

Parametrierung von $Q(P)$ - und $Q(U)$ -Kennlinien mittels zeitreihenbasierter optimaler Leistungsflussberechnungen

Themenbereich 2: Energieerzeugung/-infrastruktur und Netze

Manuel SCHWENKE¹⁽¹⁾, Rafael STEPPAN⁽¹⁾, Jutta HANSON⁽¹⁾

⁽¹⁾Technische Universität Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5), Darmstadt, Deutschland

Motivation und zentrale Fragestellung

Die zunehmende Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen (insbesondere PV und Wind) in die Verteilnetze stellt den Netzbetrieb vor neue Herausforderungen. Eine mögliche Beschränkung bei der Integration von Anlagen ist dabei die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes im Fall hoher Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen. Die Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlagen stellt eine mögliche Stellgröße zur Einhaltung des Spannungsbandes dar. In realen Netzen werden in der Regel lokale Blindleistungsregelungen eingesetzt, da diese einfach und kostengünstig zu implementieren sind [1]. Lokal bedeutet, dass der Blindleistungssollwert des Reglers anhand lokaler Wirkleistungsmessungen für die $Q(P)$ -Regelung oder lokaler Spannungsmessungen für die $Q(U)$ -Regelung festgelegt wird. Die Vorgabe der Regelstrategie für die Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen erfolgt durch den Netzbetreiber in den Netzanschlussbedingungen. Der Netzbetreiber benötigt deshalb Kriterien anhand deren er festlegen kann, welche Anlage welcher Regelstrategie folgt. Das übergeordnete Ziel ist dabei ein effizienter Netzbetrieb, d.h. eine Minimierung der Netzverluste bei Einhaltung des Spannungsbandes und geringem Blindleistungsaustausch mit dem überlagerten Netz.

Methodische Vorgangsweise

In einem exemplarischen Mittelspannungsnetz mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugung soll der Netzbetrieb durch Anpassung der Blindleistungsabgabe der Erzeugungsanlagen und damit der maximal im Netz auftretenden Spannungsbeträge und der Verluste optimiert werden. Dabei wird auch die Wechselwirkung mit der zur Spannungshaltung eingesetzten Stromkompoundierung in den HS/MS-Transformatoren untersucht. Auf der Grundlage von Last- und Erzeugungsprofilen werden optimale Lastflüsse (Optimal Power Flow, kurz: OPF) für den Zeitraum von einem Jahr in stündlicher Auflösung berechnet. Die Zielfunktion ist die Minimierung der Netzverluste und des Blindleistungsaustauschs mit dem überlagerten Netz bei gleichzeitiger Einhaltung des Spannungsbandes. Zur Berechnung wird ein nicht-lineares Optimierungsproblem mit weichen Beschränkungen formuliert und mittels eines Innere-Punkte-Verfahrens gelöst. So kann für jeden Zeitpunkt t ein Wertepaar $(p_{g,i}^t, q_{g,i}^t)$ bzw. $(u_{g,i}^t, q_{g,i}^t)$ mit optimaler Blindleistungseinspeisung $q_{g,i}^t$ ermittelt werden. Diese Punkte werden in einem Streudiagramm aufgetragen und mittels Regression eine Kennlinie durch die Punktwolke bestimmt. So lassen sich aus den OPF-Ergebnissen $Q(P)$ - oder $Q(U)$ -Kennlinien für die einzelnen Erzeugungsanlagen synthetisieren, die anschließend anhand ähnlichen Blindleistungsverhaltens gruppiert und zu einigen wenigen Standardkennlinien zusammengefasst werden. Um die Leistungsfähigkeit der Blindleistungsregelung zu bewerten, wird der Betrieb der synthetisierten Kennlinien mit dem Betrieb einiger Standardregelkennlinien, sowie den OPF-Ergebnissen hinsichtlich der Netzverluste, der Spannungshaltung sowie des Blindleistungsaustauschs mit dem überlagerten Netz verglichen. Es wird außerdem betrachtet, wie die Regelkennlinien bei zunehmendem Verkabelungsgrad und daher zunehmend kapazitiver wirkenden Verteilnetzen [2] verschoben werden müssen, bzw. ob zusätzlicher Kompensationsbedarf besteht.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In [3] wird gezeigt, dass mit einer $Q(U)$ -Regelung die im Netz maximal auftretenden Spannungsbeträge effektiv und zuverlässig verringert werden, gleichzeitig aber die Leitungsverluste und der Blindleistungsbezug stark zunehmen. Auf der anderen Seite zeigt [4], dass sich mit einer basierend auf historischen

¹ Jungautor: Manuel Schwenke, Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt (Deutschland), +49 6151 16-24671, manuel.schwenke@e5.tu-darmstadt.de, www.e5.tu-darmstadt.de

Messdaten parametrisierten $Q(P)$ -Regelung Leitungsverluste und Blindleistungsaustausch reduzieren lassen. In diesem Paper wird gezeigt, dass eine kombinierte Anwendung beider Regelstrategien einen guten Kompromiss zwischen Spannungshaltung, Verlustminimierung und Blindleistungsaustausch bietet. Abhängig von Anlagenparametern, wie der Impedanz zwischen Netzverknüpfungspunkt und Umspannwerk, der im Strang angeschlossenen Erzeugungsleistung, des Verkabelungsgrads, sowie der Anlagengröße und des Anlagentyps können unterschiedliche Blindleistungsregelkennlinien für einen optimierten Netzbetrieb vorteilhaft sein. Eine Parametrierung zur bestmöglichen Erreichung der genannten Ziele ist anhand der Ergebnisse aus zeitreihenbasierten OPF möglich. Durch Gewichtung der Betriebspunkte in der Regression lässt sich entweder ein verlustminimaler Betrieb, eine Vermeidung des Blindleistungsaustauschs mit dem überlagerten Netz oder eine Kombination der beiden Zielsetzungen erreichen. Es wird gezeigt, dass sich Verluste und Blindleistungsaustausch im direkten Vergleich mit einer einheitlichen $Q(U)$ -Kennlinie, insbesondere im Zusammenspiel mit einer Stromkompoundierung im HS/MS-Transformator reduzieren lassen, ohne dass sich die Komplexität der Regelung erhöht. Es zeigt sich auch, dass zur Minimierung des Blindleistungsaustauschs in stark verkabelten Netzen zusätzliche Drosseln zur Kompensation der hohen Ladeleistung bei geringer Leitungsauslastung notwendig sind.

Literatur

- [1] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, "Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 534–542, 2013.
- [2] C. G. Kaloudas, L. F. Ochoa, B. Marshall, S. Majithia, and I. Fletcher, "Assessing the future trends of reactive power demand of distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 6, pp. 4278–4288, 2017.
- [3] D. Almeida, J. Pasupuleti, and J. Ekanayake, "Comparison of reactive power control techniques for solar PV inverters to mitigate voltage rise in low-voltage grids," *Electronics (Basel)*, vol. 10, no. 13, p. 1569, 2021.
- [4] S. Weckx and J. Driesen, "Optimal local reactive power control by PV inverters," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1624–1633, 2016.