

Stellungnahme zum Impulspapier „Strom 2030“

Dr.-Ing. Hendrik Schaede, Adaptive Balancing Power GmbH
Hendrik.Schaede@adaptive-balancing.de

Trend 10: Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleistet

Aktuell wird die dynamische Systemstabilität¹ maßgeblich durch die Trägheit und Momentanreserve der konventionellen Kraftwerke in Deutschland sowie der benachbarten Kraftwerke beispielsweise in Frankreich und Polen sichergestellt. Durch die Umsetzung der Energiewende werden diese Kraftwerke – nicht nur in Deutschland – immer mehr aus dem Markt gedrängt und durch Erneuerbare Energien ersetzt. Vor diesem Hintergrund ist es als kritisch zu betrachten, dass Erneuerbare Erzeuger keine Trägheit besitzen und damit keine Momentanreserve bereitstellen.

Beispiele für die Notwendigkeit alternativer Methoden zur Aufrechterhaltung der dynamischen Systemstabilität zeigen kleinere Stromnetze wie das irische oder englische auf. Aufgrund ihrer Größe und dem relativ hohen Anteil Erneuerbarer Energien² sind diese Netze wesentlich weniger stabil als das deutsche. Die Netzfrequenz ist stärkeren Schwankungen unterworfen. Sowohl der englische als auch der irische Netzbetreiber sehen bereits heute die Notwendigkeit neue Systemdienstleistungen zur dynamischen Netzstabilisierung einzuführen.³

Beim Einsatz von Anlagen zur dynamischen Netzstabilisierung muss zwischen zwei Arten unterschieden werden: „hart“ synchron gekoppelte Anlagen, sowie „weich“ gekoppelte Anlagen. „Hart“ gekoppelte Anlagen verhalten sich wie Generatoren konventioneller Kraftwerke. Sie bilden das Stromnetz und stellen Leistung instantan zur Verfügung. Die aktuell in Deutschland installierten Energiespeicher sind „weich“ gekoppelt. In der Regel benötigen die Systeme mindestens 0,5 s bis zur Leistungserbringung. Sie sind damit nicht in der Lage das Stromnetz zu bilden. Sie können nur in einem bestehenden Netz betrieben werden und zu dessen Stabilität beitragen.

In Inselnetzen sind tagtäglich Verfahren im Einsatz, bei denen Energiespeicher die Netzbildung übernehmen. Die Speicher sind „hart“ auf die Netzfrequenz gekoppelt. Sie emulieren das dynamische Verhalten der konventionellen Generatoren und regeln instantan Frequenz und Spannung des Stromnetzes.

Weder im Inselnetz, noch im Verbundnetz können die konventionellen Generatoren ohne solche Mechanismen abgeschaltet werden, es käme zum Black-Out.

Diese „harte“ Kopplung des Speichersystems führt zu einer großen Belastung des Speichermediums. Die zu erbringenden Rampen werden steiler, die Zyklenanzahl steigt. Gleichzeitig sinkt die benötigte Kapazität.

¹ Dynamische Systemstabilität meint hier das Aufrechterhalten der Leistungsbilanz im Stromnetz unter Einbeziehung dynamischer Vorgänge. Der relevante Zeitbereich reicht von Millisekunden bis wenige Minuten. In der aktuellen Diskussion wird häufig über den mittelfristigen Ausgleich der erzeugten und verbrauchten Energiemengen gesprochen, häufig in Form von 15min-Werten.

² Irland 2014: 22,7 % EE; England 2015: 25 % EE

³ DS3 in Irland; Enhanced Frequency Response (EFR) in England

Schwungmassenspeicher werden diesen Anforderungen bestmöglich gerecht⁴. Mehrere deutsche Unternehmen bieten diese Speichersysteme an⁵. Dabei greifen die Unternehmen auf die in Deutschland etablierten Wertschöpfungsketten des Maschinenbaus, der Elektrotechnik und der Informatik zurück. Die Deutsche Industrie ist bei der Schwungmassenspeichertechnologie weltweit führend, gefolgt von den USA und Kanada.

Für eine ökonomische Fortführung der Energiewende gemäß den Zielen der Bundesregierung führt mittelfristig kein Weg an Systemdienstleistungen zur dynamischen Netzstabilisierung vorbei. Die folgenden Rahmenbedingungen sind dabei zwingend nötig:

1. Es müssen Vergütungsmodelle und Märkte für Systemdienstleistungen zur dynamischen Netzstabilisierung geschaffen werden (Momentanreserve, Trägheit).
2. Die Vergütungsmodelle müssen netzbildende Anlagen berücksichtigen. Netzbildende Systeme müssen anders vergütet werden als Anlagen mit langsameren Reaktionszeiten.
3. Die Vergütungsmodelle müssen technologieneutral sein und die Qualität der erbrachten Dienstleistung berücksichtigen (Pay-for-Performance). Technologien mit geringen Leistungszeiten dürfen nicht regulatorisch diskriminiert werden. Der Einsatz von dynamischen Energiespeichern wie Schwungmassenspeichern zur Erbringung der Systemdienstleistungen muss technisch und wirtschaftlich ohne Umwege möglich sein.⁶

Zum aktuellen Zeitpunkt sind die Kosten dieser Systemdienstleistung in den Betriebskosten der konventionellen Kraftwerke versteckt. Der Wert der Dienstleistung ist damit unbekannt. Ausgangspunkt für die tiefergehende Analyse sollten weitere Studien sein. Diese müssen den benötigten Umfang der Systemdienstleistung analysieren sowie den Wert der netzbildenden Funktion, der Reaktionsgeschwindigkeit und der Dauer der Leistungserbringung unabhängig der bestehenden Regularien bestimmen.

Deutschland kann im Bereich der dynamischen Stromnetzstabilisierung eine Vorreiterrolle einnehmen. Gleichzeitig kann Deutschland den technologischen Vorsprung im Bereich der Schwungmassenspeicher weiter ausbauen. Es entstehen Arbeitsplätze und Produkte „Made in Germany“ für einen globalen Markt.

Gerne stehe ich für weitere Gespräche und Diskussionen zu der Thematik bereit.

⁴ Eine Alternative zu Schwungmassenspeichern wären z.B. Li-Ion Batterien. Aufgrund der geringen benötigten Kapazität und der unbegrenzten Zyklenlebensdauer ist die Nutzung von Schwungmassenspeichern in diesem Fall jedoch deutlich wirtschaftlicher.

⁵ Deutsche Hersteller von Schwungmassenspeichern sind beispielsweise das Unternehmen des Autors Adaptive Balancing Power sowie Stornetic und Piller. Weitere deutsche Unternehmen entwickeln aktuell Schwungmassenspeicher.

⁶ Aktuell können nur Speicher mit großen Leistungszeiten für die Erbringung von Systemdienstleistungen präqualifiziert werden. Beispielsweise schreibt der Übertragungsnetzbetreiber für die Primärregelleistung ein Vorhalten der Leistung in positiver wie in negativer Richtung von mindestens 30 Minuten vor, siehe „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung“.

www.regelleistung.net/ext/download/anforderungBatterien