

Strategische Verteilnetzplanung unter dem Blickwinkel der Photovoltaik

Clemens Korner^{*1}, Roman Schwalbe¹, Helfried Brunner¹,
Thomas Wieland², Johannes Ferstl³, Maximilian Ortner⁴

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Wien

² Netz Oberösterreich GmbH, Energiestraße 1, 4020 Linz

³ KNG-Kärnten Netz GmbH, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt am Wörthersee

⁴ TINETZ-Tiroler Netze GmbH, Bert-Köllensperger-Straße 7, 6065 Thaur

* clemens.korner@ait.ac.at

Einleitung

Ein zentraler Aspekt der Energiewende ist die Bereitstellung von Energie durch Erneuerbare Energiequellen wie der Photovoltaik (PV). Der Großteil der derzeit zugebauten PV-Anlagen wird in die Niederspannungs- (NS) und Mittelspannungsebene (MS) integriert. Dies und die Integration zusätzlicher Lasten wie z.B. der zukünftigen Elektromobilität und Wärmepumpen, führt zu einer verschärften Last- und Erzeugungssituation in den Verteilernetzen. Die derzeitigen bestehenden Netzkapazitäten reichen in den meisten Fällen nicht aus, um die für die Energiewende notwendigen Mengen an neuen Lasten und Erzeugern zu integrieren. Deshalb müssen die bestehenden Netze für die zusätzlichen Leistungsflüsse verstärkt und ausgebaut werden.

Zur strategischen Planung des Netzausbaus sowie zur Bewertung und zum Vergleich verschiedener netztechnischer Maßnahmen bedarf es neuartige Werkzeuge, welche die Wirkung von strategischen und politischen Entscheidungen auf das gesamte Versorgungsgebiete untersuchen können. Im Rahmen des Projekts „Projekt 567“ (Synonym für die betrachteten Netzebenen 5 bis 7), wurde in Kooperation mit drei österreichischen Verteilernetzbetreibern (VNB), ein solches Werkzeug zur Ermittlung der Flächenwirksamkeit verschiedener netztechnischer Maßnahmen entwickelt und erfolgreich angewandt [1].

Methodik

Die entwickelte Simulationsumgebung berechnet und analysiert die Flächenwirksamkeit unterschiedlicher Ausbaustrategien und Zukunftsszenarien im Verteilernetz. Die in diesem Beitrag vorgestellten Resultate basieren auf Simulationsläufen, die ca. 20.000 Niederspannungsnetze und ca. 130 Umspannwerke beinhalten. In Abbildung 1 werden die betrachteten Versorgungsgebiete gezeigt.

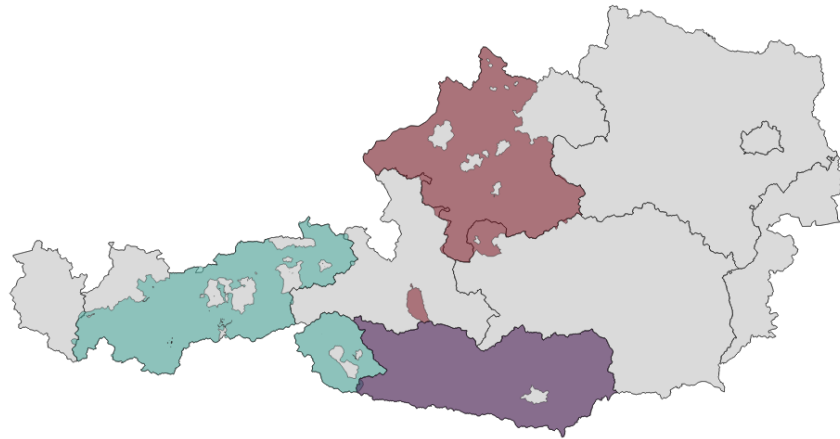


Abbildung 1: Betrachtete Versorgungsgebiete der drei Verteilernetzbetreiber im Projekt 567

Abbildung 2 zeigt die Übersicht der Simulationsumgebung inklusive der benötigten Inputdaten. Die gesamten NS- und MS-Netze wurden von den beteiligten VNBs georeferenziert bereitgestellt. Erst damit war es möglich, bei den Rolloutszenarien der PV realistische Flächenpotentiale für PV-Anlagen an den Netzknoten anzunehmen und zusätzliche Datenquellen wie z.B. Solarkataster zu berücksichtigen. Details zu den PV-Zukunftsszenarien können aus [2] entnommen werden.

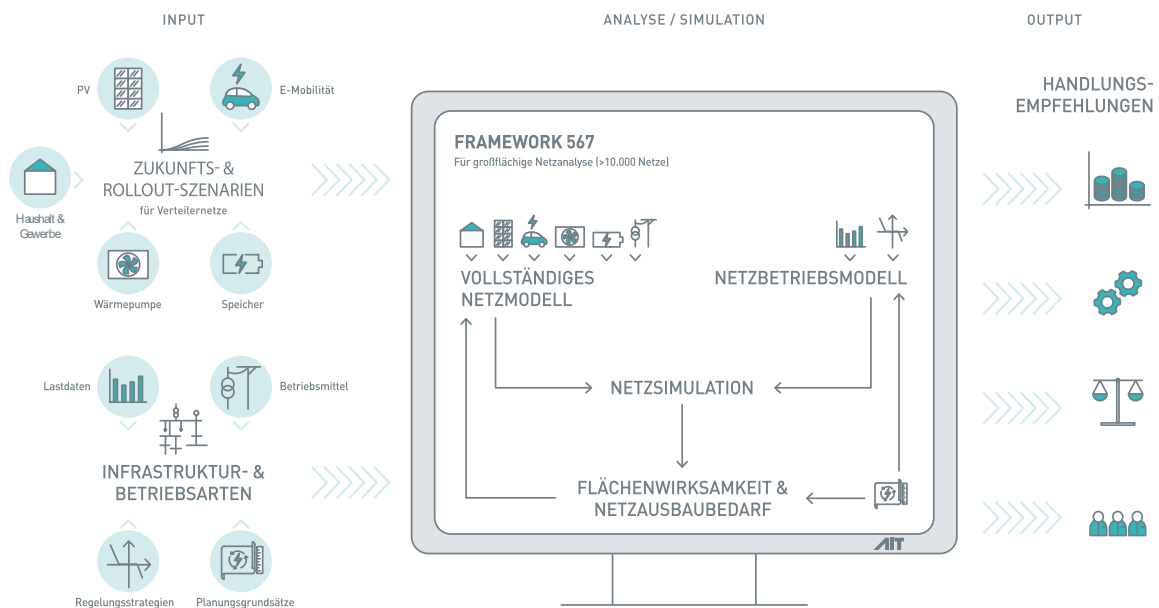


Abbildung 2: Projekt 567 Simulationsumgebung

Resultate

Basierend auf den politischen Strategiepapieren der Bundesregierung und der Landesregierungen bzw. der VNBs ist die Hochlaufkurve der PV für die drei Versorgungsgebiete in Tabelle 1 dargestellt. Die Leistungen verstehen sich als kumulativ zugebaute Leistung seit dem Jahr 2021.

Tabelle 1: Angenommene Gesamtzubauziele der drei untersuchten Versorgungsgebiete für die Photovoltaik (kumulative Leistungen ab 2021).

Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Zubauziel (GWp)	1,8	3,8	6,2	8,7	11,3	13,8

Basierend auf den Zubauzielen wird der notwendige Investitionsbedarf in das Verteilernetz ermittelt, um die vorgegebenen Spannungslimits als auch die thermischen Limits der Leitungen und Transformatoren einzuhalten. Im Folgenden werden für die Netzverstärkung „konventionelle“ Maßnahmen berücksichtigt, wie die Verstärkung bzw. der Neubau von Leitungen und Transformatoren und der Bau von neuen Ortsnetzstationen. Dem Netzbetreiber stehen noch weitere Möglichkeiten zur Netzverstärkung aber auch netzeffizienz-steigernde Betriebskonzepte zur Verfügung z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren, Umspannwerks-Kompoundierung (wirkstromabhängige Spannungsregelung) und Blindleistungsregelung (z.B. Q(U)). Diese und weitere Maßnahmen wurden ebenfalls im Rahmen von Projekt 567 untersucht und können aus [3] entnommen werden. Im Weiteren wird jedoch beispielhaft auf die Maßnahme Rückspeisebegrenzung vertiefend eingegangen.

In Deutschland war bis zum Erneuerbare-Energie-Gesetz 2023 (EEG 2023) eine Rückspeisebegrenzung von 70 % für gewisse PV-Anlagen in Kraft, so dass maximal 70 % der angegebenen Modulleistung (kWp) in das Netz eingespeist werden durften [4]. Aus technischer, aber auch volkswirtschaftlicher Sicht konnte dadurch das elektrische Verteilernetz hinsichtlich der Rückspeiseleistung effizienter genutzt werden. Die Energie, die nicht eingespeist werden kann, konnte weiterhin verwendet werden, um den Eigenbedarf zu decken oder die Energie zwischenzeitlich in einen Batteriespeicher einzuspeichern.

Für die drei in Projekt 567 untersuchten Versorgungsgebiete wird in Abbildung 3 die Kostendämpfung der kumulativen Netzausbaukosten gezeigt, die eine 70 % Rückspeisebegrenzung neu zu integrierender PV-Anlagen ergibt. Dabei werden neben der PV noch zusätzliche Lasten durch Elektromobilität und Wärmepumpen integriert sowie ein allgemeiner Lastzuwachs aller derzeit bestehenden Lasten angenommen. Bis zum Jahr 2030 kann durch die Rückspeisebegrenzung eine Kostendämpfung für die NS- und MS-Ebene (ohne Umspannwerke) zwischen 5 % und 15 % erreicht werden und für die Kosten bis 2050 zwischen 10 % und 15 %¹.

Das zeigt zum einen, dass die Rückspeisebegrenzung eine effektive Maßnahme ist, um die erforderlichen Netzausbaukosten zu dämpfen bzw. bei gleichen Netzinvestitionen mehr PV-Anlagen in das Verteilernetz integriert werden können und dadurch die politischen erneuerbaren Ausbauziele der Energiewende schneller erreicht werden können. Zum anderen ist die Heterogenität der Versorgungsnetzgebiete ersichtlich, die sich aufgrund von historischen Gegebenheiten, Kundenstruktur, gewählten Netzplanungsgrundsätzen und historischen Entscheidungen ergeben.

¹ Die Kosten, die bis für das Jahr 2050 herangezogen wurden, enthalten auch die Kosten bis zum Jahr 2030.

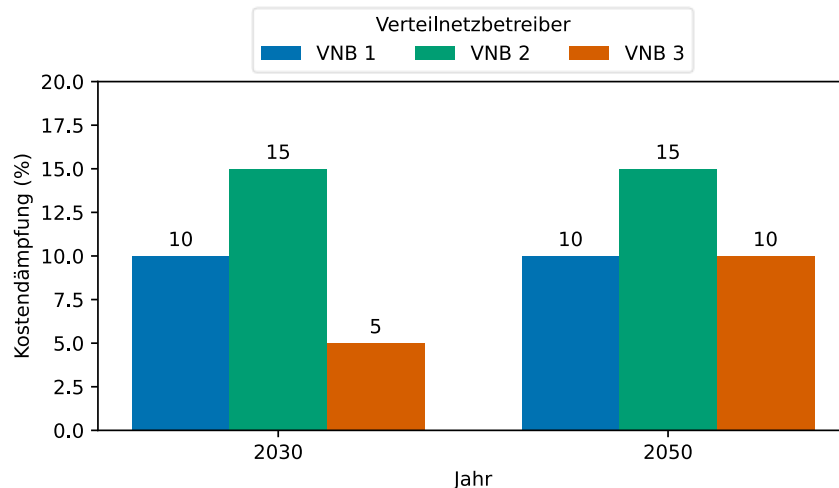


Abbildung 3: Kostendämpfung der kumulativen Netzausbaukosten der Energiewende durch eine 70 % Rückspeisebegrenzung der Photovoltaik

Die Ergebnisse einer Detailuntersuchung werden in einer vereinfachten Form in Abbildung 4 gezeigt. Dabei werden im obersten Balken die Leistungen von 5 PV-Modulen in 20 %-Blöcke unterteilt dargestellt. Anhand von *fünf real gemessenen Zeitreihen* von PV-Kleinanlagen (Smart-Meter-Daten in 15 min-Leistungsmittelwerte über drei Jahre gemessen bei fünf Anlagen zwischen 5 bis 19 kWp), wird im unteren Balken der Anteil des Jahresenergieertrags gezeigt, den der jeweilige Leistungsblock liefert. Die ersten 20 % der Modulleistung (dunkelgrün) liefern 45 % des Jahresenergieertrags der gemeinsam betrachteten PV-Anlagen. Da die Spitzenleistungen an sehr wenigen Stunden eines Jahres erreicht werden, nimmt der Jahresenergieertrag der einzelnen Leistungsblöcke sukzessive ab. Die letzten 20 % der Modulleistung tragen nur mehr zu 1,3 % zum gesamten Jahresenergieertrag bei. Im untersten Balken werden die notwendigen Netzausbaukosten zur Integration der PV-Anlagen gezeigt^{2,3}. Die Netzausbaukosten verteilen sich zum großen Teil gleichmäßig über die Leistungsblöcke, wobei die Kosten des ersten Blocks kleiner sind, da bestehende Kapazitäten des Netzes genutzt werden.

² Die Detailanalyse wurde für die PV-Ziele des Jahres 2050 durchgeführt

³ In dieser Analyse wird das Netz nur für die PV ausgebaut. Im Gegensatz zu der Analyse aus Abbildung 3, wird keine Elektromobilität, Wärmepumpen und zusätzlicher Lastzuwachs simuliert.

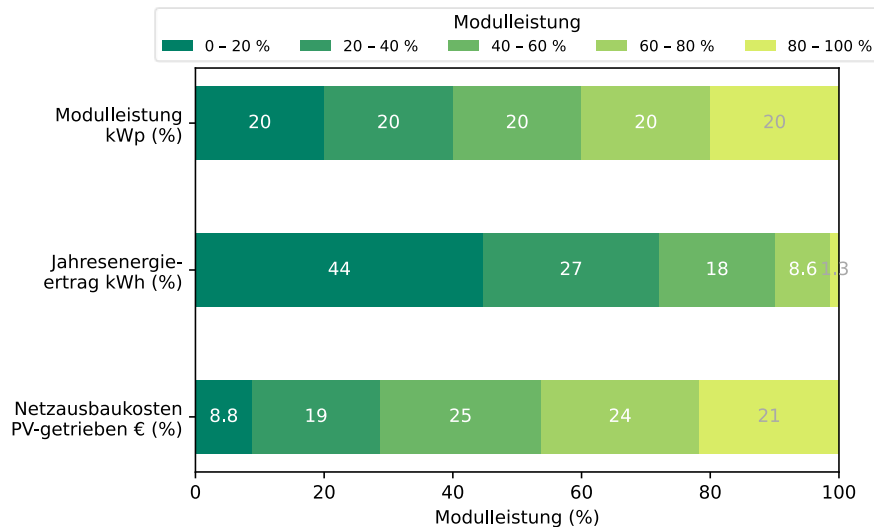


Abbildung 4: Relativer Jahresenergieertrag und relative Netzausbaukosten für die bis 2050 zu integrierende PV in 20 % Leistungsblöcken

In Abbildung 5 werden die energiebezogenen Netzausbaukosten gezeigt. Dazu wird die Annahme getroffen, dass alle neu zu integrierenden Anlagen die Jahresenergieertrags-Charakteristik aus Abbildung 4 besitzen. Um diese zu berechnen, werden die Werte der „Netzausbaukosten PV-getrieben €“ aus Abbildung 4 durch die dazugehörigen Werte „Jahresenergieertrag kWh“ dividiert und auf den jeweiligen Leistungsblocks 0 – 20 % normiert (entspricht 100 %). Abbildung 5 zeigt, dass die spezifischen energiebezogenen Ausbaukosten für höhere Leistungsblöcke der PV-Anlagen immer größer werden. Wenn beispielsweise eine gewisse Jahresenergiemenge der PV-Anlagen in das Stromnetz integriert werden soll, ist es um den Faktor 85x teurer, wenn Netzkapazitäten für die Abholung der letzten 80 – 100 % der Modulleistung geschaffen werden sollen, als für den „unteren“ 0 – 20 % Modulleistungsblock. Das erklärt sich daher, dass wie in Abbildung 4 gezeigt wird, die Energiemenge generiert aus hohen PV-Leistungen (>60 %) über das Jahr betrachtet deutlich geringer ist als die Energiemenge generiert aus niedrigeren PV-Leistungen.

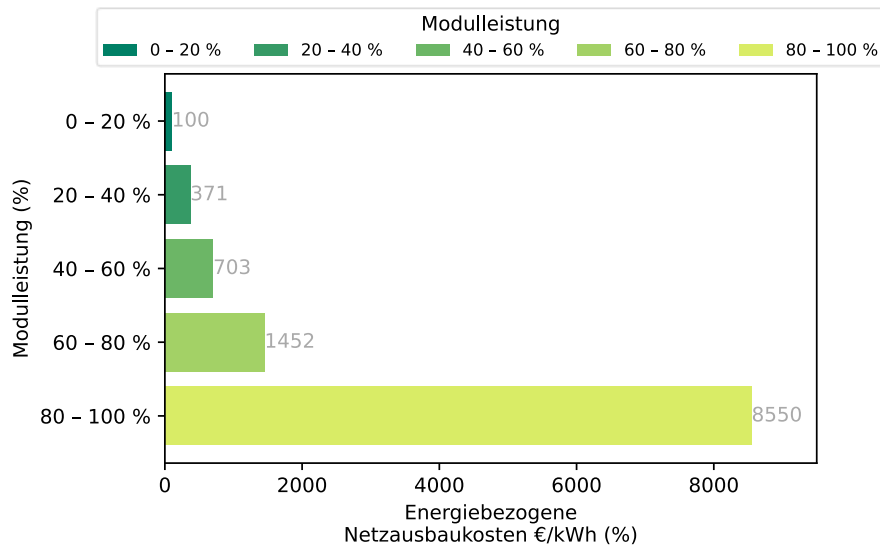


Abbildung 5: Energiebezogene Netzausbaukosten für die bis 2050 zu integrierende PV in 20 % Leistungsblöcken

Bei den politischen Zielen zur Erreichung der Energiewende handelt es sich um *Energieziele*. Wie in einfacher Weise aus Abbildung 5 ersichtlich ist, können mit den gleichen Investitionskosten in das Stromnetz, bei Anwendung einer (Leistungs-) Rückspeisebegrenzung für PV-Anlagen mehr Energie in das Verteilernetz integriert werden. Die damit einhergehenden freien Netzkapazitäten können auch für weitere PV-Anlagen genutzt werden. Unter der Berücksichtigung verfügbarer Ressourcen wie z.B. personelle, technologische, zeitliche und wirtschaftliche Ressourcen kann das zu einer Beschleunigung der politischen PV-Zielerreichung seitens der Verteilernetze führen.

Zusammenfassung

Mittels der entwickelten Simulationsumgebung können die Einflüsse unterschiedlicher politischer Zielsetzungen flächendeckend auf das Verteilernetz analysiert werden. Basierend auf den erforderlichen netztechnischen Maßnahmen können strategische Entscheidungen für die Verteilnetzplanung wie z.B. das notwendige Investitionsvolumen in der NS- und MS-Ebene sowie die benötigte Anzahl und Größe zu beschaffender Transformatoren abgeleitet werden. Zusätzlich können die Auswirkung von politischen Entscheidungen wie der PV-Rückspeisebegrenzung quantifiziert werden. Für eine 70 % PV-Rückspeisebegrenzung ergibt sich für die drei untersuchten Versorgungsgebiete beispielsweise eine Kostendämpfung zwischen 5 % und 15 % für die Investitionen der Energiewende in das Stromnetz bis 2030 und 10 % bis 15 % für die Investitionen bis 2050. Umgekehrt können die zuvor dargestellten Ergebnisse auch so interpretiert werden, dass man mit einer Rückspeisebegrenzung mit den gleichen Investitionen in das Stromnetz mehr Energie aus den PV-Anlagen in das Verteilernetz integrieren kann und dadurch die Ziele der Energiewende schneller erreichen kann.

Referenzen

- [1] Projekt 567, Forschungsprojekt gefördert durch die FFG
- [2] P. Zehetbauer, C. Korner, T. Wieland, S. Brandl, M. Ortner, „Data Driven Photovoltaic Regionalization Approach for Distribution System Operator Supply Areas“, CIRED 2023, 2023, Rom
- [3] C. Korner, H. Brunner, T. Wieland, J. Ferstl, M. Ortner, „Vergleich der Flächenwirksamkeit unterschiedlicher Verteilnetzertüchtigungsmaßnahmen“ 18. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2024), 2024, Graz
- [4] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023), 22.12.2023, Berlin, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf