

Peakshaving im Gebäudebereich

„Potentialermittlung am Beispiel zweier Gebäude der VP Bank.“

Förderung: Innovationsscheck zur Innovationsförderung von liechtensteinischen
KMU's und den Förderverien IES (FV-IES)

Version 3

14.11.2016

Autor

Matthias Berthold

Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs NTB
Werdenbergstrasse 4
CH-9471 Buchs / SG

Tel.Nr +41 (0) 81 755 31 51

E-Mail: matthias.berthold@ntb.ch

Web: <http://www.ntb.ch/ies>

Inhalt

1	Management Summary	- 3 -
2	Problemstellung	- 4 -
3	Projektübersicht, Energie- und Leistungswerte von 2015	- 5 -
3.1	Datenquelle und Vorgehensweise	- 5 -
4	Analyse der Zeitreihen	- 8 -
4.1	Maximalwerte der Netzbezugsleistungen – Monatsdarstellung	- 8 -
4.2	Verschiebbare Lasten - Betrachtung der Kältemaschine	- 9 -
4.2.1	Kompressoren Einsatz am 2.12.2015	- 11 -
5	Peakshaving Potential - Auswirkungen unterschiedlicher Tarife	- 14 -
5.1	Tarif der Liechtensteiner Kraftwerke (LKW, exkl. MWSt.)	- 16 -
5.2	Tarif des EW-Buchs (exkl. MWSt.)	- 17 -
5.3	Tarif der Stadtwerke St. Gallen (SGSW, inkl. MWSt.):	- 18 -
5.4	Tarife von Repower (exkl. MWSt)	- 19 -
5.5	Tarif der EKZ (exkl. MWSt.)	- 20 -
6	Zusammenfassung und Ausblick	- 21 -
7	Anhang	- 22 -
7.1	Erkenntnisse bzgl. der Datenbeschaffung	- 22 -
7.2	Maximalwerte der Monate	- 22 -
7.2.1	Haus Giessen (Marktgass 4)	- 22 -
7.2.2	Hauptgebäude (Aeulestrasse 6) – Maximalwerte sind im Juli	- 23 -
7.2.3	Wann sind die Maximas aufgetreten?	- 24 -
7.3	Vergleich 15-Minuten und 60-Minuten Mittelwerte	- 24 -
7.4	Werte in E-Abrechnung:	- 25 -

1 Management Summary

Die Netzinfrastruktur muss zu jedem Zeitpunkt sicherstellen, dass den Endkunden die gewünschte Leistung zur Verfügung gestellt werden kann. Die mögliche Übertragungsleistung ist aber ein wesentlicher Kostenfaktor bei der Netzinfrastruktur, welche vor allem durch die Netzgebühren finanziert wird. Dementsprechend hängen die Kosten für die Netznutzung auch bei vielen Tarifsyste-men von der maximalen Netzbezugsleistung ab. Dadurch wird den Kunden ein Anreiz für eine effiziente Netznutzung geboten.

Um die maximale Netzbezugsleistung reduzieren zu können, wurden im Rahmen dieses Projektes am Beispiel zweier Gebäude der VP Bank Lasten identifiziert, welche sich für Peakshaving-Massnahmen eignen. Beide Gebäude der VP Bank besitzen jeweils zwei Kältemaschinen, deren 8 Kompressoren einzeln ansteuerbar sind und dessen Leistung somit gestuft werden kann. Mit Hilfe dieser Lasten lassen sich die tarifrelevanten Netzbezugsleistungen und damit auch die Netzkosten reduzieren. Die Gebäude befinden sich im Netzgebiet der Liechtensteiner Kraftwerke (LKW), dessen Tarifsyste-m allerdings kaum Anreize für Peakshaving-Massnahmen bietet. Deshalb wurden noch fünf weitere Tarifsyste-me anderer Netzbetreiber aus der Region ausgewertet und dargestellt.

Die finanziellen Anreize zur Reduktion der Netzbezugsleistung waren bei den betrachteten Tarifsyste-men sehr unterschiedlich. Wird die monatliche Bezugsleistung z.B. um 48 kW^1 reduziert, so reduzieren sich die Netzgebühren beim Tarif der LKW um 687 CHF/Jahr. Die gleiche Reduktion würde im Netzge-biet des EW-Buchs die Netzgebühren um 6'250 CHF/Jahr senken, was dem neunfachen der LKW-Ein-sparung entspricht. Ein noch grösseren Anreiz bot mit 8'698 CHF/Jahr nur der Smart-Grid-Tarif von Repower, welcher allerdings aktuell nur von Detailkunden gewählt werden kann.

Die Ergebnisse wurden bei einem Tarif-Workshop am 16.6.2016 vorgestellt und diskutiert. Teilgenom-men haben Vertreter der VP Bank, der LKW, der FE-Partner AG, der Lenum AG und des NTB. Dabei wurde auch über die Thematik Verursachergerechtigkeit, mögliche Entsolidarisierung sowie über die Frage nach einer möglichen Quantifizierung des monetären Nutzens für die Netzbetreiber diskutiert.

Die Tarifauswertungen sowie eine kurze Beschreibung der verschiedenen Tarifsyste-me ist in Kapitel 5 dargestellt.

Dieser Bericht soll das Handout des Tarif-Workshops ergänzen.

¹ Haus Giessen: Bei einer P_{Max} Reduktion von 48 kW wird angenommen, dass zwei der acht Kompressoren mit je 24 kW Leistung so angesteuert werden, dass die tarifrelevante Netzbezugsleistungsspitze um $2 \times 24 \text{ kW}$ reduziert werden kann. Die maximale Netzbezugsleistung lag im Jahr 2015 bei 240 kW.

2 Problemstellung

Elektrische Netze werden auf den jeweiligen Netzebenen für eine maximale Übertragungsleistung ausgelegt, welche nicht überschritten werden darf (ohne weitere Maßnahmen zu setzen - wie z.B. einem Netzausbau). Im Netz auftretende Lastspitzen erhöhen i.A. die Energie²- und Netzkosten, welche den Verursachern in geeigneter Form in Rechnung gestellt werden. Bei Industriekunden hängt der Netzkostenanteil bereits meist auch direkt von der gemessenen Netzbelastung ab. Mithilfe von Peakshaving wird versucht, die für die Verrechnungsperiode maximale Netzbezugsleistung und damit die Netzkosten zu Minimieren. Hierfür werden entweder flexible Lasten in zeitlich unkritischere Bereiche verschoben – oder Speicher bzw. Produktionsanlagen so eingesetzt, dass die Netzbezugsleistung zu diesen Zeitpunkten minimiert werden kann.

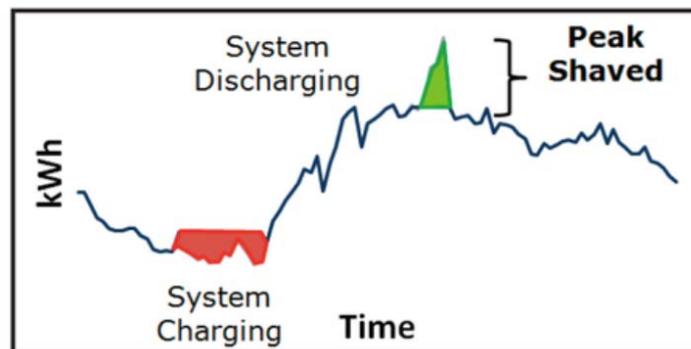


Abbildung 1: Peakshaving durch verschieben einer Last bzw. Nutzen eines Speichersystems
(Bildquelle: <http://www.motionry.com>)

Unter Demand Side Management (DSM) versteht man im Allgemeinen eine direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite aus technischen, kommerziellen oder ökologischen Gründen³. Durch eine weitere Zunahme erneuerbarer Energieträger am Produktionsmix wird der Bedarf an Last-Flexibilität zunehmen, um die fluktuierende und nicht nachfrageorientierte Produktion der erneuerbaren Energieträger in das Gesamtsystem integrieren zu können. Voraussetzung für Optimierungen sind dabei auch flexible Lasten.

Beim Peakshaving liegt der Fokus allerdings nicht auf der Integration erneuerbarer Energieträger sondern auf der Reduktion der maximalen Netzbezugsleistung und somit der Netzbelastung.

Netzkostenaufteilung und mögliche Entsolidarisierung: Gemäss dem Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz (NNMV⁴) werden alle im Netzbereich anfallenden Kosten entsprechend dem Ausspreisemodell auf alle Endverbraucher diskriminierungsfrei und solidarisch aufgeteilt (Netz = regulierter Bereich). Bei nicht-leistungsgemessene Endverbrauchern muss der Anteil der Energie am

² Die Verlustleistung steigt quadratisch mit dem Strom $P_{\text{Verluste}} = R \cdot I^2 = R \cdot (P_{\text{Netz}} / U_{\text{Netz}})^2$

³ Details siehe „VDE-Studie: Integration erneuerbarer Energien erfordert Paradigmenwechsel im Lastmanagement“, VDE am 11.6.2012, (<https://www.vde.com/de/Verband/Pressecenter/Pressemeldungen/Fach-und-Wirtschaftspresse/2012/Seiten/2012-40.aspx>) - Abgerufen am 7.9.2016

⁴ Details siehe „Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz (NNMV – CH Ausgabe Juli 2014)“, VSE im Juli 2014, (http://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Bilder_neu/010_Downloads/Branchenempfehlung/Netznutzungsmodell%20fuer%20das%20schweizerische%20Verteilnetz%20NNMV.pdf) - Abgerufen am 12.8.2016

Tarif sogar mindestens 70 % betragen⁴. Aktuell sind die meisten Detailkunden nicht leistungsgemessen. Dementsprechend erfolgt hier die Netzkostenaufteilung auf Basis der aus dem Netz bezogenen Energiemenge, welche die Netzbelastung allerdings nur bedingt widerspiegelt.

Durch eine steigende Anzahl an Kunden mit privaten Erzeugungsanlagen (z.B. PV-Anlagen), welche die selbst produzierte Energie ganz oder teilweise selbst verbrauchen, reduziert sich auch deren Netzbezugsenergie und somit deren Netzkostenbeitrag (ohne dass u.U. ihre Netzbelastung abnimmt, da die gewünschte Leistung in Zeiten ohne Einspeisung vollständig aus dem Netz abgerufen werden kann). Die verursachten Kosten an der Netzinfrastruktur werden dann aber überproportional auf Stromkunden ohne Erzeugungsanlagen aufgeteilt, weshalb man in diesem Zusammenhang Entsolidarisierung spricht.

Anmerkung: Aktuell werden bei den meisten Detailkunden nur Energiewerte erfasst und abgerechnet. Um die Netzkosten z.B. entsprechend der Netzbezugsleistung aufteilen zu können, muss diese auch entsprechend erfasst und abgerechnet werden, was bei einem Smart-Meter Rollout entsprechend berücksichtigt werden muss.

3 Projektübersicht, Energie- und Leistungswerte von 2015

Mit dem Industriepartner FE-Partner AG wurde das Potential von Peakshaving im Gebäudebereich anhand zweier Bürogebäude der VP Bank untersucht. Finanziert wurde die Arbeit durch einen Innovationscheck zur Innovationsförderung von liechtensteinischen KMUs und den Förderverein IES (FV-IES).

Im Rahmen dieses Auftrages wurde am 16.6.2016 ein Tarifworkshop abgehalten, in welchem die wesentlichsten Erkenntnisse vorgestellt und diskutiert wurden. Dieser Bericht soll diesen Vortrag ergänzen.

3.1 Datenquelle und Vorgehensweise

Als Datenquellen standen zwei Systeme zur Verfügung:

- a) Messwerte aus dem Siemens Leitsystem - Auflösung: 1 Minute (Messsystem nicht geeicht)
- b) Zählerdaten von Smart-Metern der LKW - Auflösung: 15 Minuten (Messwerte geeicht und abrechenbar)

Zunächst wurden die erhaltenen Daten wie folgt analysiert:

- Auftreten der Peaks (zeitliche Verlauf kurz vor und nach dem Peak)
- Maximalwerte des Jahres: Auftrittszeitpunkte und Höhen
- Maximalwerte der Monate: Auftrittszeitpunkte und Höhen
- Identifizierung von schaltbaren Lasten

Das finanzielle Potential einer Netzbezugsleistungs-Reduktion bei unterschiedlichen Tarifsystemen wurde dann in Kapitel 5 ermittelt.

Generelle Vorgehensweise:

Es wurde ein Top-Down Ansatz gewählt⁵: Ausgehend vom Auftreten der Leistungsmaxima wurden mögliche schaltbare Lasten identifiziert – und bewertet, ob mithilfe dieser Lasten die tarifrelevante maximale Netzbezugsleistung reduziert werden kann. Ausgehend von diesen Daten wurden dann in Kapitel 5 die finanziellen Anreize unterschiedlicher Tarifsysteeme für die Peakshaving Massnahmen ermittelt.

Für eine erste Einschätzung werden in Abbildung 2 die wichtigsten energetischen Komponenten dargestellt. Einige Details zur Funktion werden hier stichwortartig angeführt:

- Hauptgebäude und Haus Giessen sind thermisch über ein Wärme- und Kältenetz verbunden. Im Normalbetrieb wird das Haus Giessen mit Wärme versorgt, ein Kälteaustausch findet im Normalbetrieb nicht statt.
- Wärmeversorgung:
 - Hauptgebäude: Zwei Gasbrennwertkessel und Wärmerückgewinnung (WRG)
 - Haus Giessen: WRG und Anschluss an das Hauptgebäude
- Kälteversorgung: Jeweils zwei Kältemaschinen mit jeweils vier Kompressoren pro Maschine im Hauptgebäude und im Haus Giessen, Regelung erfolgt auf 6 Grad Celsius, Kühldecken (über weiteren Wärmetauscher), Kühlregister bei Lüftung,
- Klimaschränke Serverräume: Normalerweise ist jeweils eine Klimakammer in Betrieb (ein Kompressor mit einem Kältetauscher). Fällt die Aussentemperatur unter 12 Grad Celsius, werden die Klimakammern mit Kompressoren direkt über die Aussenluft gekühlt (kein Kompressor notwendig!).
- Lüftung ist zeitgesteuert Werkstags von 7 bis 19 Uhr in Betrieb
- Brauchwarmwasser wird dezentral elektrisch erzeugt
- Cafeteria ist im Haus Giessen untergebracht – Last-Flexibilität aber kaum vorhanden

Grobschema:

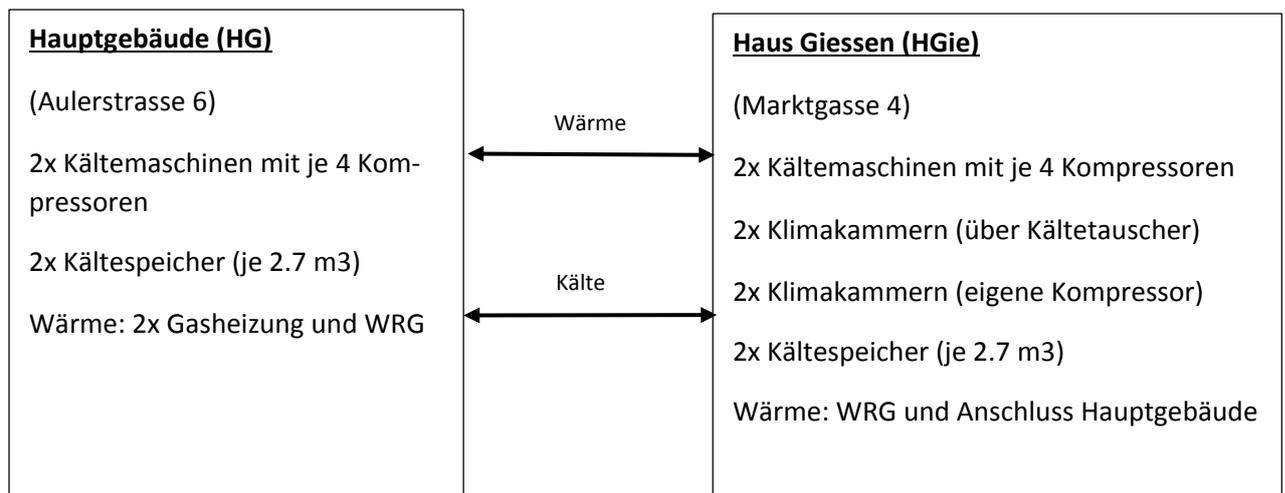


Abbildung 2: Schema des Energiesystems

⁵ Anmerkung: Aufgrund der Komplexität des Systems führte der ursprüngliche Bottom up Ansatz nicht zum Erfolg. Die prinzipielle Funktionsweise z.B. der Einsatz der Kältemaschinen ist in der Dokumentation zwar gut beschrieben, die tatsächliche Funktionsweise hängt allerdings sehr stark von den applizierten Werten ab, welche nicht ohne weiteres zugänglich sind (z.B. applizierte Temperaturschwellen, etc.)

Einige Kennwerte für das Jahr 2015 dargestellt sind in Tabelle 1 dargestellt:

	Hauptgebäude	Haus Giessen
Jahresenergie in MWh	626 MWh	1'097 MWh
Jahresenergie HT in MWh	367 MWh	583 MWh
Anteil HT in % (Energie)	59%	53%
Anteil HT in % (Stunden)	42%	42%
P-Max in kW	173 kW	240 kW
Voll-Last-Stunden	3'622 h	4'568 h

Tabelle 1: Darstellung der wichtigsten Kennwerte (Quelle: [2015 Lastprofile VP Bank Beide.xlsm](#))

Die Maximal- und Minimalwerte der monatlichen Netzbezugsleistungen vom Hauptgebäude und Haus Giessen sind in Abbildung 3 dargestellt.

Hauptgebäude: Die Grundlast des Hauptgebäudes ist relativ konstant im Bereich von 32 kW bis 38 kW. Die Maximalwerte liegen zwischen 130 kW (Mai 2015) und 173 kW (Juli 2015). Die Verhältnisse der Monats- Maxima / Minima liegen zwischen 4.0 und 5.4.

Haus Giessen: Die Mindestlast im Haus Giessen betrug im Mai 39 kW (Jahresminimum). Im Juli ist die Mindestlast mit 89 kW aber mehr als doppelt so hoch. Die monatlichen Maximalwerte sind im Bereich von 197 kW im Oktober und 240 kW im Jänner. Das Verhältnis der Monats- Maximas/Minimas liegt im Bereich von 2.5 bis 6.1.

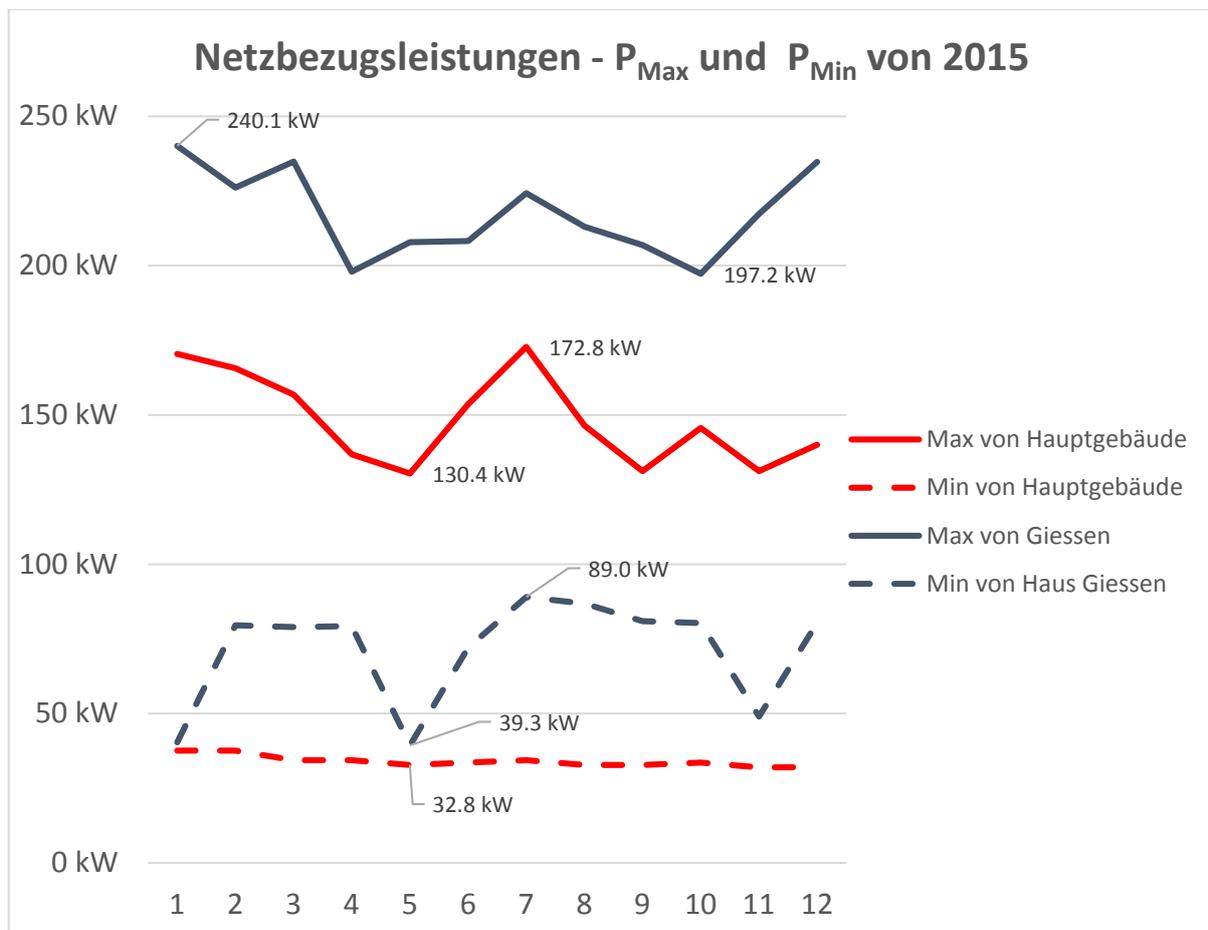


Abbildung 3: Maximas und Minimas der Netzbezugsleistung (15-Minuten-Mittelwerte)

4 Analyse der Zeitreihen

In Abbildung 4 ist exemplarisch der Lastgang der Kalenderwoche 4 (19.1.15 bis 25.1.2015) dargestellt, in welcher auch das Jahresmaximum von Haus Giessen mit 240.08 kW auftrat.

Die Tageslastgänge der 5 Werktage sind hier gut zu erkennen, die Tages-Maxima sind relativ „schmal“: Bereits 15-Minuten vor und 15-Minuten nach dem Peak ist die Netzbezugsleistung deutlich kleiner.

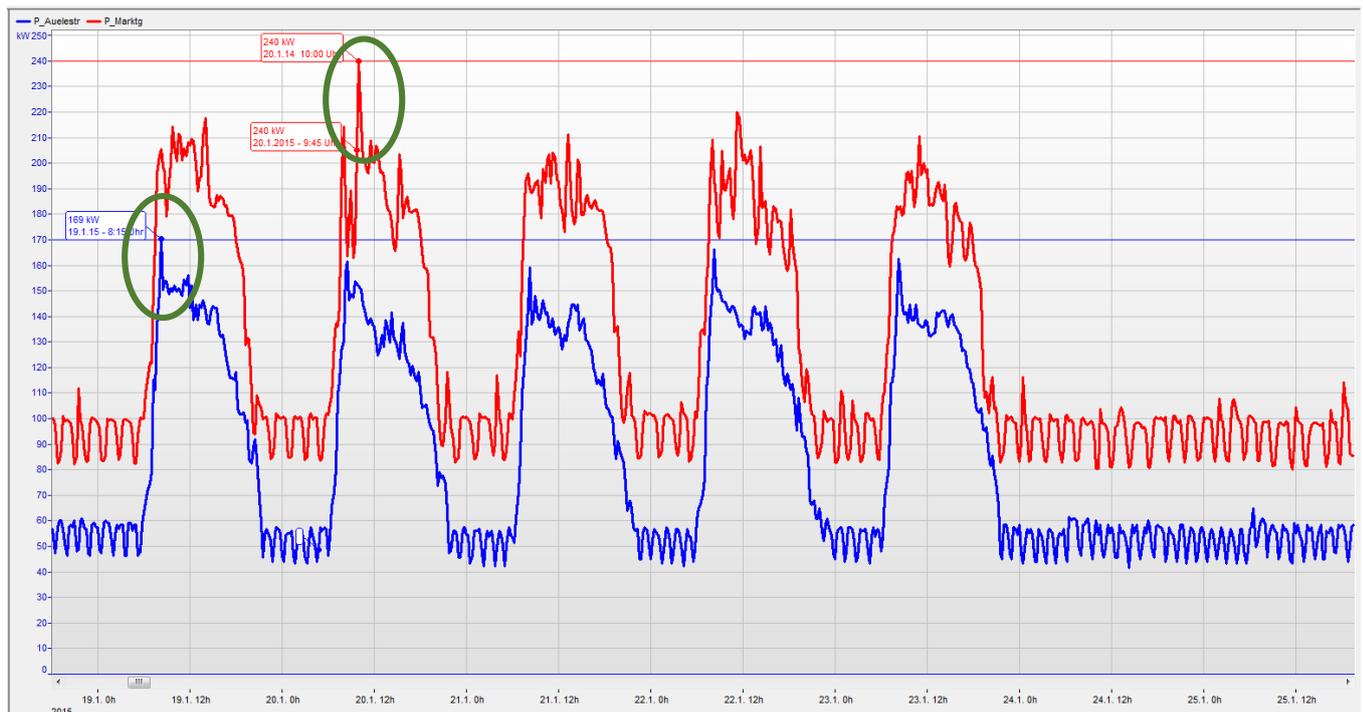


Abbildung 4: Wochenlastgang in 15- Minutenauflösung

4.1 Maximalwerte der Netzbezugsleistungen – Monatsdarstellung

In Abbildung 5 sind die gemessenen fünf Maximalwerte der monatlichen Netzbezugsleistungen dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass die Differenz zwischen den einzelnen Maximas relativ stark schwanken kann.

Im Jänner beträgt der Abstand zwischen dem höchsten und fünft höchsten Wert beim Haus Giessen 16 kW, im Juli beträgt die Differenz beim Hauptgebäude zwischen dem höchsten und dem fünft-höchsten Wert gerade einmal 2 kW (Details siehe Kapitel 7.2.2).

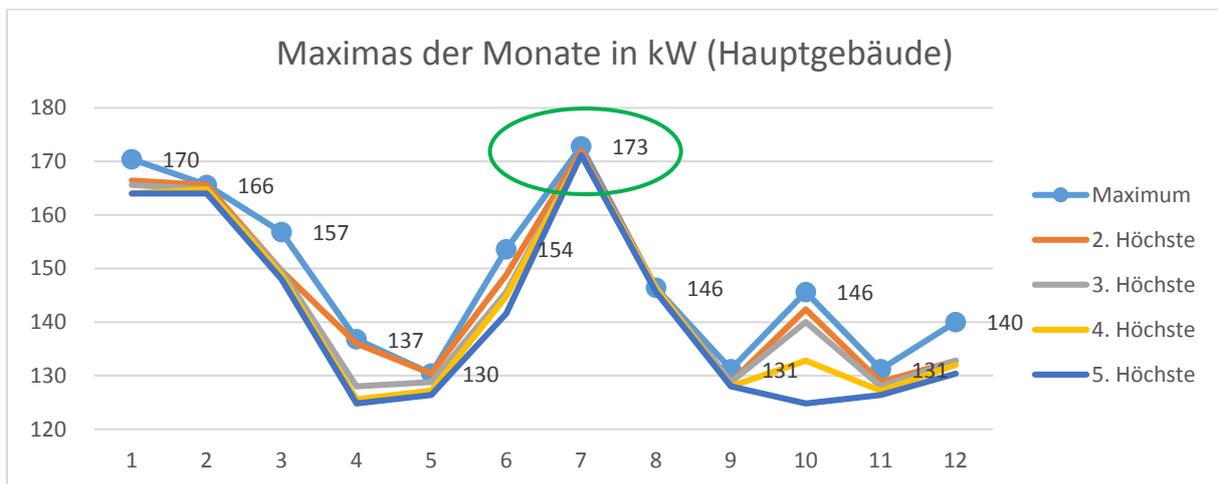
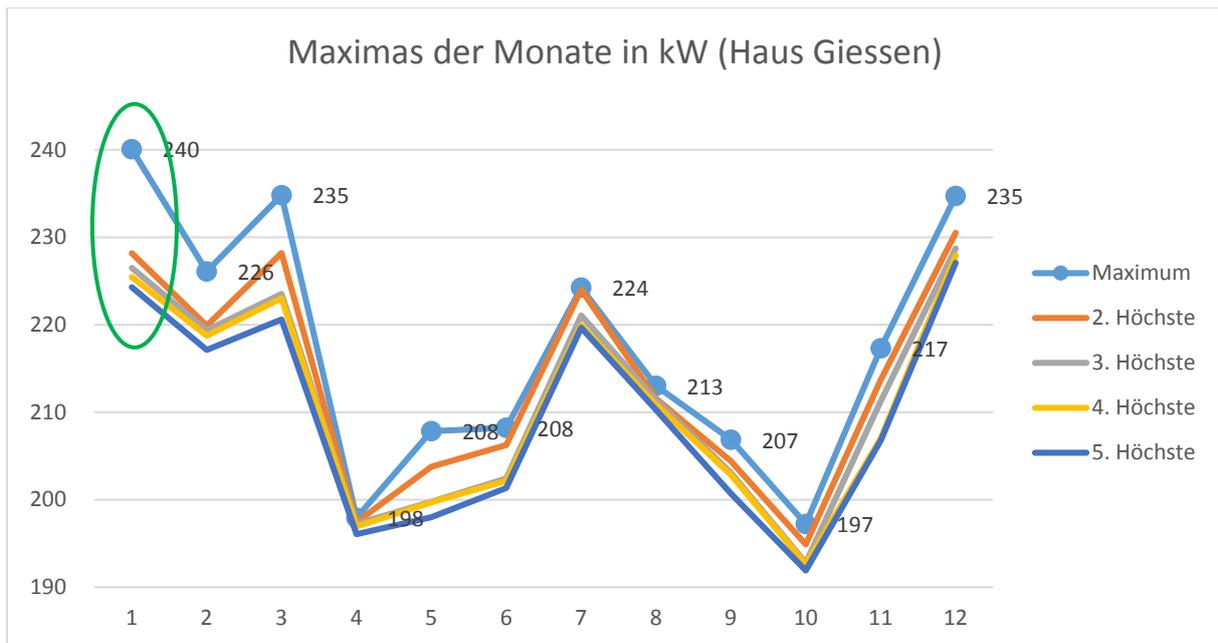


Abbildung 5: Darstellung der fünf Monats-Maximas der gemessenen Netzbezugsleistungen
(Oben: Haus Giessen, Unten: Hauptgebäude)

4.2 Verschiebbare Lasten - Betrachtung der Kältemaschine

Derzeit werden zwei Kältemaschinen im Hauptgebäude und zwei Kältemaschinen im Haus Giessen eingesetzt, welche sich nach aktuellen Erkenntnissen als verschiebbare Last eignen:

Hauptgebäude:

- 2x Kältemaschine – **Carrier 30RW-185**
 - elektr. Leistungsaufnahme: 57 kW je Maschine (**4x 14 kW**)
 - 4 Scroll-Verdichter mit je 38.5 kW
 - Kälteleistung (Verdampfer) 154 kW (12/6 Grad)
- Trockenrückkühler in Tiefgarage

Haus Giessen:

- 2x Kältemaschine – **Carrier 30RW-245**
 - elektr. Leistungsaufnahme: 97 kW je Maschine (**4x 24 kW**)
- Trockenrückkühler im Freien

Alleine die Leistung dieser Kältemaschinen beträgt in Summe:

- **104 kW (elektr.)** im **Hauptgebäude**, was **60%** des Jahres P_{Max} von **173 kW** entspricht
- **194 kW (elektr.)** im **Haus Giessen**, was **81%** des Jahres P_{Max} von **240 kW** entspricht.

Die vier Kompressoren jeder Kältemaschinen können einzeln angesteuert werden. Dementsprechend kann die Leistung in 14 kW Schritten im Hauptgebäude bzw. in 24 kW Schritten im Haus Giessen variiert werden.

In Abbildung 6 und Abbildung 7 wird jeweils die Anzahl der in Betrieb befindlichen Kompressoren von Kältemaschine 1 des Haus Giessen dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die Kompressoren z.T. nur für wenige Minuten in Betrieb sind. Der Mittelwert der an diesem Tag in Betrieb befindlichen Kompressoren liegt bei 0.53 Kompressoren (von den 4 Kompressoren der Maschine 1!).

Funktions-Anmerkung: Abgeschaltet wird immer jener aktive Kompressor, welcher zu diesem Zeitpunkt am längsten in Betrieb war. Die häufige Taktung hat allerdings Auswirkungen auf die auftretenden Netzbezugsleistungen, die Effizienz sowie die Lebensdauer der Kältemaschinen bzw. derer Komponenten. Diese Betriebsweise wird bei der VP Bank nun noch exakter analysiert und soweit möglich optimiert.

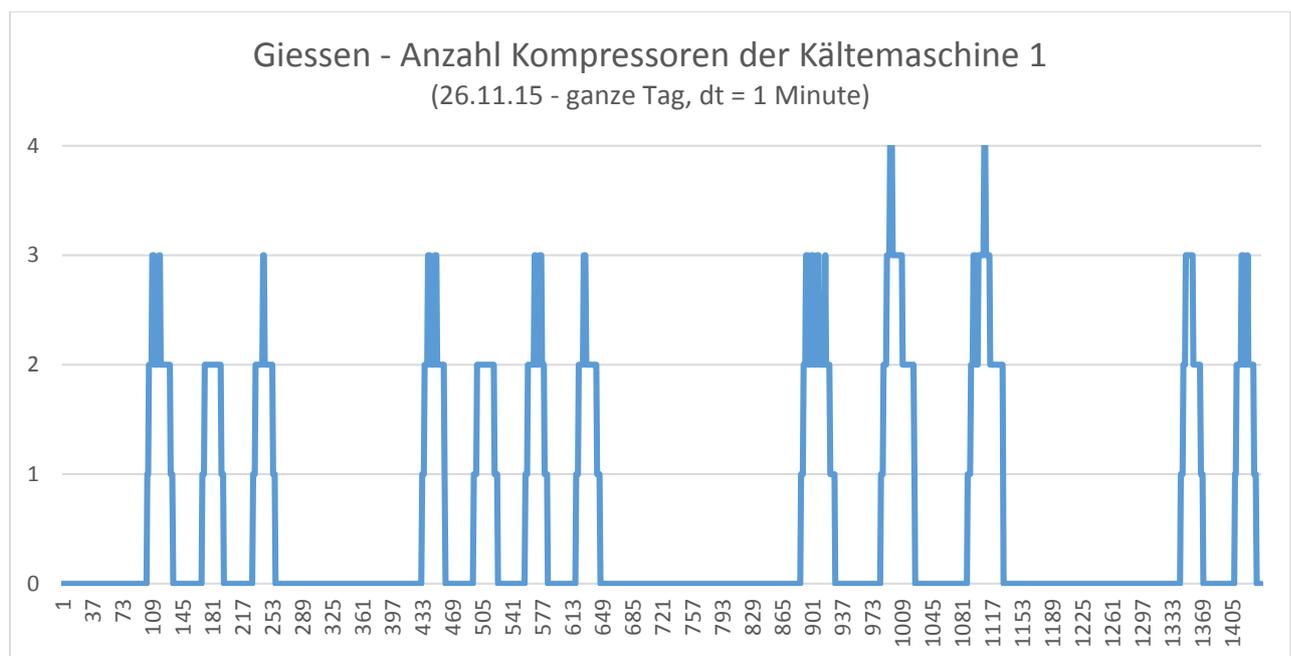


Abbildung 6: Anzahl der laufenden Kompressoren von Kältemaschine 1 im Haus Giessen. Über den Tag waren alle Kompressoren in Betrieb, z.T. aber nur sehr kurz. Der Mittelwert liegt dementsprechend bei nur 0.53 Kompressoren! (Tag: 26.11.2015: dt = 1 Minuten)

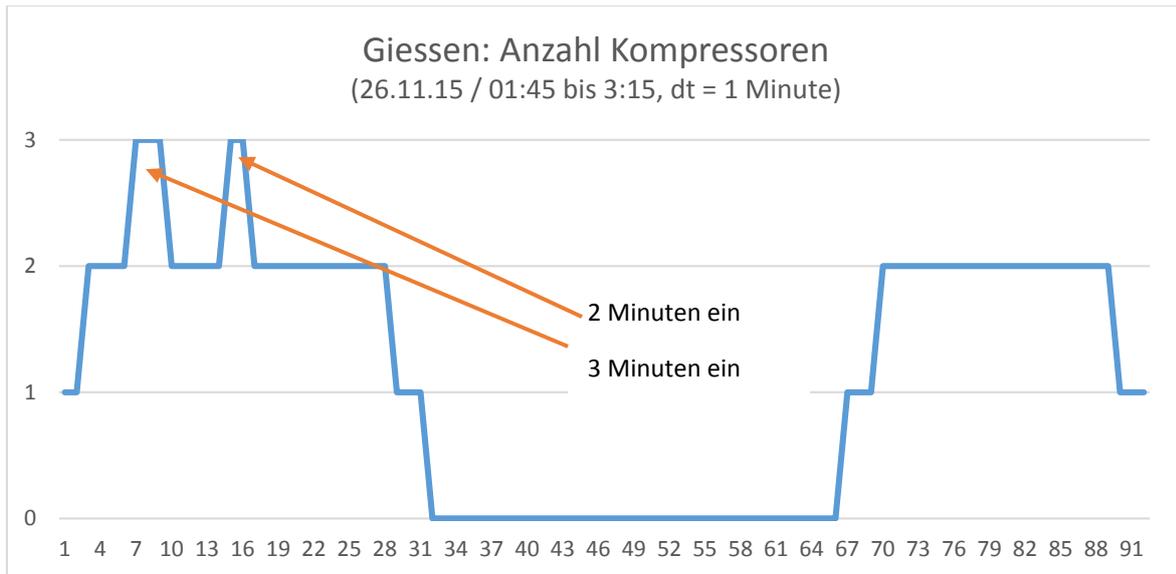


Abbildung 7: Detail-Darstellung der Kompressoren in Betrieb – Die Kompressoren sind teilweise nur wenige Minuten in Betrieb

4.2.1 Kompressoren Einsatz am 2.12.2015

Aufgrund unvollständiger Daten vom 26.11.15 werden im Folgenden der Einsatz der Kältemaschinen und deren Kompressoren exemplarisch vom Mittwoch, dem 2.12.2015 dargestellt.

(Datenquelle: [\2015 Lenum Innocheck\Messdaten\2015_1203_16Tage/ Uebersicht Kältemaschinen.xlsx](#))

In Abbildung 8 und Abbildung 9 ist die Anzahl der jeweils aktiven Kompressoren von Haus Giessen und dem Hauptgebäude dargestellt. Die taktende Einsatzweise ist auch hier gut zu erkennen.

Die mittleren Einsatzzeiten der einzelnen Kompressoren sind in Tabelle 2 und Abbildung 10 dargestellt. Die einzelnen Kompressoren laufen an diesem Tag zwischen 4% und 37%. Die Tagessummen der Kältemaschinen liegen zwischen 12% und 64%, mehrmals sind zwei Kompressoren gleichzeitig in Betrieb. Für den Kühlbedarf wäre an diesem Tag allerdings weniger als 1 Kompressor (von 8) je Gebäude ausreichend gewesen. Zum Zeitpunkt der Auswertungen standen leider noch keine Daten von Sommertagen zur Verfügung.

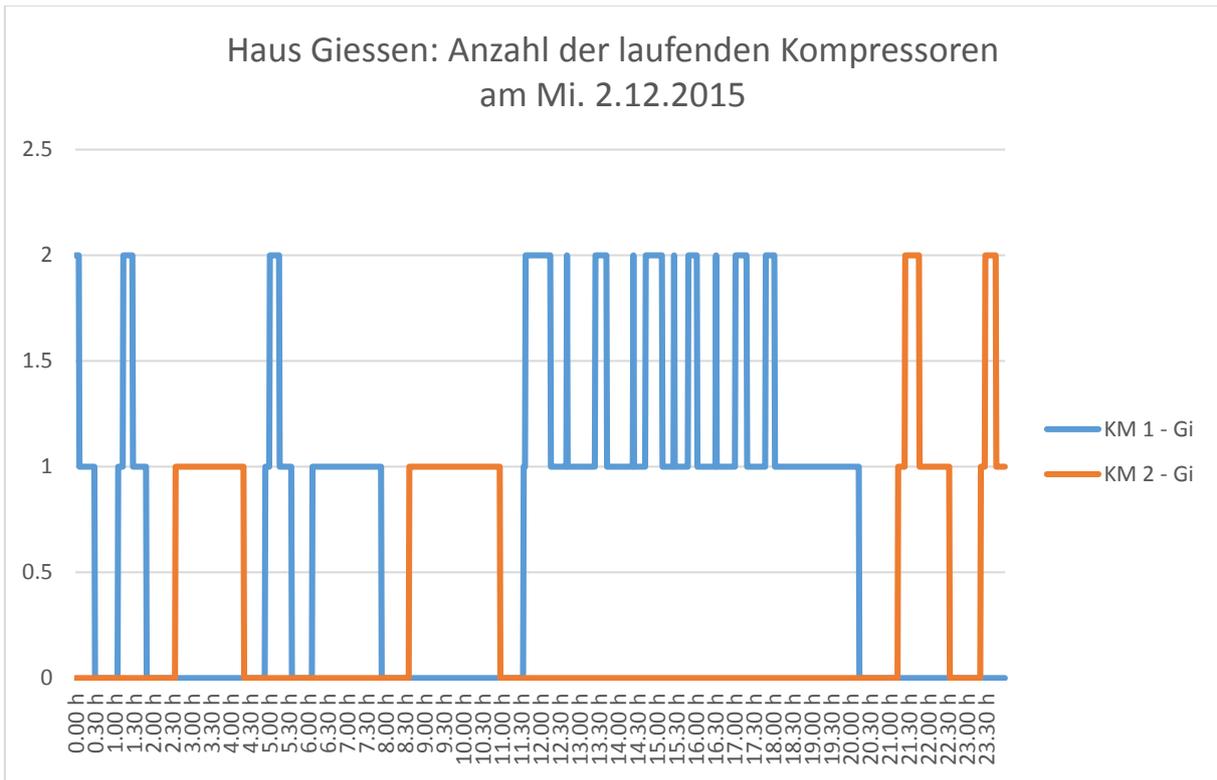


Abbildung 8: Einsatz der Kompressoren der beiden Kältemaschinen m Haus Giessen

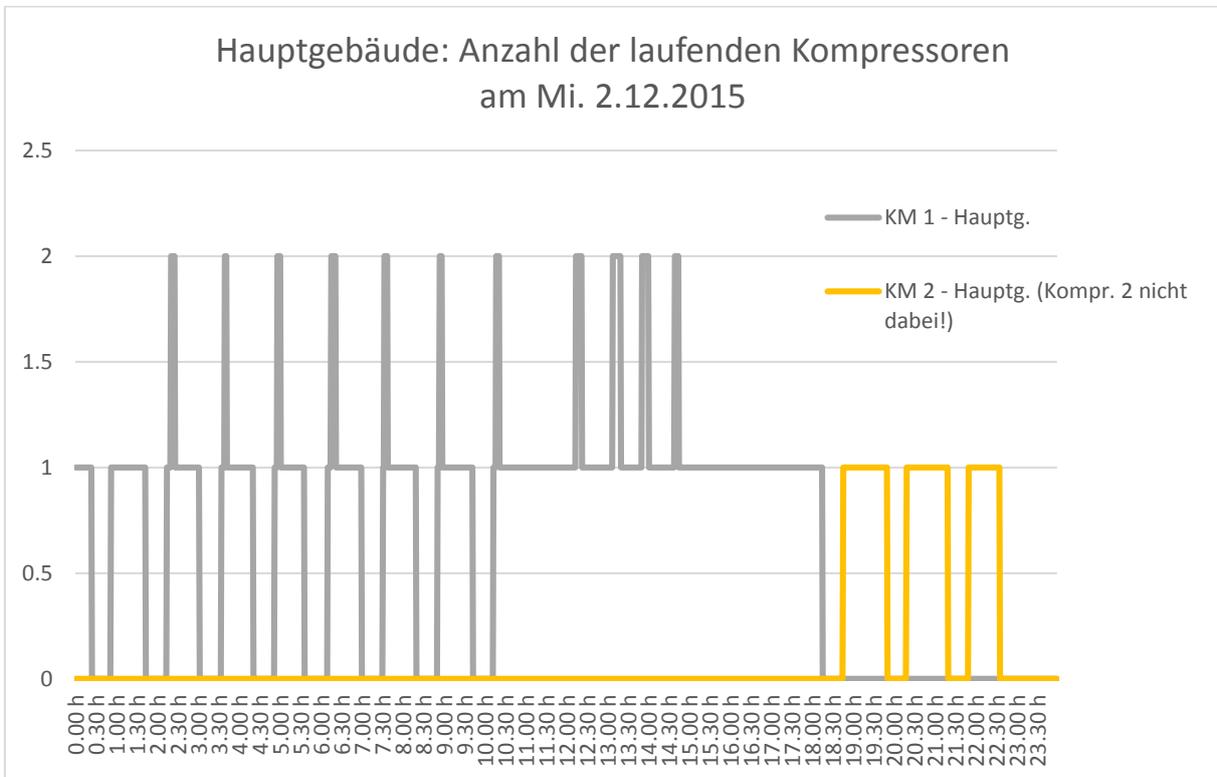


Abbildung 9: Einsatz der Kompressoren der beiden Kältemaschinen im Hauptgebäude am 2.12.2015

Mittelwerte der Kompressoren Laufzeit:

	Kompr. 1	Kompr. 2	Kompr. 3	Kompr. 4	Summe
Giessen - Kältemaschine 1	0.11	0.26	0.12	0.14	0.63
Giessen - Kältemaschine 2	0.04	0	0.12	0.12	0.28
Hauptg. - Kältemaschine 1	0.14	0.37	0.04	0.09	0.64
Hauptg. - Kältemaschine 2	0.04	keine Daten	0.05	0.03	0.12

Tabelle 2: Mittelwerte der Kompressoren Laufzeit am 2.12.2015

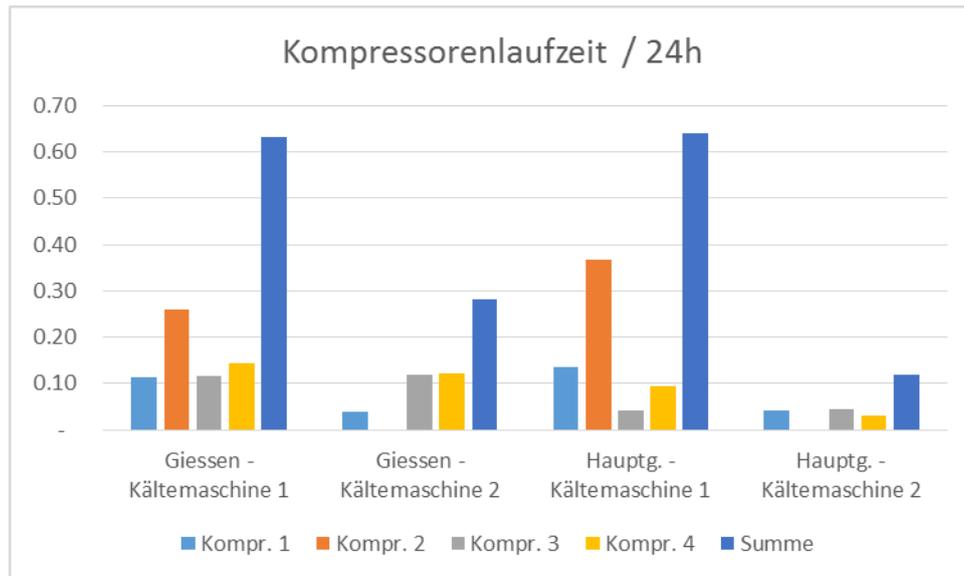


Abbildung 10: Mittelwerte der Kompressoren Laufzeit am 2.12.2015

5 Peakshaving Potential - Auswirkungen unterschiedlicher Tarife

Die Tarifgestaltung und damit auch die Aufteilung der Netzgebühren obliegen den einzelnen Energieversorgungsunternehmen (EVU) bzw. Netzbetreibern. Ausgehend vom Lastprofil können verschiedene Kundengruppen und Tarife gebildet werden. Für Kunden ab einem Jahresverbrauch von 100 MWh ist der Strommarkt seit 2009 liberalisiert. Die komplette Marktöffnung für alle Stromkonsumenten war fünf Jahre später geplant, wurde aber mehrmals verschoben und bislang noch nicht umgesetzt⁶.

Der Netzbereich ist ein natürliches Monopol, welches vom Staat durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) reguliert wird. Bei Streitigkeiten betreffend Elektrizitätstarifen, Netznutzungsentgelten oder Netzzugang entscheidet die ElCom als unabhängige richterliche Instanz⁷. Die ElCom gibt auch einen Überblick über die schweizweiten Tarife (Total, Netznutzung, Energie, Abgaben) für die spezifizierten Kundengruppen H1 bis H8 und C1 bis C7⁸. Die Gebühren für die Netznutzung der Kundengruppe C6 ist in Abbildung 11 dargestellt, da dieses Kundenprofil dem Lastprofil vom Haus Giessen am nächsten kommt.

Kategorie C6: 1'500 MWh/Jahr: Grosser Betrieb, **max.** beanspruchte Leistung: **400 kW**, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation (zum Vergleich: Anforderungen bei C5: bis 500 MWh & < 150 kW).

Die kantonalen Strompreise im Vergleich

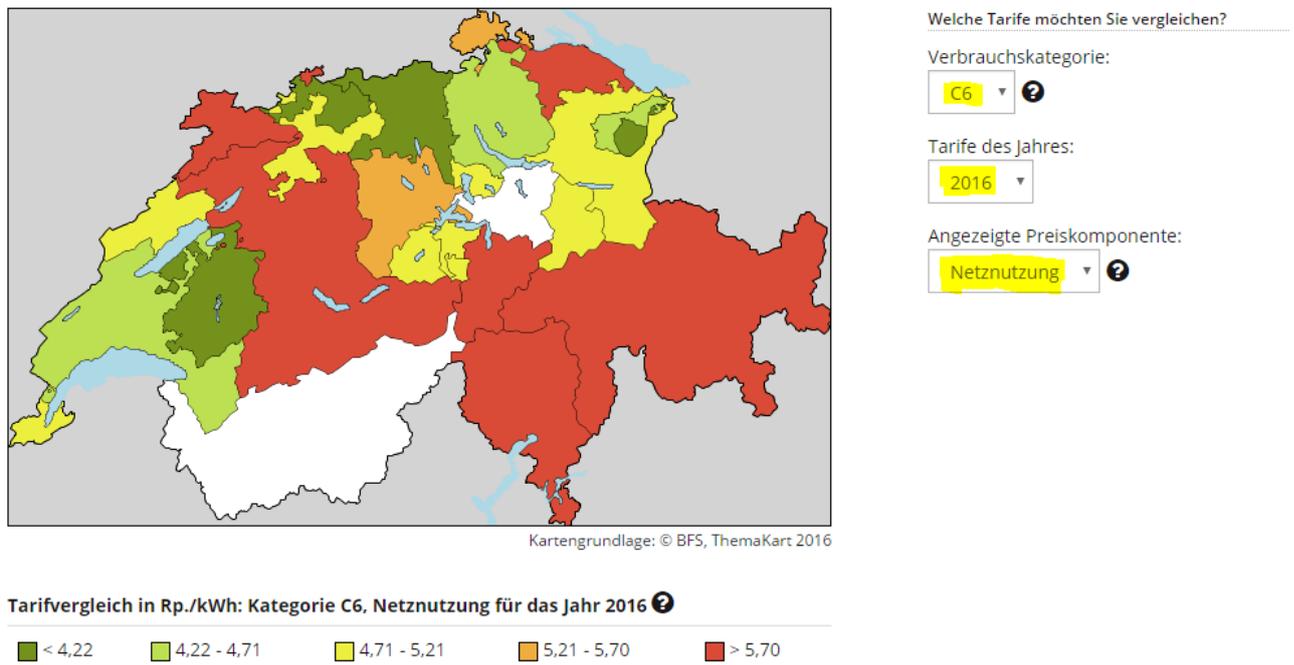


Abbildung 11: Übersicht über die Netzkosten der Kundengruppe C6

⁶ Letzte Details: <http://www.handelszeitung.ch/politik/bundesrat-verschiebt-strommarkt-liberalisierung-1072457> (Abgerufen am 12.8.2016)

⁷ Quelle: ElCom Homepage, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home.html> (Abgerufen am 12.8.2016)

⁸ Quelle: ElCom-Tarif Vergleich, <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx> (Abgerufen am 18.2.2016)

Die schweizweiten Kosten für die Netznutzung liegen bei der Verbrauchskategorie C6 im Bereich von 3.73 bis 6.71 Rp./kWh – umgelegt auf die definierte Jahresenergiemenge.

Für die folgenden Tarfbewertungen sind die wichtigsten elektrischen Kennwerte zur besseren Übersicht noch einmal in Tabelle 3 dargestellt. Man beachte, dass der Voll-Last-Stunden Anteil bei beiden Gebäuden deutlich über 3'000 liegt. Die Voll-Last-Stunden sind der Quotient der Jahresenergie (kWh) zur maximalen Jahres-Netzbezugsleistung (P-Max in kW). Diese bestimmen bei einigen EVU's die wählbare Tarifkategorie.

Auf Basis dieser Verbrauchsdaten wurde nun das mögliche Einsparpotential durch Peak Shaving Massnahmen bei sechs unterschiedlichen Tarifen verschiedener EVU's in der Region ermittelt. Dabei wurde von den jeweiligen Anbietern der jeweils bestmögliche Tarif gewählt. Die Berechnungen erfolgten anhand der Tarifblätter des Jahres 2016, auf Basis der Energie- und Leistungswerten des Jahres 2015.

	Hauptgebäude	Haus Giessen
Jahresenergie in MWh	626 MWh	1'097 MWh
Jahresenergie HT in MWh	367 MWh	583 MWh
Anteil HT in % (Energie)	59%	53%
Anteil HT in % (Stunden)	42%	42%
P-Max	173 kW	240 kW
Voll-Last-Stunden	3'622 h	4'568 h

Tabelle 3: Darstellung der wichtigsten Kennwerte für die Tarifabschätzung

Die möglichen Einsparpotentiale mithilfe von Peakshaving Massnahmen wurden exemplarisch für das Haus Giessen in Tabelle 4 dargestellt. Dabei handelt es sich um die absoluten monetären Einsparmöglichkeiten (in CHF) aufgrund einer Leistungsreduktion um 24 kW bzw. 48 kW (zwei Kompressoren). Die absoluten Netzkosten werden hier nicht betrachtet, da der Fokus rein auf dem Peakshaving Potential liegt. Weitere Tarif-Details sind in den Unterkapiteln 5.1 und 5.5 angeführt.

Übersicht über die Peakshaving Einsparpotentiale:

	Netztarif-Einsparung bei P-Max-Reduktion (exkl. MWSt)	bei 24 kW Red. (1 Kompr.)	bei 48 kW Red. (2 Komp.)	Einsparung
1) LKW	Max. 1/3 des HT-Grundpreises	305	687	CHF / Jahr
2) EW-Buchs	10.85 CHF / kW und Monat	3'125	6'250	CHF / Jahr
3) SGSW	7.41 CHF / kW und Monat	2'134	4'268	CHF / Jahr
4a) Repower (Aqua-Gewerbe)	8.80 CHF / kW und Monat	2'534	5'069	CHF / Jahr
4b) Repower (Smart-Grid-Tarif)	15.10 CHF / kW und Monat	(4'349)*	(8'698)*	CHF / Jahr
5) EKZ	7.80 CHF / kW und Monat	2'246	4'493	CHF / Jahr

Tabelle 4: Einsparpotential durch Peakshaving Massnahmen (alle Preisangaben sind exkl. MWSt.)
 (*: Den Smart-Grid-Tarif können aktuell nur für Detailkunden wählen)

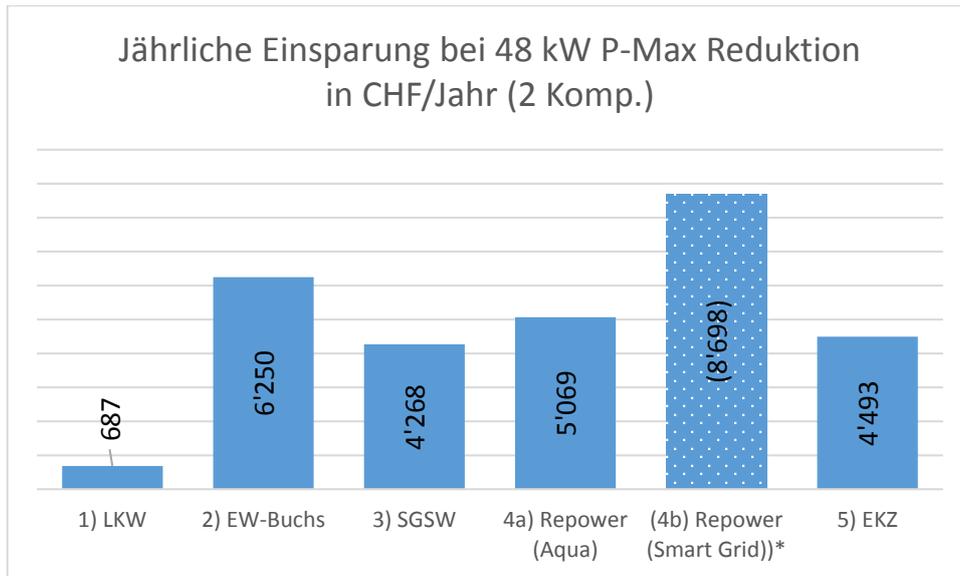


Abbildung 12: Einsparpotential durch Peakshaving Massnahmen (alle Preisangaben sind exkl. MWSt.)
 (*: Den Smart-Grid-Tarif können aktuell nur für Detailkunden wählen)

Die VP Bank befindet sich im Netzgebiet der LKW, welche in Bezug auf Peakshaving den geringsten Anreiz für eine Optimierung der Netzbelastung bietet. Wird die monatliche maximale Netzbezugsleistung um 48 kW reduziert (dies entspricht einer Verschiebung von 2 der 8 Kompressoren um ca. 30 Minuten), so reduzieren sich die Netzkosten um 687 CHF/Jahr. Die gleiche Reduktion führt beim EW-Buchs mit 6'250 CHF/Jahr zu einer neunfach höheren Einsparung. Mit 8'698 CHF/Jahr Einsparung würde der Smart-Grid Wahltarif von Repower den höchsten Anreiz bieten - da dieser aktuell aber nur Detailkunden angeboten wird, wurden die Werte in Klammern gesetzt.

5.1 Tarif der Liechtensteiner Kraftwerke (LKW, exkl. MWSt.)

Ausgangsbasis für die Tarifberechnung ist das Tarifblatt mit den Netznutzungspreisen der LKW für das Jahr 2016⁹. In Abbildung 12 werden die für die Berechnung relevanten Komponenten dargestellt.

Der Netzebühren berechnen sich aus dem Grundpreis (GP), dem Energieanteil im Nieder-Tarif (E_{NT}) und dem Energieanteil während der Hoch-Tarif-Zeit (E_{HT}). Der Arbeitspreis (AP) für die Netzebühren des HT-Anteiles ist über den sogenannten Wattbelag an die maximale Bezugsleistung der vergangenen 12 Monate gekoppelt (siehe Formel in Abbildung 12). Es gibt bei diesem Tarif aber keine direkte P_{Max} -Kopplung über einen Leistungspreis (LP).

$$\text{Netztarif} = \text{GP} + E_{NT} * \text{AP}_{NT} + E_{HT} * \text{AP}_{(HT\text{-Komponente} = f(\text{Jahres-Pmax}))} \dots \quad \text{«Wattbelag»}$$

Der AP-Mindestbeitrag liegt bei 2.30 Rp./kWh (= Faktor für NT-Anteil), der AP-Maximalbetrag liegt in der ungünstigsten Variante (gesamte Bezug in der HT-Zeit) bei maximal 3.45 Rp./kWh für den Netzkostenanteil. Die maximal mögliche Einsparung ist somit auf 1/3 der maximalen verbrauchsabhängigen

⁹ Link zum Tarifblatt der LKW: [..\..\LKW Netznutzungspreise 2016.pdf](#)

Netzkosten beschränkt! Damit bietet das Tarifsysteem der LKW den geringsten Anreiz für Peakshaving Massnahmen bei den betrachteten Tarifen.

Für Kundenanlagen mit Leistungsmessung (Jahresbezug mehr als 14'400 kWh in der Hochpreiszeit).

Anschluss mit Leistungsmessung 2)		
	Netzebene 2 – 5 Spannungsebene 10 kV	Netzebene 2 – 7 Spannungsebene 400 V
Hochpreis (H) - Min. Preis	2.30 Rp./kWh	6.10 Rp./kWh
- Max. Preis (a1)	3.45 Rp./kWh	9.15 Rp./kWh
Sensitivität (a0)	3.70	9.82
Niederpreis (N)	2.30 Rp./kWh	6.10 Rp./kWh
Systemdienstleistung (SDL) (inkl. Netzebene 1)	0.691 Rp./kWh	0.932 Rp./kWh

$$i(x) = a1 - \frac{a0}{x} \quad x = \frac{\text{Anzahl Monate} \cdot 1000 \cdot \text{max. Leistung} \cdot 3)}{\text{Stromverbrauch (H)}}$$

Abbildung 13: Tarifauszug der LKW

Verschiedene Einsparmöglichkeiten und dazugehörige Wattbeläge (x) sind in Tabelle 5 dargestellt.

Haus Giessen	P-Max	x (WB)	Tarif	Diff in %	Tarif Absolut	Einsparung / Jahr
	kW	-	Rp./kWh	%	CHF	
Jahres-P_Max	240.08	7.85	2.98	0.0%	17'362.79	-
2. höchstes P-Max	234.83	7.68	2.97	0.4%	17'301.36	-61.43
3. höchstes P-Max	234.74	7.67	2.97	0.4%	17'300.21	-62.57
Reduktion um 24kW (1 Komp.)	216.08	7.06	2.93	1.8%	17'057.50	-305.29
Reduktion um 48kW (2 Komp.)	192.08	6.28	2.86	4.1%	16'675.93	-686.86

Tabelle 5: Jährliches Einsparpotential bei verschiedenen Netzbezugsleistung
(P-Max = max. Jahres-Netzbezugsleistung, x = Wattbelag,)

5.2 Tarif des EW-Buchs (exkl. MWSt)

Beim EW-Buchs ist der Tarif „Expert“ für Kunden mit einem Jahresenergieverbrauch ab 48 MWh oder einem Leistungsbezug über 30 kW optimal¹⁰. Dementsprechend wurde das Peakshaving-Potential anhand dieses Tarifes ermittelt und die wichtigsten Komponenten kurz dargestellt. Die Benutzungsdauer

¹⁰ Anmerkung: Auf der Homepage wird aber darauf hingewiesen, dass Kunden ab 100 MWh Jahresenergiebedarf gerne persönlich beraten werden

(BD) beider Gebäude liegen über 3'000 Stunden - der Tarif des EW-Buchs bot damit von den regulären Tarifen den grösste Peakshaving-Anreiz mit einer Einsparung von 6'250 CHF/Jahr (siehe Tabelle 4).

Der Netztarif besteht hier aus einem Grundpreis (GP), dem Energieanteil im Nieder-Tarif (E_{NT}), dem Energieanteil während der Hoch-Tarif-Zeit (E_{HT}) und einem **Leistungspreis (LP) von 10.85 CHF/kW und Monat:**

$$\text{Netztarif} = \text{GP} + E_{NT} * \text{AP}_{NT} + E_{HT} * \text{AP}_{HT} + \text{LP} * P_{MAX}$$

Auszug aus dem Netznutzungs-Tarif „Expert“ des EW-Buchs:

- T1: Mo-Fr. 7 bis 19 Uhr, Rest ist T2
- $BD [h] = \text{Arbeit [kWh]} / P_{MAX} [kW]$... vom Vorjahr!
(Bsp. $BD = 3'000 \text{ h}$, $E = 100 \text{ MWh} \Rightarrow P_{max} = 33 \text{ kW!}$)

Netznutzungsprodukt	SPN400a / <u>BD < 3'000 h/a</u>	SPN400b / <u>BD > 3'000 h/a</u>
Verbrauchspreis	T1: 9.22	T1: 6.16
Netznutzung [Rp./kWh]	T2: 5.70	T2: 3.81
Systemdienstleistungen (SDL) [Rp./kWh]	0.45	0.45
Leistungspreis [CHF/kW Mt.]	<u>4.95</u>	10.85
Blindenergieüberbezug [Rp./kVarh]	4.50	4.50

Abbildung 14: Tarifauszug des EW-Buchs

Link zum Tarifblatt:

<http://www.ewbuchs.ch/Wasser-Strom/Stromversorgung/Strompreise-Zahlen-Fakten/Strompreise>

5.3 Tarif der Stadtwerke St. Gallen (SGSW, inkl. MWSt.):

Bei den Stadtwerken St. Gallen wird der „Netztarif G“ für grössere Industrie-, Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe mit einem Verbrauch von mehr als 48'000 kWh pro Jahr empfohlen. Beim Tarif entsprechend der Benutzungsdauer > 3'000 Stunden liegt die Einsparung bei 4'268 CHF/Jahr, bei einer P_{MAX} -Reduktion um 48 kW (Alle Ergebnisse siehe Tabelle 4).

Auch hier besteht der Netztarif aus einem Grundpreis (GP), dem Energieanteil im Nieder-Tarif (E_{NT}), dem Energieanteil während der Hoch-Tarif-Zeit (E_{HT}) und einem **Leistungspreis (LP) von 8 CHF/kW und Monat.**

$$\text{Netztarif} = \text{GP} + E_{NT} * \text{AP}_{NT} + E_{HT} * \text{AP}_{HT} + \text{LP} * P_{MAX}$$

- Netztarif = Leistungskomponente + AP + GB
- HT ist Mo-Fr. 7 bis 20 Uhr, Sa 7 bis 13 Uhr
- BD mit 3'000 Stunden (siehe 3.3.2)

Bei einem Jahresverbrauch von und einer Jahresbenutzungsdauer* von		< 100 MWh	> 100 MWh < 3'000 h	> 100 MWh > 3'000 h
Arbeitspreis	Hochtarif pro kWh	6,8 Rp.	6,8 Rp.	5,5 Rp.
	Niedertarif pro kWh	5,5 Rp.	5,5 Rp.	4,8 Rp.
Blindenergiepreis	Hochtarif pro kVarh	4,0 Rp.	4,0 Rp.	4,0 Rp.
	Niedertarif pro kVarh	3,0 Rp.	3,0 Rp.	3,0 Rp.
Grundpreis	pro Monat und Zähler	20.00 Fr.	50.00 Fr.	50.00 Fr.
Leistungspreis	pro Monat und kW	6.50 Fr.	6.50 Fr.	8.00 Fr.

Abbildung 15: Ausschnitt des Netztarif „G“ der Stadtwerke St. Gallen (SGSW)

Quelle: [Netztarif G gültig ab 01.01.2016 \(514 kB, PDF\)4](#)

5.4 Tarife von Repower (exkl. MWSt)

Für die Ermittlung des Standard-Peakshaving Einsparpotentials wurde bei Repower der Tarif Aquapower gewählt. Dieser Tarif ist für Geschäftskunden ab 60 MWh/a vorgesehen. Repower bietet unterschiedlichen Energie-Qualitäten an, welche im ersten Teil des Tarifnamens ersichtlich sind. Die Netzbenützungsbühren sind bei den Standard-Tarifen Solar-, Pure-, Aqua- und Mixpower aber ident.

Wie beim EW-Buchs und den Stadtwerken St. Gallen besteht hier der Netztarif aus einem Grundpreis (GP), dem Energieanteil im Nieder-Tarif (E_{NT}), dem Energieanteil während der Hoch-Tarif-Zeit (E_{HT}) und einem **Leistungspreis (LP) von 8.8 CHF/kW und Monat**.

$$\text{Netztarif} = \text{GP} + E_{NT} * \text{AP}_{NT} + E_{HT} * \text{AP}_{HT} + \text{LP} * P_{MAX}$$

		exkl. MWST	inkl. MWST	exkl. MWST	inkl. MWST	exkl. MWST	inkl. MWST
Netz Grundpreis	CHF/AP/Mt.			700.00	756.00	7'000.00	7'560.00
Netz Leistungspreis	CHF/kW/Mt.	8.80	9.50	8.80	9.50	6.10	6.59
Netz Tagespreis	Rp./kWh	5.40	5.83	3.20	3.46	1.50	1.62
Netz Nachtpreis	Rp./kWh	4.30	4.64	2.20	2.38	1.09	1.18
Netz Blindenergiepr.	Rp./kVarh	5.00	5.40	5.00	5.40	5.00	5.40
swissgrid SDL	Rp./kWh	0.45	0.49	0.45	0.49	0.45	0.49
Energie Tagespreis	Rp./kWh	11.20	12.10	11.20	12.10	11.20	12.10
Energie Nachtpreis	Rp./kWh	7.30	7.88	7.30	7.88	7.30	7.88
Abgaben Gemeinde	Rp./kWh	individuell		individuell		individuell	
Abgaben Bund	Rp./kWh	1.30	1.40	1.30	1.40	1.30	1.40

Abbildung 16: Ausschnitt aus dem Tarifblatt: Repower – Aquapower 2016 für Gewerbekunden (Link: [Aquapower 2016](#))

Allerdings bietet Repower mit den Smart Grid Tarifen auch ein Wahltarifsystem an, bei welchem die Netzkosten **ausschliesslich** auf Basis der aufgetretenen **Netzbezugsleistungen** ermittelt werden. Dieser Netztarif besteht somit nur aus einem **Leistungspreis von 15.1 CHF/kW und Monat**.

$$\text{Netztarif}_{\text{SmartGrid}} = \text{LP} * P_{MAX}$$

Hierbei handelt es sich um einen Wahltarifmodell für Detailkunden, weshalb die Ergebnisse der möglichen Netz-Tarif-Einsparung in Tabelle 4 in Klammern dargestellt wurden.

Netznutzung - Ihr Leistungsanspruch

		PACCHETTO					EFFETTIVO
		Netz-XS bis 1 kW	Netz-S bis 3 kW	Netz-M bis 5 kW	Netz-L bis 7 kW	Netz-XL bis 10 kW	NetzVar Variabel *
Inkludierte Leistung							
Netz Leistungspreis **	CHF/kW/Mt.						
Netz Paketpreis **	CHF/Mt.	15.00	45.00	77.00	108.00	157.00	15.10
Netz Bonus bei Unterschreitung	CHF/kW/Mt.	-	-9.50	-11.50	-12.40	-13.20	
Netz Malus bei Überschreitung	CHF/kW/Tag	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	
Rabatt bei Schaltung durch Netzbetreiber	%	-15%	-15%	-15%	-15%	-15%	-15%
Netz Blindenergiepreis	Rp./kVarh	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40

* Im Minimum wird eine Mindestleistung von 1kW in Rechnung gestellt.

**Die Swissgrid SDL sind im Leistungs- respektive Paketpreis eingerechnet.

Abbildung 17: Ausschnitt aus dem Tarifblatt: Repower - Smart Grid Tarife 2016

Quellen: http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-ch/files_PDF-DOC-XLS/02_Preisblaetter/Preisblaetter_2016/Tarifblatt_Final.pdf, <http://www.repower.com/ch/privatkunden/innovation-energieeffizienz/die-neue-smart-home-loesung-von-repower/>

5.5 Tarif der EKZ (exkl. MWSt.)

Auch bei den Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ) setzen sich die Netzgebühren aus einem Grundpreis (GP), dem Energieanteil im Nieder-Tarif (E_{NT}), dem Energieanteil während der Hoch-Tarif-Zeit (E_{HT}) und einem **Leistungspreis (LP) von 7.8 CHF/kW und Monat** zusammen.

$$\text{Netztarif} = \text{GP} + E_{NT} * \text{AP}_{NT} + E_{HT} * \text{AP}_{HT} + \text{LP} * P_{MAX}$$

Bei der Ermittlung des möglichen Einsparpotentials wurde der Tarif [Naturstrom basic Business](#), für Gewerbekunden ab einem Jahresenergiebedarf von 100 MWh/a herangezogen. Die mögliche Einsparung liegt hier bei einer P_{MAX} -Reduktion von 48 kW bei 4'493 CHF/a.

Alle Ergebnisse sind in Tabelle 4 dargestellt.

Netzpreise	unregelmässiger Leistungsbezug	regelmässiger Leistungsbezug
	Netzpreise EKZ Netz 16LS	Netzpreise EKZ Netz 16L
Hochtarif	6,70 Rp./kWh	1,95 Rp./kWh
Niedertarif	2,25 Rp./kWh	1,35 Rp./kWh
Grundpreis (je Messstelle pro Monat)	60.00 CHF	60.00 CHF
Leistungspreis	2.90 CHF/kW	7.80 CHF/kW
Blindenergiepreis	4,10 Rp./kVarh	4,10 Rp./kVarh
Systemdienstleistungen (SDL)	0,45 Rp./kWh	0,45 Rp./kWh
Bundesabgabe (Abgabe zur Förderung von erneuerbaren Energien und Abgabe zum Schutz der Gewässer und Fische)	1,30 Rp./kWh	1,30 Rp./kWh
Förderung Energieeffizienz	0,16 Rp./kWh	0,16 Rp./kWh
Konzessionsabgabe	1,00 Rp./kWh	1,00 Rp./kWh

Exkl. 8% MwSt.; auf die Hoch- und Niedertarife sowie den Grundpreis wird ein Bonus gewährt. Dieser liegt für Kunden der Mittelspannungsebene bei 4%.

Abbildung 18: Tarifauszug der EKZ

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die ausgelegte max. Übertragungsleistung je Netzebene ist ein wesentlicher Kostenfaktor bei der Netzinfrastruktur, welche durch die Netzgebühren finanziert wird. Um Anreize für einen effiziente Netznutzung zu geben, die Verursachergerechtigkeit zu erhöhen und einer möglichen Entsolidarisierung entgegen zu wirken, dürfte zukünftig die Netzbezugsleistung zunehmend für die Aufteilung der Netzgebühren herangezogen werden.

Mit den „Smart Grid Tarifen“ von Repower ist bereits ein Wahltarif eingeführt worden, in welchem die Netzgebühren der Detailkunden nur mehr von ihrer maximalen Netzbezugsleistung innerhalb der jeweiligen Abrechnungsperiode abhängen. Der Netzbetreiber will mit diesem Tarif die Kunden aktiv an der Energiewende beteiligen, weshalb in diesem Projekt auch die entsprechenden Verbrauchsinformationen visualisiert und Schaltmöglichkeiten für verschiedene Lasten zur Verfügung gestellt werden. Damit wird ein Smart Home Paket inklusive tariflicher Anreize für eine effiziente Netznutzung angeboten¹¹.

Das Tarifsystem der LKW bietet aktuell nur geringe finanzielle Anreize für Peakshaving Massnahmen, weshalb noch fünf weitere Tarife ausgewertet wurden. Bei diesen fünf Tarifen lagen die leicht möglichen Einsparungen bei mehreren Tausend Franken pro Jahr, womit Peakshaving für die VP Bank in diesen Netzgebieten durchaus attraktiv wäre.

Es ist davon auszugehen, dass das Interesse der Netzbetreiber an einer Flexibilisierung der Last steigen wird - und Sie dementsprechende Anreize bieten bzw. verstärken werden. Damit kann sowohl das Netz effizienter genutzt, als auch die Nachfrage an die zunehmende, fluktuierende Einspeisung der neuen erneuerbaren Energieträger herangeführt werden. Diese Entwicklung dürfte sich auch bei den Detailkunden fortsetzen, wo mit der Einführung von Smart Metern die Anzahl der nicht leistungsgemessenen Kunden zurückgehen wird.

¹¹ Details zur Smart-Home-Lösung von Repower: <http://www.repower.com/ch/privatkunden/innovation-energieeffizienz/die-neue-smart-home-loesung-von-repower/>

7 Anhang

7.1 Erkenntnisse bzgl. der Datenbeschaffung

Der Aufwand für die Datenbeschaffung war deutlich höher als erwartet, weshalb hier einige Erkenntnisse stichwortartig angeführt werden:

- Datenbeschaffung und Aufarbeitung war mit hohem Aufwand verbunden. Viele Werte stehen nur online zur Verfügung → Eine Speicherung musste von Siemens speziell implementiert werden (Kommunikationspartner: NTB – Fe-Partner - VP Bank – Siemens) -> Abklärungen, welche Daten möglich sind, welche Daten geliefert werden sollen, Dauer und Aufwand bis zur Umsetzung und ersten Datenlieferungen.
- Lücken in den Zeitreihen: Unvollständige Zeitreihen, z.T. übertragen Sensoren auch nur Werte bei einer Änderung der Messgrösse
- Vorhandene Sensoren nicht für diese Anwendung optimiert: Elektrische Grössen stehen häufig nicht im Vordergrund und werden dementsprechend nur zum Teil erfasst (z.B. Lüfter Ansteuerung in % oder Stufen => Auswirkungen auf den Energieverbrauch können ohne explizite Messung nicht belastbar abgeschätzt werden.
- Grosse Datenmengen => wenig geeignete Tools für eine Datenvisualisierung vorhanden (Excel, Matlab, Greeneye, etc.)
- Komplexe Systeme: Beschaffung eines Überblickes ist zeitintensiv...(z.B. Heizung & Klimatisierung: Funktion aus Übersichtspläne, Detailpläne und Beschreibungen - Dokumentation beschreibt die Struktur – für das Systemverhalten wären dann aber häufig die exakt applizierten Werte ausschlaggebend (z.B. Temperaturniveaus, etc.)!
- 1. Ansatz: Bottom up nicht erfolgreich (Datenbasis Leitsystem, elektrische Grössen z.T. nicht vorhanden (Messsystem) -> für belastbare Auswertungen wird ein Zeitraum von einem Jahr benötigt ($8'760h * 60Min/h = 525'000$ Datenpunkte pro Jahr und Grösse(!)), Ursache – Wirkung → lokale Maximas vs. globalen Maximas!)
- 2. Ansatz: Top Down mit LKW Daten erfolgreich
 - Maximas werden gesucht – dann über das Leitsystem Ursachen zugeordnet (so weit die aufgezeichneten Zeitbereiche übereinstimmen!)
 - Herausforderung: Zeiträume der vorhanden Daten z.T. nicht ident. (LKW-Lastgang von 2015, Leitsystem-Messwerte z.T. erst ab Ende 2015, etc...)

Lastgangdaten, Tarifberechnungen, Grafiken: [2015 Lastprofile VP Bank Beide.xlsm](#)

7.2 Maximalwerte der Monate

7.2.1 Haus Giessen (Marktgass 4)

Das Jahresmaximum ist im Jänner, die restlichen 5 Maximalwerte treten im Dezember auf

Monate ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Maximum	240	226	235	198	208	208	224	213	207	197	217	235
2. Höchste	228	220	228	197	204	206	224	212	204	195	214	231
3. Höchste	227	219	224	197	200	202	221	211	203	193	211	229

4. Höchste	225	219	223	197	200	202	220	211	203	193	207	228
5. Höchste	224	217	221	196	198	201	220	210	201	192	207	227
6. Höchste	224	217	220	196	195	201	219	202	199	191	206	225

Zeitstempel:

	Jänner & Dezember	kW
Maximum	Di 20.01.2015 10:00	240.08
2. Höchste	Di 22.12.2015 13:00	230.52
3. Höchste	Do 03.12.2015 12:00	228.74
4. Höchste	Di 22.12.2015 11:30	227.94
5. Höchste	Di 22.12.2015 12:45	227.10
6. Höchste	Di 22.12.2015 10:15	224.58

7.2.2 Hauptgebäude (Aeulestrasse 6) – Maximalwerte sind im Juli

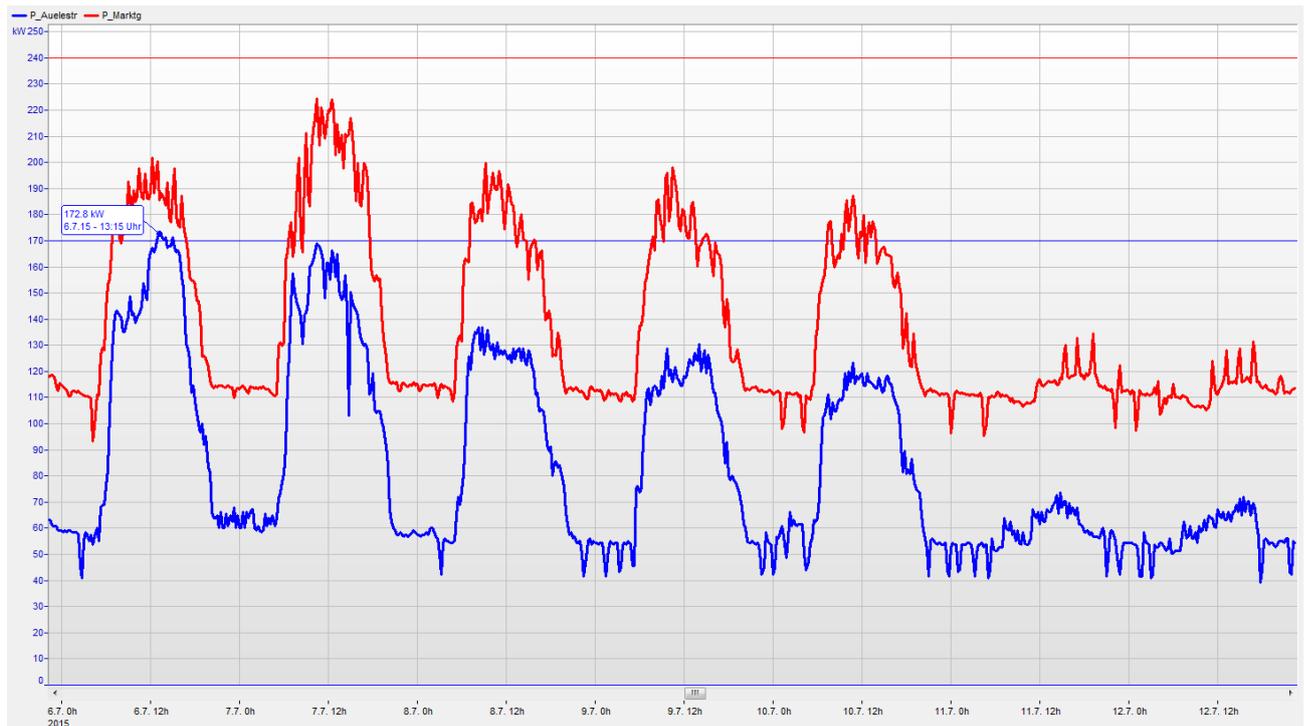
Die Maximalwerte treten alle im Juli auf:

Monate ->	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Maximum	170	166	157	137	130	154	173	146	131	146	131	140
2. Höchste	166	166	150	136	130	149	172	146	129	142	129	133
3. Höchste	166	165	150	128	129	146	171	146	129	140	128	133
4. Höchste	164	165	149	126	127	145	171	146	128	133	127	132
5. Höchste	164	164	148	125	126	142	171	146	128	125	126	130
6. Höchste	162	164	147	125	126	142	170	145	126	124	126	130

Zeittabelle: Alle 6 Max am gleichen Tag (Mo 6.7.) – sonst im Jänner noch hoch!

Juli	kW
Mo 06.07.2015 13:15	172.80
Mo 06.07.2015 13:30	172.00
Mo 06.07.2015 13:00	171.20
Mo 06.07.2015 14:00	171.20
Mo 06.07.2015 15:00	171.20
Mo 06.07.2015 13:45	170.40
Di 07.07.2015 10:30	168.80
Mo 06.07.2015 12:45	168.00

Lastgang der Woche, in welcher das P_{Max} des Hauptgebäudes aufgetreten ist:



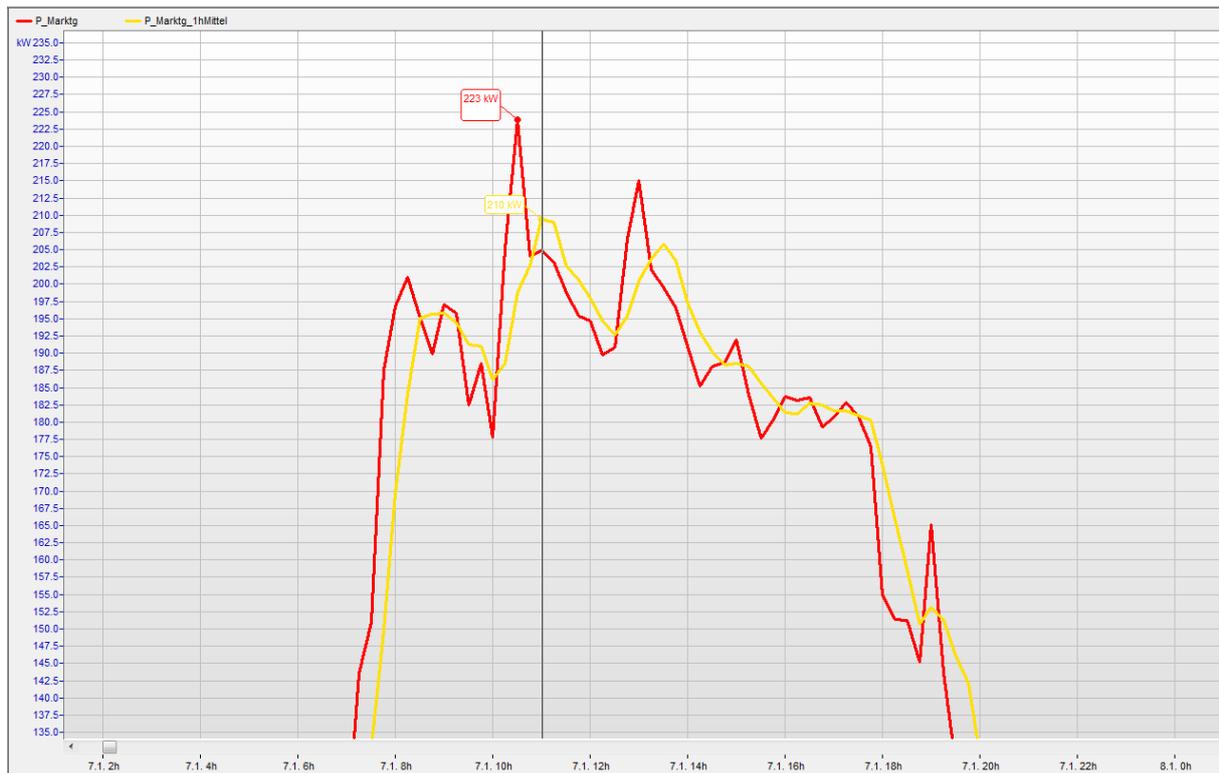
7.2.3 Wann sind die Maximas aufgetreten?

- Hauptgebäude:
 - Winter (Nov – April): 8:15 häufig, 7:15 im April (Sommerzeit?)
 - Die Maximas zur gleichen Zeit, an unterschiedlichen Tagen!!!
 - Sommer (Mai – Okt): 12:15 bis 14:30... immer!!!
 - Die Maximas sind an einem Tag z.B.
 - Juli (Jahresmax: Alle 6 Max am gleichen Tag (Mo 6.7.) – um die Mittagszeit!
 - Juni: Alle 20 Maximas sind am Di 30.6.!!
 - August: Die ersten 15 Maximas sind am Do 13.8.!!!
- Haus Giessen: Hier noch keine Auffälligkeiten erkannt – Alle Maximas am 6. und 7. Juli 2015 Tag aufgetreten!

7.3 Vergleich 15-Minuten und 60-Minuten Mittelwerte

Reduktion der Peaks, falls die Mittelwertbildung von 15-Minuten auf 60 Minuten erhöht würde:

- ⇒ Peaks sind relativ schmal => Reduktion sollte möglich sein
- ⇒ 1h-Mittelwerte => nur kurze Verschiebungen (!), aber man erkennt schon deutliche Reduktionen des P-Max!



Bsp. Haus Giessen: 15-Min: 223 kW
 60-Min: 210 kW -> 13 kW Diff (6%)

7.4 Werte in E-Abrechnung:

Bsp: Hauptgebäude: - Am 23.12. sind die Werte alle kleiner(!) – bei kumulierten Werten kaum möglich...

	Kältemaschine 1 - kumulierte Energie M'B1'MesE'E02'TrendEg	Kältemaschine 2 - kumulierte Energie M'B1'MesE'E03'TrendEg	Einspeisung Normalnetz HG - kumulierte Energie M'B1'MesE'E04'TrendEg
16.12.2015 00:00	84109	82112	623279
17.12.2015 00:00	84254	82113	625006
18.12.2015 00:00	84372	82169	626748
19.12.2015 00:00	84373	82323	628387
20.12.2015 00:00	84469	82369	629408
21.12.2015 00:00	84607	82370	630520
22.12.2015 00:00	84623	82513	632279
23.12.2015 00:00	51518	49028	182903
24.12.2015 00:00	84851	82632	635660
25.12.2015 00:00	84884	82741	636719
26.12.2015 00:00	84893	82876	637750
27.12.2015 00:00	85028	82877	638766
28.12.2015 00:00	85132	82923	640009
29.12.2015 00:00	85133	83137	641860
30.12.2015 00:00	85314	83156	643747

31.12.2015 00:00

85419

83261

645487

oder hier: - Sprung bei kumulierten Werten => Zählerwechsel?

	Kältema- schine 1 - ku- mulierte Ener- gie	Kältema- schine 2 - ku- mulierte Ener- gie	Rechenzentrum 3. OG - kumulierte Energie	Einspeisung Normalnetz HG - kumulierte Energie
01.01.2015 00:00	46224	36507	0	14344
02.01.2015 00:00	46225	36657	0	15049
03.01.2015 00:00	46226	36801	0	15728
04.01.2015 00:00	46227	36952	0	15808
05.01.2015 00:00	46228	37118	0	16378
06.01.2015 00:00	46229	37310	0	906163
07.01.2015 00:00	46230	37479	0	907248
08.01.2015 00:00	46231	37713	0	908942
09.01.2015 00:00	46232	37956	0	910626