

Inertia Certificates - Bedeutung und Wert von Momentanreserve für den Verbundnetzbetrieb

Wolfgang Gawlik*, Alois Lechner**, Robert Schürhuber**

*) TU Wien, ESEA, Gusshausstraße 25/E370-1, 1040 Wien, gawlik@ea.tuwien.ac.at

**) Andritz Hydro GmbH, Wien, alois.lechner@andritz.com / robert.schuerhuber@andritz.com

Kurzfassung:

Die verlässliche Bereitstellung von Systemdienstleistungen rückt immer mehr in den Fokus der Netzbetreiber, welche für den stabilen Netzbetrieb verantwortlich sind. Eine dieser stabilitätsrelevanten Eigenschaften ist die Schwungmasse, welche die Momentanreserve bereitstellt. Klassisch wird die Momentanreserve über die Schwungmasse der elektrisch direkt ans Netz gekuppelten Anlagen bereitgestellt, welche über rotierende Massen verfügen. Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen besitzen inhärent häufig eine Trägheitskonstante von 0. Sie tragen also ohne besondere Maßnahmen nicht zur Gesamtträgheitskonstante des Netzes bei. Für diese Systemdienstleistung ist in den meisten Regelzonen jedoch noch kein Markt vorhanden und damit auch keine Motivation, Momentanreserve oder Regelleistung, die schneller als Primärregelung erbracht wird („Enhanced Frequency Response“) bereitzustellen. Im Beitrag werden „Inertia Certificates“ eingeführt und vorgestellt: Anlagen, die gar keine Momentanreserve bereitstellen können, müssen sich die gesamte notwendige Rotationsenergie in Abhängigkeit ihres abgelieferten Fahrplans in Form von Inertia Certificates verschaffen. Anlagen, die die Anforderungen nach Momentanreserve übererfüllen, können sich dies in Form von Inertia Certificates vergüten lassen.

Keywords: Momentanreserve, Schwungmasse, synthetische Inertia, Inertia Certificates, Systemdienstleistungen, Systemstabilität

1 Bedeutung von Schwungmasse für das Netz

Als Systemdienstleistungen bezeichnet man jene technischen und organisatorischen Maßnahmen, welche unumgänglich sind für eine funktionierende, d. h. zuverlässige und robuste, Energieübertragung und -verteilung. Die verlässliche Bereitstellung von Systemdienstleistungen rückt immer mehr in den Fokus der Netzbetreiber, welche für den stabilen Netzbetrieb verantwortlich sind. Dies zeigt sich auch in der regen Forschungstätigkeit in diesem Bereich, siehe z. B. [1]. Der Hauptgrund für dieses steigende Interesse liegt in der vermehrten Einspeisung aus erneuerbarer Erzeugung elektrischer Energie, insbesondere aus Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen. Diese verhalten sich vom Einspeiseprofil her volatil und besitzen teilweise auch andere technische Eigenschaften als klassische, direkt ans Netz gekuppelte Synchronmaschinen, welche für die Systemstabilität maßgeblich sind.

Eine dieser stabilitätsrelevanten Eigenschaften ist die Schwungmasse, welche die Momentanreserve bereitstellt. Diese sorgt im Falle eines plötzlichen Leistungsungleichgewichts, verursacht beispielsweise durch den Ausfall einer großen Erzeugungseinheit, einer relevanten Leitung oder im schlimmsten Fall bei einem Systemsplit, wie er etwa im europäischen Verbundnetz im Jahr 2006 [2] oder im türkischen Netz im Jahr

2015 [3] auftrat, für eine Begrenzung der Frequenzgradienten. In den ersten Sekunden nach solch einem Vorfall, also noch bevor die Primärregelung einsetzt, ist es die in den rotierenden Massen der elektrisch direkt ans Netz gekoppelten Einheiten gespeicherte Rotationsenergie, welche einer plötzlichen Frequenzänderung entgegenwirkt. Die Schwungmasse dieser Einheiten wirkt praktisch als Tiefpassfilter für die Änderungsrate der systemweit einheitlichen Netzfrequenz, df/dt . Als Maß für die Schwungmasse ist es bei Stabilitätsbetrachtungen üblich, die Trägheitskonstante H , definiert durch die Beziehung

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{\text{mech,r}}^2}{S_r} \quad (1)$$

zu verwenden. Gemessen wird diese in der Einheit s bzw. MJ/MVA. In Formel (1) bedeutet J das Trägheitsmoment in kgm^2 , $\omega_{\text{mech,r}} = 2\pi n/60$ die mechanische Winkelgeschwindigkeit in s^{-1} mit der Bemessungsdrehzahl n in Umdrehungen/min und S_r die Bemessungsscheinleistung der Maschine in VA. Neben H ist auch die Anlaufzeitkonstante T_A gebräuchlich, die in der Regel auf die maximale Wirkleistung bezogen wird und ohne den Faktor $\frac{1}{2}$ in Formel (1) berechnet wird. Bei gleicher Bezugsleistung gilt

$$2H = T_A \quad (2)$$

Abbildung 1 zeigt die Auswirkung auf die Netzfrequenz für verschiedene Werte der Anlaufzeitkonstante des mitteleuropäischen Verbundnetzes.

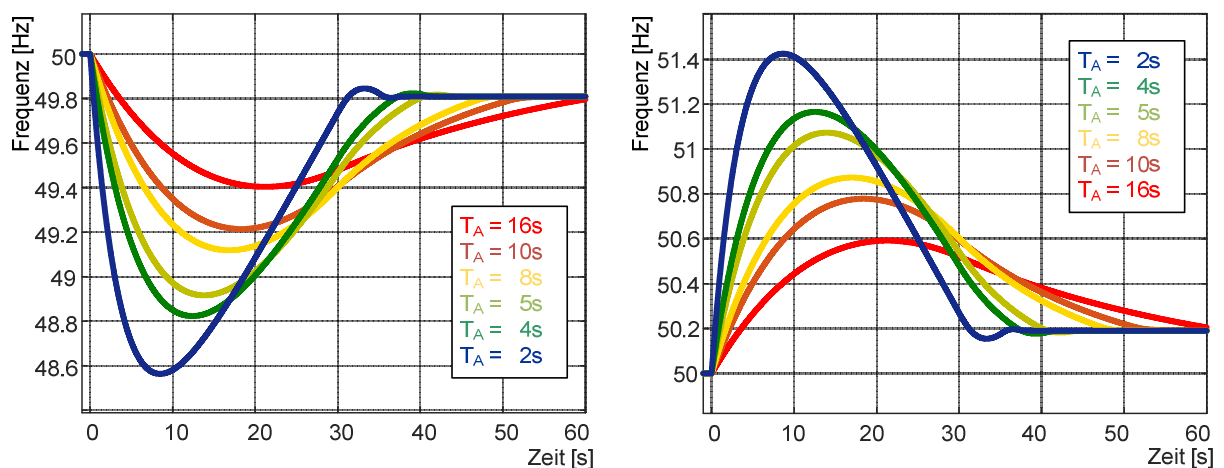


Abbildung 1: Frequenznadir nach Referenzstörung (Design Hypotesis) im mitteleuropäischen Verbundsystem bei unterschiedlichen Annahmen für die Netzanlaufzeitkonstante

Aus Abbildung 1 ist ersichtlich, dass die im Netz verfügbare Schwungmasse wesentlichen Einfluss auf den Frequenznadir hat. Damit bezeichnet man das Minimum des Frequenzverlaufs im Anschluss an eine Störung der Leistungsbilanz im Netz. Dieser Punkt ist das entscheidende Kriterium für den Start von Lastabwurfmaßnahmen. Ein Absinken der Frequenz unter den in Netzanschlussbedingungen definierten Wert ist daher möglichst zu vermeiden. In Österreich beträgt der Wert des Frequenznadirs, ab dem es zum Lastabwurf kommt, 49 Hz [4].

Eine weitere kritische Situation, welche unmittelbar mit der verfügbaren Schwungmasse im Zusammenhang steht, ist eine möglichen Überfrequenz im Falle eines Systemsplits, d. h. einer Auftrennung der Regelzone in einzelne Netzgebiete. In diesem Falle laufen Regionen mit geringer Schwungmasse und Erzeugungsüberschuss sehr schnell in einen Betrieb mit Überfrequenz, was ebenfalls zur Abtrennung von Erzeugungsanlagen vom Netz führen kann.

An diesem Beispiel sieht man, dass im Falle einer Störung die Systemdienstleistung „Schwungmassenbereitstellung“ durchaus auch lokalen Charakter haben kann, was bei der Beschaffung und geographischen Verteilung zu berücksichtigen ist.

Schon aus diesen grundsätzlichen Betrachtungen ist ersichtlich, dass für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität Systemdienstleistungen wie die Momentanreserve nötig sind, welche im Falle eines Ungleichgewichts in der Leistungsbilanz des Verbundnetzes sehr rasch reagieren. Im Weiteren geben wir einen Überblick über technischen Möglichkeiten der Bereitstellung von Momentanreserve.

2 Möglichkeiten der Schwungmassenbereitstellung

Klassisch wird die Momentanreserve über die Schwungmasse der elektrisch direkt ans Netz gekuppelten Anlagen bereitgestellt, welche über rotierende Massen verfügen. Die akkumulierte Trägheitskonstante über alle Einheiten kann unter der Voraussetzung eines hohen Vermaschungsgrads des Netzes durch eine gewichtete Summe der angeschlossenen Einheiten dargestellt werden:

$$H = \sum_{i=1}^N H_i \frac{S_i}{S_{\text{gesamt}}} \quad (3)$$

Hierin ist H die wirksame Gesamtträgheitskonstante, N bezeichnet die Anzahl der angeschlossenen rotierenden Einheiten, H_i und S_i bezeichnen die Werte der Einheit i und S_{gesamt} ist die Summe der Scheinleistungen aller in die Summe eingehenden Einheiten [5]. Je höher also die verfügbare Scheinleistung und die Trägheitskonstante der einzelnen Einheit, desto mehr trägt sie zu der für das Netz relevanten Gesamtträgheitskonstante bei. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die typischen Trägheitskonstanten und Bemessungsleistungen verschiedener Einheiten.

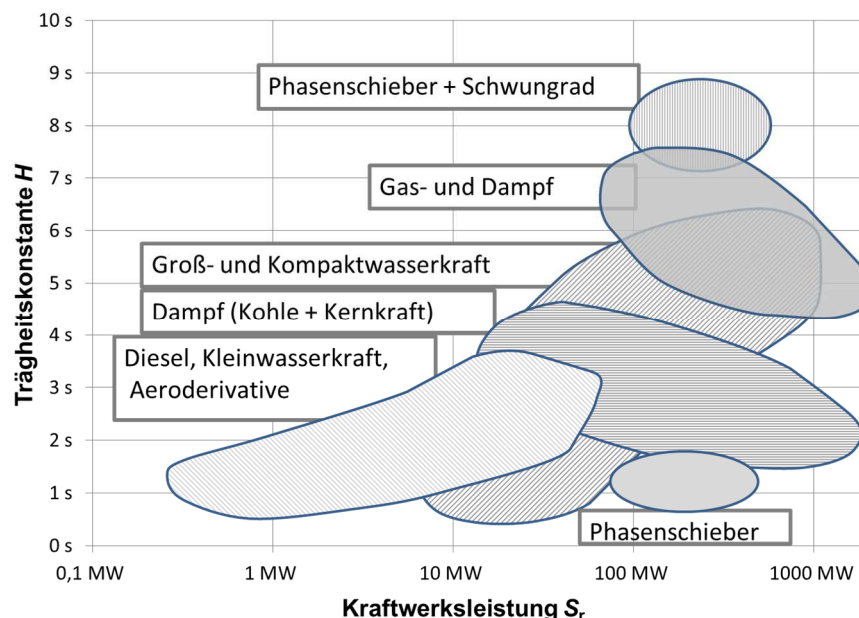


Abbildung 2: Trägheitskonstante H in Abhängigkeit der Bemessungsleistung S_r einer Einheit.

Die im Schnitt hohe Trägheitskonstante von Wasserkraftanlagen und der positive Einfluss von Wasserkraftanlagen auf die Gesamtträgheitskonstante des Netzes ist zu sehen. In einer auf

Österreich beschränkten Betrachtung tragen also in der häufig herrschenden Marktsituation, in der nur wenige thermische Einheiten einspeisen, hauptsächlich Wasserkraftanlagen zur Trägheitskonstante und damit zur Momentanreserve bei. In Abbildung 2 sind keine Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen zu finden. Diese Anlagentypen besitzen inhärent häufig eine Trägheitskonstante von 0. Sie tragen also ohne besondere Maßnahmen nicht zur Gesamtträgheitskonstante des Netzes bei. Der Grund ist im Umrichter zu sehen, welcher diese Erzeugungseinheiten vom Netz frequenzmäßig entkoppelt, und im fehlenden Energiespeicher auf der DC-Seite von Photovoltaikanlagen. Wie es trotzdem möglich ist, solche Anlagen zur Lieferung von Momentanreserve zu ertüchtigen, wird in Kapitel 3 erörtert.

3 Reale und synthetische Schwungmasse

Bei Erzeugungseinheiten mit klassischen, am Netz betriebenen Synchronmaschinen entsteht der Abruf der Momentanreserve über die Änderung der Netzfrequenz. Mit der Netzfrequenzänderung sind die Änderung der mechanischen Drehzahl und damit auch die Änderung der gespeicherten kinetischen Energie der realen Schwungmasse verbunden. Die Änderung der gespeicherten Energie wirkt dann als Momentanreserve im Netz.

Durch den Einsatz von Umrichtern am Netzanschlusspunkt ist der Aktivierungsvorgang für die Momentanreserve durch eine solche direkte Verkopplung von Netzfrequenz und Leistung zunächst einmal unterbrochen, auch wenn in der Erzeugungsanlage kinetische Energie (oder auf anderem Weg wandelbare Energie) vorhanden wäre. Um die unterbrochene Aktivierung wiederherzustellen, müssen die Umrichter in der Erzeugungsanlage so geregelt werden, dass am Netz Leistung proportional zur Netzfrequenzänderung zusätzlich zur Wirkleistung am eingestellten Arbeitspunkt abgegeben wird. Dieses Verfahren wird meist als synthetische Schwungmasse bezeichnet.

Natürlich muss die am Netz abgegebene Leistung gedeckt werden, entweder durch eine Änderung der zugeführten Primärenergie oder durch Änderung der in der Erzeugungsanlage gespeicherten Energie. Eine Photovoltaikanlage kann nur auf einen Netzfrequenzanstieg reagieren, weil es ohne zusätzliche Maßnahmen keine signifikante gespeicherte Energie gibt und weil die Anlage üblicherweise im Leistungsmaximum der zur Verfügung stehenden Primärenergie betrieben wird. Drehzahlvariable Erzeugungsanlagen, wie es die meisten Windkraftanlagen und manche Wasserkraftanlagen sind, können auf ihre jeweilige rotorseitige kinetische Energie als Speicher zurückgreifen und daher ihre realen Schwungmassen über das Verfahren der synthetischen Schwungmasse dem Netz zur Verfügung stellen. Auch Batteriespeicheranlagen können über geeignete Steuerung der Umrichter synthetische Schwungmasse zur Verfügung stellen.

Der Skalierungsfaktor zwischen Netzfrequenzänderung und Leistungsänderung ist für das Verfahren der synthetischen Schwungmasse ein im Prinzip freier Einstellparameter, welcher der Anlaufzeitkonstante bei einer klassischen Synchronmaschine entspricht. Dadurch ist bei drehzahlvariablen Erzeugungsanlagen mit ausreichend entnehmbarer Energie und einem robusten mechanischen Aufbau, beispielsweise Wasserkraftanlagen, die synthetische Schwungmasse auf ein Mehrfaches der realen Schwungmasse einstellbar. Dadurch kann zusätzliche Schwungmasse für das System bereitgestellt werden, die von anderen Anlagen nicht erbracht werden kann.

4 Marktoptionen für Schwungmasse

Aus den bisherigen Ausführungen kann insgesamt folgender Schluss gezogen werden: Je mehr klassische Synchronmaschinen durch Erzeugungseinheiten, welche durch Umrichter ans Netz angeschlossen sind, substituiert werden, desto kleiner wird die Gesamtträgheitskonstante des Netzes und desto anfälliger wird es gegenüber den Auswirkungen von Störungen in der Leistungsbilanz. Die Primärregelung greift hier nicht schnell genug ein, um die Auswirkung solcher Störung im Falle geringer Schwungmasse ausreichend zu begrenzen. Dies kann nur durch rascher eingreifende Leistungsreserven bewerkstelligt werden. Für solche ist in den meisten Regelzonen jedoch noch kein Markt vorhanden und damit auch keine Motivation, Momentanreserve oder Regelleistung, die schneller als Primärregelung erbracht wird („Enhanced Frequency Response“) bereitzustellen.

Da die Nichtverfügbarkeit großer Einheiten mit hoher Trägheitskonstante sich in Netzen geringer Gesamtleistung deutlicher auswirkt als in großen, leistungsstärkeren Netzen, sind dort eher und dringlicher Maßnahmen zu setzen. In Europa betrifft dies beispielsweise die Verbundnetze in Irland und in Großbritannien. In diesen wird seit 2016 ein erweitertes Spektrum an Netzdienstleistungen gehandelt, um eine hohe Penetration erneuerbarer Energie ohne Gefährdung der Netzstabilität und –zuverlässigkeit zu ermöglichen. Darunter befinden sich auch Produkte, welche direkt mit der Schwungmasse in Zusammenhang stehen und die Bereitstellung von Momentanreserve honorieren. Als Beispiel sei das System in Irland kurz erwähnt [6]. Der durch den Verkauf von Momentanreserve (SIR = Synchronous Inertial Response) entstehende Markt wird auf gut 2% des Gesamtmarktes für Systemdienstleistungen geschätzt, wobei eine gewisse Mindestschwungmasse erbracht werden muss, um diese Systemdienstleistung vergütet zu können. Allerdings ist noch unklar, wie die notwendige Systemschwungmasse festgelegt und sichergestellt werden soll.

Wir schlagen deswegen ein Marktdesign für Inertia Certificates vor, das eng an die Fahrpläne und den Handel mit eingespeister elektrischer Energie gekoppelt ist. Aus der jeweiligen Systemgröße P_{Total} , die als Summe der aktuellen Fahrplanwerte der Erzeugungsanlagen eine Gesamtwirkleistung in MW ist, und einer festzulegenden Mindest-Systemanlaufzeitkonstante T_{min} ergibt sich eine Energie

$$E_{Inertia} = P_{Total} \times T_{min} \quad (4)$$

die in Summe als Momentanreserve in den einzelnen Erzeugungsanlagen vorgehalten werden muss und im Fall von Leistungsbilanzungleichgewichten unmittelbar wie bei rotierenden Massen zur Verfügung gestellt werden muss. Entsprechend Formel (3) muss also nun jede Erzeugungsanlage anteilig zur Systemanlaufzeitkonstante und damit zur im System als Momentanreserve vorgehaltenen Energie $E_{Inertia}$ beitragen. Ihr Anteil ergibt sich dabei aus der entsprechend dem vereinbarten Fahrplan zu erbringenden Leistung $P_{act}[n]$ für einen bestimmten Abrechnungszeitraum (Abbildung 3).

Anlagen, deren individuelle Anlaufzeitkonstante größer als die Mindest-Systemanlaufzeitkonstante ist, übererfüllen die Anforderungen an die Bereitstellung von Momentanreserve auf zwei Arten: Zum einen über $T_i > T_{min}$, und zum anderen deshalb, weil sie ggf. nur in Teillasst betrieben werden, d.h. $P_{act}[n] < P_{max}$. Diese zusätzliche Momentanreserve kann als Inertia Certificates für Anlagen vermarktet werden, bei denen $T_i <$

T_{min} gilt und deren Arbeitspunkt oberhalb eines Wertes liegt, für den die eigene Rotationsenergie gerade noch ausreicht (Abbildung 4).

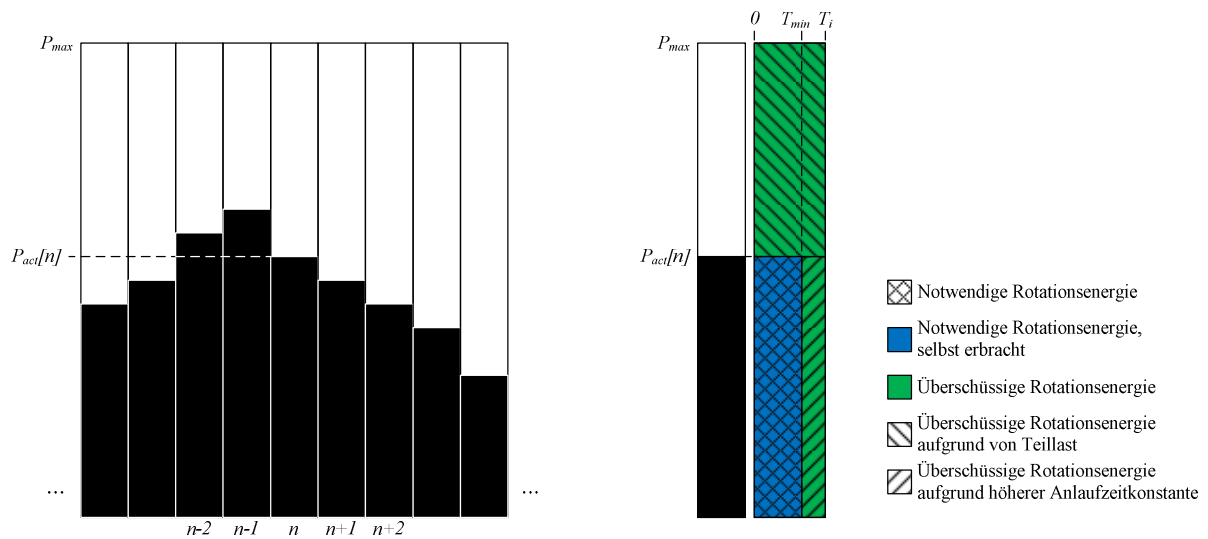


Abbildung 3: Fahrplan einer Erzeugungseinheit und Übererfüllung der Anforderungen zur Rotationsenergie wegen $T_i > T_{min}$, entstehendes Vermarktungspotential für Inertia Certificates.

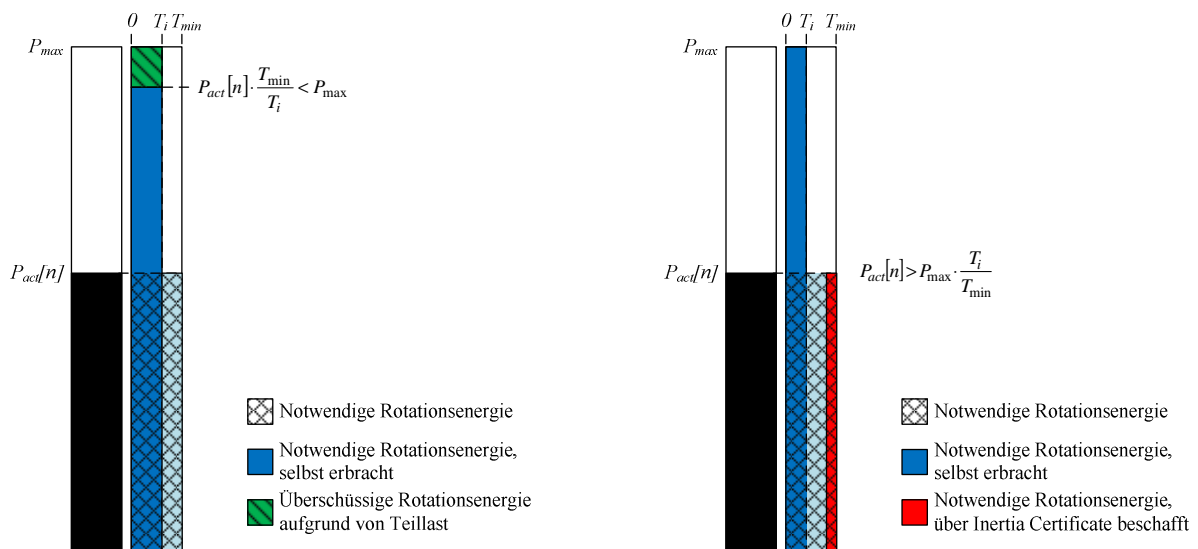


Abbildung 4: Übererfüllung (links) bzw. Untererfüllung (rechts) der Schwungmasseanforderungen bei $T_i < T_{min}$, entstehendes Vermarktungs- bzw. Beschaffungspotential für Inertia Certificates.

Anlagen, die gar keine Momentanreserve bereitstellen können, müssen sich die gesamte notwendige Rotationsenergie in Abhängigkeit ihres abgelieferten Fahrplans in Form von Inertia Certificates verschaffen. Diese Rotationsenergie kann z.B. auch von Phasenschiebern stammen, die stationär gar keine Wirkleistung ins Netz einspeisen (Abbildung 5).

Als Alternative zur marktbasieren Beschaffung von Inertia Certificates durch trägheitsarme oder trägheitslose Erzeugungsanlagen besteht weiterhin die Möglichkeit, diese Anlagen durch technische Maßnahmen (z.B. Energiespeicher im Zwischenkreis und entsprechende Regelung) so zu ertüchtigen, dass sie die Momentanreserve-Forderungen selber erfüllen. Über den marktbasieren Ansatz kann hierbei gewährleistet werden, dass die kostenmäßig effizienteste Lösung gewählt wird.

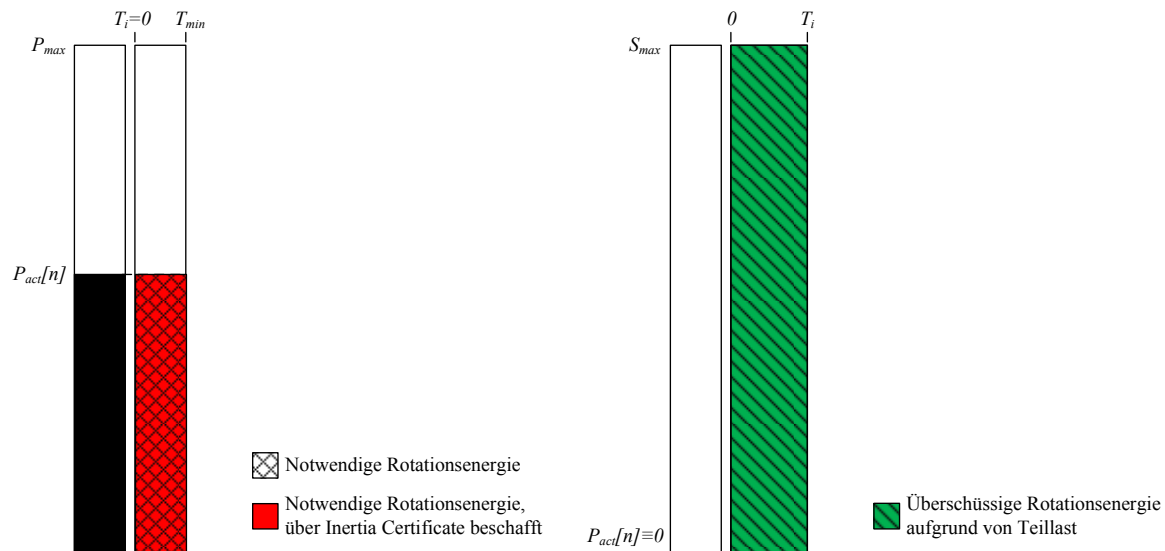


Abbildung 5: Notwendigkeit der Beschaffung von Inertia Certificates bei trägheitslosen Erzeugungsanlagen (links) und Bereitstellung von Inertia Certificates durch Phasenschieber (rechts).

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die verlässliche Bereitstellung von Systemdienstleistungen rückt immer mehr in den Fokus der Netzbetreiber, welche für den stabilen Netzbetrieb verantwortlich sind. Eine dieser stabilitätsrelevanten Eigenschaften ist die Schwungmasse, welche die Momentanreserve bereitstellt. Klassisch wird die Momentanreserve über die Schwungmasse der elektrisch direkt ans Netz gekoppelten Anlagen bereitgestellt, welche über rotierende Massen verfügen. Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen besitzen inhärent häufig eine Trägheitskonstante von 0. Sie tragen also ohne besondere Maßnahmen nicht zur Gesamtträgheitskonstante des Netzes bei.

Für diese Systemdienstleistung ist in den meisten Regelzonen jedoch noch kein Markt vorhanden und damit auch keine Motivation, Momentanreserve oder Regelleistung, die schneller als Primärregelung erbracht wird („Enhanced Frequency Response“) bereitzustellen. Im Beitrag werden „Inertia Certificates“ eingeführt und vorgestellt: Anlagen, die gar keine Momentanreserve bereitstellen können, müssen sich die gesamte notwendige Rotationsenergie in Abhängigkeit ihres abgelieferten Fahrplans in Form von Inertia Certificates verschaffen. Anlagen, die die Anforderungen nach Momentanreserve übererfüllen, können sich dies in Form von Inertia Certificates vergüten lassen.

Der Handel mit Inertia Certificates kann eng an das Fahrplanmanagement der Bilanzgruppen gekoppelt werden und parallel dazu ablaufen.

Literatur

- [1] dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-studie-systemdienstleistungen-2030/>
- [2] UCTE Final Report System Disturbance on 4 November 2006, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf

- [3] entsoe Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015, https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf
- [4] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen Teil E: Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen, https://www.e-control.at/documents/20903/415340/TOR_E_20150204_V2+2_0/beec6406-00fd-43e7-95be-16d010fb1008
- [5] P. Kundur: Power System Stability and Control, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [6] EirGrid System Services Recommendation, <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/System-Services-TSO-Recommendations-May2013.pdf>