

PRÄVENTIVES NETZENGPASSMANAGEMENT DURCH DIE NUTZUNG REGIONALER FLEXIBILITÄTSMÄRKTE AUF VERTEILNETZEBENE

Frederik PAULAT¹, Jessica HERMANN¹, Kevin KOTTHAUS¹,
Sven PACK¹, Jan MEESE¹, Markus ZDRALLEK¹, David PETERMANN²

Inhalt

Durch die vermehrte Installation von regenerativen, volatilen Einspeisern in die Verteilnetzebenen erlangt der Umbau der Verteilnetze hin zu Smart Grids eine immer größere Rolle um einen oft überdimensionierten Netzausbau zu vermeiden. Bereits heute können Netzautomatisierungssysteme (SGS) Netzengpässe durch eine Echtzeitregelung ausgewählter Anlagen im Netz beseitigen [3]. Jedoch rücken zur präventiven Netzengpassvermeidung, um die unzulässigen Netzzustände gar nicht erst auftreten zu lassen, lokale Flexibilitätsmärkte verstärkt in den Fokus [1]. Dabei wird der Ansatz verfolgt, bei einem prognostizierten Netzengpass geeignete Flexibilität über den Markt anzufragen und zum Zeitpunkt des Ereignisses abzurufen. Der Vorteil liegt in der Erschließung eines größeren Anlagenpools im Vergleich zur Netzautomatisierung, sowie in der Vermeidung der Zwangsmaßnahmen gegenüber einzelnen Anlagen. Bei der Ausgestaltung eines solchen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene ist darauf zu achten, dass die technische Wirksamkeit der Anlagen auf eine Zustandsverletzung stets gewahrt wird. In dem hier vorgestellten Ansatz zur Etablierung eines solchen Marktes wird daher die Aufteilung in einzelne Handelsplätze als sinnvoll erachtet.

Durch die Unterteilung der Handelsplattform in einzelne Handelsplätze (siehe Abbildung 1) wird sichergestellt, dass die Anlagen, die an dem Markt teilnehmen wollen, auch dem physikalisch dazugehörigen Netzbereich zugeordnet werden. Jeder Handelsplatz stellt ein Monopson dar, d.h. nur der Verteilnetzbetreiber des abgebildeten Netzgebiets kann Flexibilität nachfragen. Bei einem Engpass im eigenen Netzgebiet wird die Ausschreibung benötigter Flexibilität an die zugeordneten Anlagen adressiert. Grundsätzlich berücksichtigt dieses Modell sowohl die Mittelspannungsebene als auch die Niederspannungsebene. Da zwischen den Spannungsebenen ebenfalls physikalische Verbindungen bestehen und somit auch hier ein Flexibilitätsaustausch sinnvoll sein kann, müssen auch die dazugehörigen Handelsplätze miteinander interagieren können. Dabei kann ein Handelsplatz (MS-Ebene) als Nachfrager von Flexibilität an den untergeordneten Handelsplatz (NS-Ebene) herantreten. Eine

Voraussetzung ist die hinterlegte Verbindung der beiden Handelsplätze im Flexibilitätsmarkt. Auch steht der Flexibilitätsmarkt den Betreibern virtueller Kraftwerke offen, da ihre weit gestreuten Anlagen ebenfalls auf die einzelnen Handelsplätze verteilt werden können. Dieser Aspekt erscheint vor dem Hintergrund eines möglichst großen Flexibilitätsangebots sinnvoll.

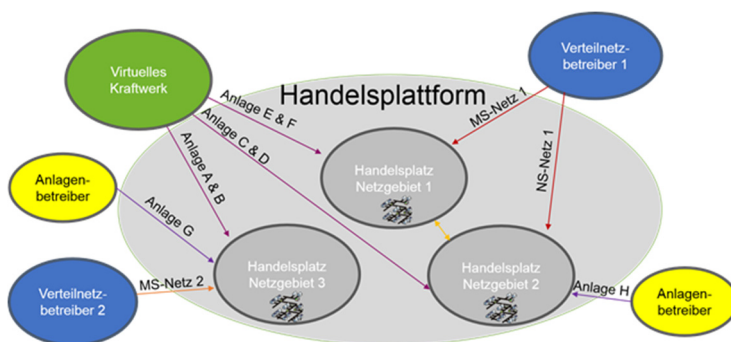


Abbildung 1: Unterteilung der Handelsplattform

Die Variabilität des Konzepts für die unterschiedlichen Spannungsebenen macht jedoch eine Ausschreibungsunterscheidung sinnvoll. Zum einen unterscheiden sich die benötigte Leistung und damit die gehandelten Energiemengen deutlich voneinander. Andererseits sind in der Mittelspannung potentiell mehr Anlagen über eine Netzautomatisierung regelbar.

¹ Bergische Universität Wuppertal, Rainer-Gruenter-Strasse 21, 42119 Wuppertal, Tel.: +49 202 4391617, www.evt.uni-wuppertal.de

² ENTEGA AG, Frankfurter Straße 100, 64293 Darmstadt, Tel.: +49 625 17010, www.entega.ag

Daher wird auf Mittelspannungsebene der Flexibilitätsbedarf in zwei Ausschreibungen aufgeteilt, während auf der Niederspannungsebene nur eine Ausschreibung vorgenommen wird. Dadurch soll die Möglichkeit, Anlagen bedarfsgerecht zu regeln, berücksichtigt werden ohne den Flexibilitätsmarkt auf die Anlagen mit SGS-Anschluss zu beschränken. So kann ein unnötiger Abruf von Flexibilität und damit verbundene Kosten vermieden werden. In der Niederspannung wird aufgrund der steigenden Komplexität des Systems und der geringeren Energiemengen und Kosten zumeist auf diese Möglichkeit verzichtet. Zur Flexibilitätsbedarfsbestimmung stehen zwei Verfahren im Fokus der Untersuchungen, die in diesem Beitrag anhand von geeigneten Szenarien näher beleuchtet und bewertet werden. Dabei liegt der Fokus auf der Eignung dieser Verfahren für unterschiedliche Netzebenen und für die Ausschreibung. Zusätzlich werden die Verfahren hinsichtlich der benötigten Daten bewertet.

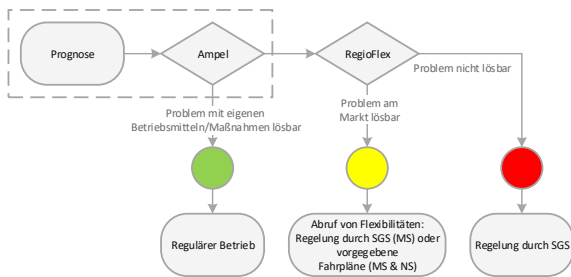


Abbildung 2 verdeutlicht die Ansiedlung des Flexibilitätsmarktes in der BDEW Kapazitätsampel. Die hier beschriebenen Aktionen am Flexibilitätsmarkt finden sich demnach in der gelben Ampelphase wieder. Diese ist durch einen sich abzeichnenden Netzengpass gekennzeichnet und dauert bis zur Vermeidung der Grenzwertverletzung an. Kann der Netzengpass nicht im Vorfeld vermieden werden, geht die gelbe Ampelphase zum Zeitpunkt des Netzengpasses in die rote Ampelphase über. [2] [3]

Abbildung 2: Ansiedlung des Flexibilitätsmarktes in der BDEW Kapazitätsampel

Zur Vermeidung der roten Ampelphase wird bei der Ausschreibung am Flexibilitätsmarkt wie in Abbildung 3 dargestellt vorgegangen.

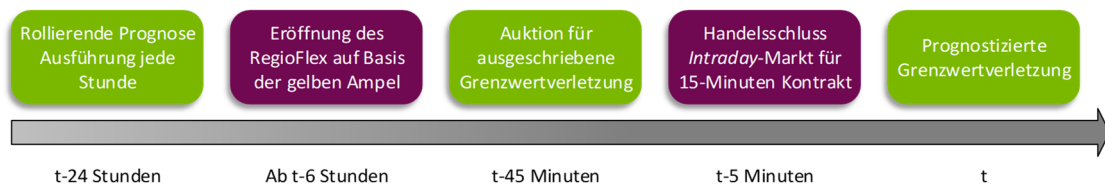


Abbildung 3: Vorgangsweise bei der Ausschreibung am Flexibilitätsmarkt

Grundsätzlich basieren die eingesetzten Netzzustandsprognosen auf Wetterprognosen und historischen Lastgängen. Jede Stunde wird auf Basis der Daten eine aktualisierte Netzzustandsprognose mit einem Zeithorizont von 24 Stunden erstellt. Wird ein Netzengpass erkannt, wird die Prognose weiterhin jede Stunde aktualisiert. Frühestens sechs Stunden vor Eintritt des Netzengpasses wird der Flexibilitätsmarkt eröffnet. Auf Grundlage des ermittelten Bedarfs können nun die Anlagen des betroffenen Handelsplatzes ihre Angebote abgeben. Der Zuschlag erfolgt 45 Minuten vor Beginn der Grenzwertverletzung. Der Zeitpunkt ist entscheidend, da die ggf. anbietenden Anlagenbetreiber die abgerufene Energie am Intraday-Markt einkaufen müssen um die Bilanzkreise auszugleichen bzw. den Eigenbedarf zu decken. Zusätzlich zur Vorstellung des Konzeptes regionaler Flexibilitätsmärkte werden verschiedene Netzsituationen untersucht und über den Flexibilitätsmarkt gelöst, sodass eine Aussage über die wirtschaftlichen Aspekte eines solchen Marktes getroffen werden kann.

Literatur

- [1] Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Winkler, J.; Antoni, J.; Stiegler, M.; Friedrich, W.: "Flexibilitätsmärkte für die gelbe Ampelphase im intelligenten Stromnetz", Tagungsband zur ETG-Fachtagung 145 „Von Smart Grids zu Smart Markets“, Kassel (2015)
- [2] R. Apel, V. Berg, B. Fey, K. Geschermann, W. Glaunsinger, A. v. Scheven, M. Stötzer und S. Wanzek, „Regionale Flexibilitätsmärkte,“ VDE ETG, Frankfurt am Main, Germany, Sep. 2014. bdeW, "Smart Grids Ampelkonzept, Ausgestaltung der gelben Phase", March 2015
- [3] BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz,“ Diskussionspapier, Berlin, Germany, Feb. 2017.