbildung 83: Cost Curve – 15 min Energiepotential.....	202
Abbildung 84: Cost Curve – 60 min Leistungspotential.....	203
Abbildung 85: Cost Curve – 60 min Energiepotential.....	204
Abbildung 86: Cost Curve – 240 min Leistungspotential.....	205
Abbildung 87: Cost Curve – 240 min Energiepotential.....	205
Abbildung 88: Top Down – Bottom Up (15min) Vergleich	207
Abbildung 89: Stromspeicher - Technologien & Kosten (Quelle und Darstellung: [Kloess 2011]).....	209
Abbildung 90: Zementprozess (Quelle: http://www.estelzer.de/DreamS/NwT/Zementherstellung/Zementherstellung.htm).....	212
Abbildung 91: Monatsverbräuche (kWh) im Zementwerk 1.....	213
Abbildung 92: Gemittelter Wochenverlauf (kWh) von Zementwerk 1	213
Abbildung 93: Lastverlauf Zementwerk 1 – Beispielmonat.....	214
Abbildung 94: Tagesverlauf des Stromverbrauches in Zementwerk 1 (gemittelt über das Jahr (Referenzjahr 2010);	214
Abbildung 95: gemittelter Tagesverlauf – real & optimiert – Beispielmonat.....	216
Abbildung 96: tägliche Stillstandszeiten – Zementmühle – Jahresverlauf	217
Abbildung 97: monatliche Stillstandszeiten - Zementmühle	217
Abbildung 98: Jahresverbräuche Werk, Zementmühlen	219
Abbildung 99: Monatsverlauf (Gesamt, ZM1, ZM2 (nach Größe))	219
Abbildung 100: Werksverbrauch – durchschnittliche Tagesverläufe pro Monat	220
Abbildung 101: Zementmühlenverbrauch (1) – durchschnittliche Tagesverläufe pro Monat.....	221
Abbildung 102: Zementmühlenverbrauch (2) – durchschnittliche Tagesverläufe pro Monat.....	221
Abbildung 103: Zementmühlen Monatsverlauf – real (blau) und optimiert (rot)	222
Abbildung 104: Jahresverlauf Zementmühle.....	225
Abbildung 105: Tagesverläufe – Zementmühle – Monatsbasis.....	226
Abbildung 106: Monatsverlauf (April) – Zementmühle	226
Abbildung 107: Potential der Modellregion – Zementindustrie	229
Abbildung 108: relatives Potential – Zementindustrie	229
Abbildung 109: cost curve – alle Intervalle – Leistungspotential – Modellregion	230
Abbildung 110: Methodischer Ansatz (schematisch)	236
Abbildung 111: Abfolge der Arbeitspakete des vorgeschlagenen Nachfolgeprojektes	238
Abbildung 112: Möglichkeiten zur strukturierten Beschaffung (Quelle: Verbund Austrian Power Sales).....	241
Abbildung 113: cost curve – 15 Minuten (Verschiebeleistung).....	253

5.4. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jährliche Effekte von Demand Side Management Programmen je Programmkategori, 1997 bis 2008 (Quelle: [EIA 2010a])	22
Tabelle 2: Jährliche Effekte von Load Management (Demand Response) Programmen je Programmkategori (Quelle: [EIA 2010a])	23
Tabelle 3: Potentielle Lastverschiebung durch Demand-Side Management Programmen je Sektor in den USA, jährliche Effekte (Quelle: [EIA 2010a])	24
Tabelle 4: Tatsächliche Lastverschiebung durch Demand-Side Management Programme je Sektor in den USA, jährliche Effekte (Quelle: [EIA 2010a])	24
Tabelle 5: Übersicht über „incentive-based“ DR-Programme (Quelle: eigene Darstellung) ...	28
Tabelle 6: Übersicht über „price based“ DR-Programme / zeitabhängige Tarife (Quelle: eigene Darstellung)	31
Tabelle 7: Anbieter von Demand Response Programmen (Quelle: eigene Auswertung auf Basis statistisches Zahlenmaterial von [EIA 2010]; Daten für das Jahr 2008).....	35
Tabelle 9: Anzahl von Anbietern von zeitabhängigen Tarifen (Quelle: [FERC 2008])	38
Tabelle 10: Mögliche Lastverschiebung im Haushaltsbereich je Energieversorger (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	44
Tabelle 11: Energieversorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung im Industriebereich; Angebot unterschiedlicher Produktkategorien (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010]).....	45
Tabelle 12: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden im Industriebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	46
Tabelle 13: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden (ausschließlich incentive-based) im Industriebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	46
Tabelle 14: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden (ausschließlich time-based) im Industriebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	47
Tabelle 15: Energieversorger mit der höchsten möglichen Lastverschiebung im Gewerbebereich; Angebot unterschiedlicher Produktkategorien (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010]).....	48
Tabelle 16: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden im Gewerbebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	49
Tabelle 17: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden (ausschließlich incentive-based) im Gewerbebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	49
Tabelle 18: Energieversorger mit der höchsten Anzahl von Demand Response Kunden (ausschließlich time-based) im Gewerbebereich (Quelle: eigene Auswertung auf Basis EIA-Statistiken [EIA 2010])	50
Tabelle 19: Wichtigste und größte Drittanbieter (Aggregatoren) von Demand Response Lösungen in den USA (Quelle: eigene Recherchen)	55

Tabelle 20: Spezifikationen des CPP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2008a])	62
Tabelle 21: Spezifikationen des BIP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2009])	64
Tabelle 22: Spezifikationen des DBP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2008b])	66
Tabelle 23: Spezifikationen des CBP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2008c])	69
Tabelle 24: Spezifikationen des SLP-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2010])	71
Tabelle 25: Spezifikationen des PeakChoice-Tarifes (Quelle: eigene Darstellung; verkürzt aus [PG&E 2008])	74
Tabelle 26: Vergleich der wichtigsten DR-Programme der PG&E (Quelle: Preisblätter der PG&E)	75
Tabelle 27: Aktuelle Vereinbarungen der PG&E mit Aggregatoren (Quelle: [PG&E 2010a])	76
Tabelle 28: Spezifikation möglicher Lastverschiebungsprodukte (Quelle: eigene Darstellung)	94
Tabelle 29: Typische Benachrichtigungszeiten ("Minimum Event Notification Time") am Beispiel des DR-Produktportfolios der PG&E (Quelle: PG&E)	96
Tabelle 30: Matrix zur Bestimmung von Potentialen und Kostenfunktion (Quelle: eigene Darstellung)	106
Tabelle 31: die größten 30 Stromverbraucher in der Industrie nach Sektoren (Quelle: interne Statistik)	117
Tabelle 32: Bruttowertschöpfung Sektoren (Quelle: Stat. Aust)	118
Tabelle 33: Stromkosten zu Bruttowertschöpfung	119
Tabelle 34: Sektor Charakteristika	124
Tabelle 35: Bewertungsfaktoren	124
Tabelle 36: Sektorale Potentialabschätzung auf Basis einer qualitativen Bewertung betreffend der Möglichkeit zur elektrischen Lastverschiebung	124
Tabelle 37: Sektor-Betriebsstunden	126
Tabelle 38: Demand Response in europäischen Ländern [UCTE 2007]	128
Tabelle 39: Demand Response Potential Österreich (eigene Berechnung)	128
Tabelle 40: Befragung, Analyse, Potential	131
Tabelle 41: Stromverbrauch der untersuchten Werke, Anteil am Gesamtverbrauch je Sektor	132
Tabelle 42: Daten PF 1	136
Tabelle 43: Potential PF 1	137
Tabelle 44: Daten PF 2	137
Tabelle 45: Potential PF 2	138
Tabelle 46: Daten PF 3	138
Tabelle 47: Potential PF 3	139
Tabelle 48: Daten PF 4	140

Tabelle 49: Potential PF 4	141
Tabelle 50: Daten PF 5.....	141
Tabelle 51: Potential PF 5	142
Tabelle 52: Daten SW 1	143
Tabelle 53: Potential SW 1	144
Tabelle 54: Daten SW 2	145
Tabelle 55: Potential SW 2	146
Tabelle 56: Daten SW 3	147
Tabelle 57: Potential SW 3	148
Tabelle 58: Daten CW 1	148
Tabelle 59: Potential CW 1	150
Tabelle 60: Daten CW 2	150
Tabelle 61: Potential CW 2	151
Tabelle 62: Daten CW 3	151
Tabelle 63: Potential CW 3.....	152
Tabelle 64: Daten CW 4	153
Tabelle 65: Daten S&E Werk 1.....	155
Tabelle 66: DR Potential Zementwerk (ZM9 = Zementmühle 9)	156
Tabelle 67: Potential S&E Werk 1	157
Tabelle 68: Daten S&E Werk2	157
Tabelle 69: Potential S&E Werk 2	159
Tabelle 70: Daten S&E Werk 3	159
Tabelle 71: Potential S&E Werk 3	161
Tabelle 72: Daten S&E Werk 4.....	161
Tabelle 73: Lastverschiebung Zusammenfassung	163
Tabelle 74: Potential S&E Werk 4	164
Tabelle 75: Daten NE Metall Werk 1.....	164
Tabelle 76: Potential NE Metall Werk 1	165
Tabelle 77: Daten NE Metall Werk 2.....	166
Tabelle 78: Potential NE Metall Werk 2	167
Tabelle 79: Daten Holzverarbeitung Werk 1-3.....	167
Tabelle 80: Potential Holzverarbeitung Werk 1-3.....	170
Tabelle 81: Daten Lebensmittelindustrie Werk 1 (*Kampagnenbetrieb)	170
Tabelle 82: Potential Lebensmittelindustrie Werk 1	171
Tabelle 83: Darstellung & Verbrauch des ÖPD Sektors (Quelle: Statistik Austria)	172
Tabelle 84: Daten Kläranlage	173
Tabelle 85: Potential Kläranlage	175
Tabelle 86: Daten Krankenhaus	175
Tabelle 87: Potential Krankenhaus	176
Tabelle 88: Daten Kühlhaus	177
Tabelle 89: Potential Kühlhaus	177

Tabelle 90: Erfassung des el. Verbrauchs für die Klimatisierung von Bürogebäuden (Ö) (Quellen: siehe Verweise & eigene Berechnungen).....	178
Tabelle 91: Leistungsbedarf Büroklimatisierung	179
Tabelle 92: Lastverschiebepotential Büroklimatisierung (5 & 15 Minuten)	179
Tabelle 93: Abschätzung el. Energie- & Leistungsbedarf für ÖPD Raumheizung & Klimatisierung (Quelle: Statistik Austria & eigene Berechnung)	180
Tabelle 94: DR Potential Abschätzung ÖPD Sektor	181
Tabelle 95: Darstellung der DR tauglichen Verbraucher bzw. Verbrauchsgruppen von diversen Standorten	182
Tabelle 96: 15 min - Potential nach verfügbarer Technologie	185
Tabelle 97: Summen der Potentiale der einzelnen Intervalle	193
Tabelle 98: Mittelwerte der relativen Potentiale der einzelnen Intervalle	193
Tabelle 99: Gesamtpotential – 15 Minuten	194
Tabelle 100: Mannkosten pro Lastverschiebeintervall	196
Tabelle 101: wirtschaftliche Potentiale je Intervall.....	206
Tabelle 102: Demand Response Potential – Zementmühle	218
Tabelle 103: off-peak Optimierung – Zementmühle 1	223
Tabelle 104: Lastverschiebungspotential pro Aggregat	224
Tabelle 105: Demand Response Erlöse	224
Tabelle 106: on/off peak Optimierung – Zementmühle – Beispielmonate	227
Tabelle 107: Lastverschiebepotentiale	228
Tabelle 108: DR Erlöse	228
Tabelle 109: wirtschaftliche Potentiale je Intervall.....	254
Tabelle 110: Berechnungsbeispiel für die Erfassung des Verbrauchs aller Werke mit positiven Potential innerhalb eines Sektors	282
Tabelle 111: Berechnungsbeispiel Sektorpotential 15 min Intervall	284
Tabelle 112: Berechnung der spezifischen Kosten – Beispielstandort.....	284

A. Anhang

A.1. Gewählte Methodik zur statistischen Berechnung

Um die vorhandenen Potentiale zu einem plausiblen Sektorergebnis zu kommen, wurde folgende Vorgangsweise gewählt:

Berechnung des Verbrauchs aller Werke mit positiven Potential pro Sektor

Die vorhandene interne Verbrauchsliste der größten österreichischen Verbraucher wurde auf Sektoren aufgeteilt, um ein Bild über die Größe und Wichtigkeit der Sektoren zu bekommen. Anhand dieser Daten wurden dann auch dementsprechend Betriebe ausgesucht, befragt und analysiert (Tabelle 31).

Die vorhandenen Verbräuche pro Sektor wurden summiert und mit den Sektorverbräuchen der Statistik Austria verglichen (Tabelle 110). Dadurch konnte in Erfahrung gebracht werden, welchen Anteil die Werke, über die man Verbrauchsinformationen hat, am Gesamtsektorverbrauch haben. Die Verbräuche der Betriebe mit Potential wurden pro Sektor summiert, genauso wie jene Betriebe, die kein Potential aufweisen. Die Verbräuche der übrigen Betriebe, die nicht analysiert wurden, wurden ebenfalls summiert (siehe Tabelle 110).

Ein entscheidender Aspekt ist, dass die vorhandenen positiven Potentiale nicht 1:1 anhand ihrer Verbräuche auf das Sektorpotential extrapoliert wurden, da auch ein **Feedback Faktor** mit einbezogen wurde¹⁰⁰.

Die Werke, die anhand von früheren EE Projekten analysiert wurden, wurden als neutral eingestuft, da hier eine Zuordnung nicht möglich und sinnvoll ist. Diese Standorte gehen allein mit ihren Verbräuchen in die Potentiale ein. So wurde das Potential für jeden einzelnen Sektor berechnet.

¹⁰⁰ Erklärung: Sehr große Verbraucher haben die Möglichkeit das tatsächliche Sektor Potential nach oben oder unten zu verzerrn, indem sie z.B. ein positives Feedback geben und somit das gesamte Sektorpotential nach oben verzerrn, obwohl viele Betrieb in diesem Sektor eine Lastverschiebung ablehnen.

Um nun das Potential von den nicht-analysierten Betrieben (NAB) realistisch zu erfassen wurde einerseits der negative Anteil der NABs anhand des Verbrauchs und anhand des Feedbacks berechnet. Aus diesen beiden Werten wurde dann der Mittelwert für die weitere Berechnung hergenommen, um die Verzerrungen zu minimieren.

Die Werke, die anhand von früheren EE Projekten analysiert wurden, wurden als neutral eingestuft, da hier eine Zuordnung nicht möglich und sinnvoll ist. Diese Standorte gehen allein mit ihren Verbräuchen in die Potentiale ein. So wurde das Potential für jeden einzelnen Sektor berechnet.

Sektor 4 (Werkverbräuche laut interner Liste)	JAHRESBEDARF (GWh)	MAX. LEISTUNG (MW)
Werk 1	210,0	30,0
Werk 2	105,0	17,0
Werk 3	100,7	12,0
Werk 4	90,0	12,0
Werk 5	54,0	9,1
Werk 6	53,0	12,0
Werk 7	49,0	9,0
Werk 8	46,9	7,0
Werk 9	43,3	10,0
Werk 10	38,5	10,0
Werk 11	37,0	6,0
Werk 12	36,6	4,5
Werk 13	32,9	7,1
Werk 14	23,8	8,0
Werk 15	29,5	4,0
Werk 16	23,0	6,0
Werk 17	16,0	5,0
Werk 18	130,0	35,0
Summe aller Verbraucher laut interner Liste	989,3	203,7
Sektorverbrauch nach Statistik Austria - NEA	1.784,0	367,3
Verbrauch Werke mit positiven feedback	462,7	96,1
Verbrauch Werke mit negativen feedback	159,0	21,0
Verbrauch analysierte Werke, gesamt	621,7	117,1
Verbrauch sonstige Werke, nach Liste	367,6	86,6
Verhältnis neg./pos. Werke (nach Verbrauch)	25,6%	17,9%
Werke mit pos. feedback	4,0	
Werke mit neg. feedback	2,0	
Verhältnis neg./pos. Werke (nach Anzahl)	33,3%	33,3%
Mittelwert (aus Anzahl und Verbrauch)	29,5%	25,6%
Verbrauch aller Werke mit neg. Feedback (extrapoliert nach Liste)	267,3	22,2
Verbrauch aller Werke mit pos. Feedback (extrapoliert nach Liste)	722,0	160,5
Verbrauch aller Werke mit Potential (extrapoliert - Gesamtsektor Stat. Aus.)	1302,0	289,4

Tabelle 110: Berechnungsbeispiel für die Erfassung des Verbrauchs aller Werke mit positiven Potential innerhalb eines Sektors

Prinzipiell lässt sich sagen, dass große bis sehr große Standorte im positiven & negativen Sinn überproportional viel Einfluss am Gesamtpotential haben. Wenn zum Beispiel ein großer Betrieb sehr wenig Auslastung hat (Krise), dann schiebt dieser das Potential nach oben.

Berechnung des Demand Response Potentials pro Sektor

Die verschiedenen Leistungspotentiale jedes Aggregats wurden für alle 4 Intervalle addiert. Hier wurden auch Unvereinbarkeiten berücksichtigt, falls zum Beispiel immer nur eines von 2 Potentialen gleichzeitig genutzt werden kann. Diese Leistungen wurden mit den abschaltbaren Gesamtjahresstunden für jedes Intervall multipliziert.

Falls ein Betrieb bezüglich der Jahresstunden keine genauen Angaben machte, aber die maximale Anzahl der Lastabschaltungen nannte, dann wurde diese Anzahl auch mit der jeweiligen Dauer der Intervalle multipliziert. Bei manchen Betrieben war die Anzahl der Abschaltungen die restriktive Größe bei anderen jedoch die Dauer.

Das Potential der jeweiligen Betriebe wurde in den jeweiligen Sektoren zusammengefasst (Tabelle 111) und addiert, um eine sektorale Potentialsumme zu erlangen. So ist in dem hier dargestellten Sektor das aufsummierte Potential 1,4 GWh und 35,8 MW, was einem relativen Anteil am Verbrauch von 28% (Leistung) respektive 0,2% (Energie) entspricht. Wenn dieses relative Potential nun auf den Gesamtverbrauch (Stat. Aus. 2007) bezogen wird, dann erhält man das absolute Potential von 3,8 GWh bzw. 82 MW.

Dieses Potential ist aber noch um den Betrag verringert worden, der sich aus den negativen Feedbacks ergibt (Tab. 18). So wird nicht der Sektorverbrauch sondern nur der Verbrauch der Werke mit positiven feedback genommen, um das absolute Potential zu berechnen. In diesem Fall also 93,1 MW und 2,8 GWh.

	Verbrauch		DR Potential		Verhältnis DR / Nennleistung	Verhältnis DR / Jahresverbrauch
	MW	GWh	MW	GWh	%	%
Werk 1	13,0	63,5	8,0	0,4	61,5%	0,7%
Werk 2	12,5	72,8	5,2	0,1	41,9%	0,1%
Werk 3	30,0	240,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Werk 4	35,0	130,8	3,9	0,3	35,7%	0,5%
Werk 5	7,0	45,0	3,54	0,1	50,6%	0,3%
Werk 6	4,5	29,0	2,23	0,1	49,6%	0,2%
Werk 7	10,0	50,0	5,00	0,1	50,0%	0,3%
Werk 8	11,0	70,0	5,45	0,2	49,6%	0,2%
Werk 9	5,0	31,0	2,39	0,1	47,8%	0,2%
Summe	128,0	732,1	35,8	1,4	43,0%	0,3%
DR Potential relativ					28,0%	0,2%

Verbrauch Sektor 4	2.052,2		
DR Potential absolut	82,0	3,8	
Verbrauch Sektor 4 pos. Werke	1.497,8		
DR Potential absolut effektiv	93,1	2,8	

Tabelle 111: Berechnungsbeispiel Sektorpotential 15 min Intervall

Anm.: kursive Werte sind Mittelwerte

Standorte mit positiven Potential, welche zum Beispiel im 240 Minuten Intervall kein Potential haben, gehen trotzdem in die Rechnung direkt ein.

Wenn ein Betrieb keine genauen Angaben zur maximalen Lastverschiebedauer machte, dann wurde eine Dauer von 1% der Jahresbetriebsstunden angenommen, da dies ein repräsentativer Durchschnittswert ist. Bei Werken der Steine&Erden Industrie, die nicht direkt untersucht wurden, wurden die Potentiale bei 50% der Nennleistung und 0,5% der Jahresleistung angesetzt.

Die 240 min Potentiale von Betrieben, welche über das Allplan Energieeffizienz Programm analysiert wurden, wurden mit Null bewertet, da in fast allen Betrieben das Potential vor allem zeitkritisch ist (sprich kurzfristig abschaltbar). Als Beispiel sei hier Klär-, oder Kälteanlagen genannt.

Berechnung der Kosten

Die Kosten pro Stunde/Abschaltung für die einzelnen Intervalle wurden anhand der gegebenen Daten beziehungsweise durch Annahmen (z.B. Personal-, An/Abfahr-, Brennstoffkosten,..) berechnet. Diese Kosten wurden dann anhand der vorhandenen Lastverschiebemengen in spezifische Lastverschiebekosten [€/MWh] umgerechnet (Tabelle 112).

min	MW	€/Abschaltung	€/h
5	1,0	20	240
15	2,0	50	200
60	2,0	150	150
240	5,0	900	225

min	h/a	MWh/a	€/MWh
5	25	25,0	240
15	40	80,0	100
60	80	160,0	75
240	100	500,0	45

Tabelle 112: Berechnung der spezifischen Kosten – Beispielstandort

Um von den Kosten der Standorte auf Kosten pro Sektor zu kommen, könnte man das arithmetische Mittel der Standortkosten heranziehen. Dadurch würde sich aber eine

Verzerrung der Kosten ergeben, da kleine Standorte mit wenig Potential und hohen Kosten das Sektor kosten nach oben drücken. Deswegen wurden die Standortkosten gewichtet nach ihren jeweiligen Lastverschiebeleistungen in den jeweiligen Intervallen.

Nicht repräsentative Potentiale (zu wenig repräsentative Samples) von einzelnen Sektoren, z.B. 240min Potential ÖPD, wurden nicht in die Cost-curves aufgenommen.

A.2. Fragebogen - Standortpotential

Fragebogen zur Potentialstudie von Demand Response Programmen in der Industrie			
allgemein			
Unternehmen			
Mitarbeiteranzahl		Pers.	
Umsatz		€	
Produktion	Produkt		
	Menge		
	Produktionsstunden	h/a	
	Kosten bei Ausfall	€/h	
Prozessbeschreibung			
geplante Revision	wenn ja, welcher Zeitpunkt		
	Dauer	t/a	
Anmerkungen - allgemein			
Stromdaten			
Bedarf	Jahresbedarf	GWh	
	Leistungsband (min-max)	MW	
	Durchschnittsbedarf	MWh	
	saisonale Schwankungen		
Eigenerzeugung	Jahreserzeugung	MWh	
	Leistung (min-max)	kW	
	Technologie		
Bezug	Bezugsleistung (bei Eigenerzeugung)	kW	

Tarifsystem (starr, Börse, Band+Spitzen, etc.)			
Gesamtstrompreis		€/MWh	
Netzebene			
Betrieb			
Lastmanagement vorhanden		ja/nein	
Werden Nachschichten gefahren, um Energiekosten zu reduzieren		ja/nein	
		wenn nein, wäre das denkbar	ja/nein
Schichten	1	2	3
Montag			
Dienstag			
Mittwoch			
Donnerstag			
Freitag			
Samstag			
Sonntag			
Einrichtungen	vorhanden	Leistung	Kommentare
	ja/nein	kW	
Kläranlage			
Rechenzentrum			
Speicher (Kühlwasser, Industriegase, VE-Wasser, etc.)			

abschaltbare/reduzierbare elektr. Verbraucher		1	2	3	4	5
Bezeichnung						
Nennleistung	MW					
DR Potential	MW					
Jahresbedarf	MWh					
Betriebsstunden/Jahr	h					
Betriebsweise	I/O, variabel					
vorstellbare Verbraucherunterbrechung						
	bis 5min					
	bis 15min					
	bis 1h					
	bis 4h					
	über 4h					
max. Anzahl der Unterbrechungen pro Woche						
	1					
	5					
	10					
	über 10					
min. Vorlaufzeit: Benachrichtigung - Unterbrechung	min					
max. Speicherfähigkeit	h					
Personaleinsatz	Pers.					
	Ersatztätigkeit					
	Schichten					
entstehende Kosten (Lager, Personal, Produktion)	€/h					
Anmerkungen						

IMPRESSIONUM

Verfasser

ALLPLAN Gesellschaft m.b.H.
Schwindgasse 10, 1040 Wien
Tel: +43-1-505 37 07 52
E-Mail: helmut.berger@allplan.at
Web: www.allplan.at
– Helmut Berger
– Thomas Eisenhut
– Sascha Polak

NEW ENERGY Capital Invest GmbH
Tel: +43-1-33 23 560 - 3060
Email: Robert.Hinterberger@energyinvest.at
Internet: www.energinvest.at
– Robert Hinterberger

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH