

Fundamentalmodell und Potenzial zeitlich verschiebbarer Lasten in Österreich

Autor: Jürgen Hürner¹, Co-Autor: Wolfgang Woyke²

Einleitung

Lastverschiebung wird als eine der zentralen Methoden von Smart Grids kontrovers diskutiert. Mit einem Fundamentalmodell gelingt es, einfache Methoden der Lastverschiebung im gegenwärtigen Energiemarkt zu testen und zu bewerten. Beispielhaft zeigt eine Untersuchung, dass es möglich ist, durch gesteuerte Lastverschiebung von Verbrauchern mit einem Verlagerungspotenzial von 5,9 GW die Jahreslastspitze um ca. 257 MW zu senken.

Methodik

Das technische Potenzial elektrischer Verbraucher zur Lastverschiebung ist von vielen Faktoren abhängig. Dazu zählen die Tageszeit, die Jahreszeit und insbesondere die Akzeptanz der Anwender. Das Potenzial von Heizungs- und Klimatisierungssystemen ist jahreszeitlich wechselnd. Das Potenzial der E-Mobilität wird wohl in erster Linie von der Akzeptanz seiner Nutzer bestimmt werden, aber auf bestimmte Tageszeiten beschränkt sein. Im Detail wird dies noch lange im Unklaren liegen. Man wird dieser Sachlage deshalb am ehesten durch eine sehr grobe Modellierung gerecht.

Stellvertretend für eine große Anzahl möglicher Anwendungen werden hier Wärmepumpen, Weiße Ware (Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Trockner), Kühllhäuser, Gefriergeräte und E-Mobilität modelliert. In Summe stellen sie in Österreich ein maximales Verlagerungspotenzial von ca. 5,9 GW dar, das in einem Zeitraum von 2, 4 und 5 Stunden in seiner Nutzung verzögert werden kann.

Diese Potenziale werden durch „Bottom-up“ und „Top-down“-Analyse ermittelt. Die Potenziale werden dann in einem zweiten Schritt in Abhängigkeit der typischen Lastprofile dieser Anwendungen über die Zeit gewichtet. Dadurch kann die tageszeitliche und jahreszeitliche Abhängigkeit des Potenzials berücksichtigt werden.

Für einen ersten Ansatz wird eine feste Regel installiert, nach der die Lastverschiebung erfolgt. Bei einer möglichen Lastverschiebung von zwei Stunden wird die in der ersten Stunde vermiedene Last gleichmäßig in den darauf folgenden zwei Stunden nachgeholt. Bei einem Potenzial von vier Stunden wird angenommen, dass die ursprüngliche Last über zwei Stunden hinweg abgerufen wird. Im verschobenen Zustand wird diese dann über einen Zeitraum von vier Stunden nachgeholt. Ähnlich verhält sich die Situation bei fünf Stunden Lastverschiebung.

Die Lastverschiebung wird in der Simulation des Strommarkts in zwei Varianten einmal täglich nach zwei unterschiedlichen Kriterien ausgelöst:

- Variante A: rechtzeitig vor der Lastspitze.
- Variante B: rechtzeitig vor dem Auftreten des maximalen Spotpreis an der EXAA.

Dabei steht Variante A stellvertretend für die Anwendung des Verfahrens in der Netzführung, während Variante B einen Einsatz zur Optimierung im Energiemarkt darstellt

Ergebnisse

Wird das Verfahren der Lastverschiebung für jeden dritten Mittwoch im Monat des Jahres 2011 in Variante A und Variante B durchgeführt, so stellt man fest, dass der energiemarktorientierte Einsatz der Lastverschiebung (Variante B) bezüglich der Reduktion von Lastspitzen sich sogar negativ

¹ Fachhochschule Kufstein, Andreas Hoferstraße 7, 6330 Kufstein, +43 6606512518, Juergen.Huerner@gmx.net

² Fachhochschule Kufstein, Andreas Hoferstraße 7, 6330 Kufstein, +43 537271819120, Wolfgang.woyke@fh-kufstein.ac.at

auswirken kann (siehe Abbildung 1, April 2011). Während Variante B wie gezeigt am Beispieltag im Monat November diesbezüglich neutral war, führt Variante B am 3. Mittwoch im Monat April zu einem signifikanten Anstieg der Spitzenlast.

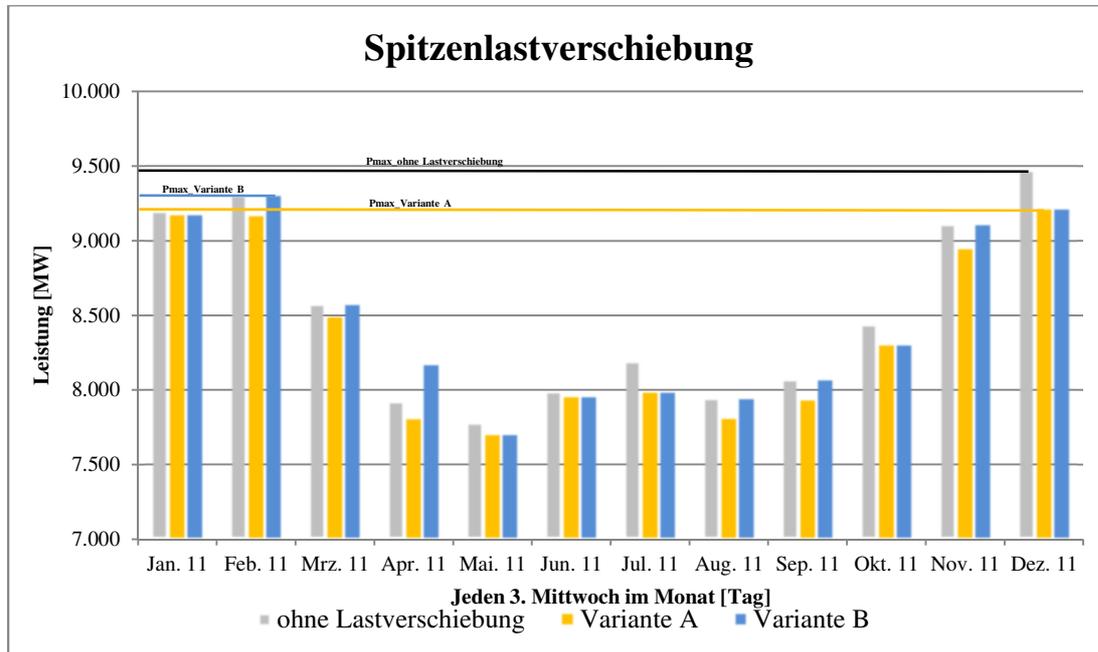


Abbildung 1: Monatliche Spitzenlast (ohne Lastverschiebung, mit Lastverschiebung gemäß Variante A und gemäß Variante B)

Ziel der Masterarbeit „Fundamentalmodell für Smart Grids im gegenwärtigen Erzeugungsmarkt“ war es, die Auswirkungen von Lastverschiebung auf die Jahreshöchstlast zu quantifizieren. Abbildung 1 zeigt deutlich, dass eine durch Leistungsspitzen ausgelöste Lastverschiebung diese Leistungsspitzen in ihrem Betrag reduzieren kann. Die höchste Last jeweils am 3. Mittwoch eines Monats im Jahre 2011 an elektrischem Verbrauch fand im Dezember 2011 um 17:00 Uhr mit einem Wert von 9.478 MW statt. Da auch der EXAA-Preis an diesem Tag um 17:00 Uhr mit 63,33 Euro am höchsten war, ist das Ergebnis der Lastverschiebung für die Variante A und Variante B gleich. Nach dem Lastverschiebungsmodell konnte an diesem Tag die Spitzenlast um 257 MW reduziert werden, was einem Minus von 2,72 Prozent zur ursprünglichen Last entspricht.

Allerdings würde sich bei einer energiemarktgeführten Lastverschiebung dieser Wert auf 168 MW reduzieren, weil in diesem Falle im Monat Februar ein höherer Wert der Lastspitze den Spitzenwert im Monat Dezember ablöst.

Zusammenfassung

In einer bewusst einfach ausgeführten Simulationsumgebung können die prinzipiellen Effekte der Lastverschiebung gezeigt und quantifiziert werden. Da Lastverschiebung heute noch keine wesentliche kommerzielle Rolle im Energiemarkt spielt und in ihrer Ausprägung in einem regenerativen Energiekonzept der Zukunft noch nicht erkennbar ist, wird hier ein heuristisch plausibler Auslöse- und Steuerungsalgorithmus vorgeschlagen und in der Simulation implementiert. Als technisches Potenzial der Lastverschiebung kann man mit Hilfe der Simulation einen Wert von 257 MW zur Reduktion der Jahreshöchstlast abschätzen. Dies geht davon aus, dass sich elektrische Anwendungen mit einem Verlagerungspotenzial von 5,9 GW diesem Regime der Lastverschiebung unterwerfen. Das Potenzial der Lastverschiebung ausgewählter Verbraucher liegt also im einstelligen Prozentbereich des Verlagerungspotenzials.