

Technische Analyse von Smart Grid Lösungen

Michael Chochole¹, Rainer Schlager, Wolfgang Gawlik

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,
Gußhausstraße 25, +43158801 370140, michael.chochole@tuwien.ac.at,
www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung:

Basierend auf einer technologischen Analyse wird das Maximum der installierbaren Leistung für Photovoltaikanlagen ermittelt. Dafür wird ein beispielhaftes ländliches Niederspannungsnetz ausgewählt. Analysiert werden neben dem Szenario ohne Veränderung, Szenarien mit konventionellen Netzausbau und Szenarien mit Smart Grid Lösungen, um den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen.

Um den Netzausbaubedarf bei Einsatz unterschiedlichen Technologien zu ermitteln werden Lastflussrechnungen durchgeführt. Die errechneten Parameter wie Spannung an den Knoten und Auslastung der Betriebsmittel stellen Inputdaten für die implementierten Smart Grid Lösungen dar, um auf die jeweilige Netzsituation reagieren zu können. Um realistische Ergebnisse zu erhalten werden die Lastflussberechnung mit Hilfe von gemessenen Jahreslastgängen von Haushalten und Photovoltaik durchgeführt.

Keywords: Smart Grid, Blindleistungsregelung, Wirkleistungsregelung, PV Einspeisung

1 Einleitung

Elektrische Energienetze werden immer „smarter“. Auf Grund nationaler und internationaler Energiestrategien wird der Anteil erneuerbarer Energiequellen im Netz in den nächsten Jahren kontinuierlich steigen. Deswegen werden Anpassungen im elektrischen Netz notwendig sein. Eine Möglichkeit zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energie ist es, die Erzeuger entsprechend des Netzzustandes zu steuern. Damit wird das Netz in ein Smart Grid verwandelt und der konventionelle Netzausbau vermieden oder zumindest auf ein Mindestmaß beschränkt. Um die richtigen Lösungen zu finden werden in dem Forschungsprojekt „SG-Essences“ die verschiedenen Smart Grid Konzepte technologisch, ökonomisch und ökologisch bewertet.

2 Modellnetz und Lastsituation

Für dieses Paper kommt ein Netzabschnitt der historisch gewachsen ist und in der Leiterstruktur eine hohe Inhomogenität aufweist zur Analyse. Eingesetzt werden nicht nur Leitungen mit unterschiedlichen Querschnitten sondern auch Freileitungen und Kabelabschnitte. Insgesamt hat das Netz 24 Knoten mit 33 Haushaltsanschlüssen. Wie der Abbildung 1 zu entnehmen ist, ist das Netz in den Ausläufern verzweigt.

¹ Jungautor

Mittelspannungsseite des Ortsnetztransformators so eingestellt, dass bei der höchsten zu erwartenden Lastsituation ohne Photovoltaikeinspeisung die untere Spannungsgrenze nicht unterschritten wird. Dieser Wert wird für alle weiteren Simulationen gleich gehalten. So ist es möglich das zur Verfügung stehende Spannungsband voll auszunutzen und das Maximum an installierbarer Leistung zu ermitteln.

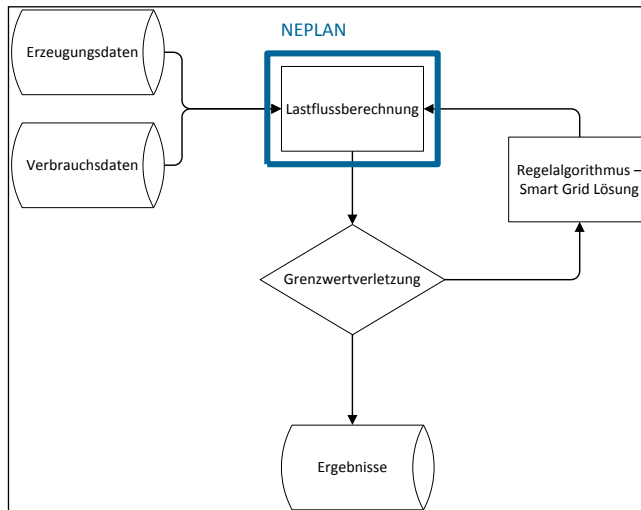


Abbildung 2: dII-Programmablauf

Folgende Szenarien werden für die Analyse herangezogen

- Referenzfall – „Business as Usual“ – also ohne Veränderungen im Netz und ohne Smart Grid Lösungen
- Konventioneller Netzausbau
 - Leitungsverstärkung – dafür wird ausgegangen, dass alle Leitungen im Netz doppelt ausgeführt werden
 - Verlegung von Einheitskabel mit einem Querschnitt von 150mm² im gesamten Netz
 - Austausch der Leitungen vom Knoten 1 bis 3 durch Einheitskabel mit einem Querschnitt von 150mm²
- Smart Grid Lösungen ohne zusätzliche Netzverstärkungen
 - Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT)
 - Blindleistungsregelung abhängig von der Spannung (Q von U) oder Leistung (Q von P) der PV-Anlage mit und ohne Kommunikation
 - Wirkleistungsregelung abhängig von der Spannung (P von U) mit und ohne Kommunikation
 - Kombination aus Blind- und Wirkleistungsregelung

Die Grenzen der Smart Grid Lösungen sind dabei so gewählt, dass sie im Wesentlichen den Vorgaben der Niederspannungsrichtlinie VDE-Anwendungsregel-N 4105 [2] aus Deutschland entsprechen. Für die Blindleistungssteuerung kann sich ein maximaler $\cos(\varphi)$ von 0,90 ergeben kann. Bei der kombinierten Regelung für die Blindleistung abhängig von der Spannung und der Leistung, wird für die spannungsabhängige Regelung ein $\cos(\varphi)$ von 0,90 zugelassen, und jene PV-Anlagen wegen ihrer Position im Netz nicht an der

spannungsabhängigen Blindleistungsregelung teilnehmen wird ein leistungsabhängiger $\cos(\varphi)$ von 0,95 angenommen. Der angenommene Blindleistungsverbrauch abhängig von der Leistung ist so realisiert wie in der Abbildung 3 dargestellt.

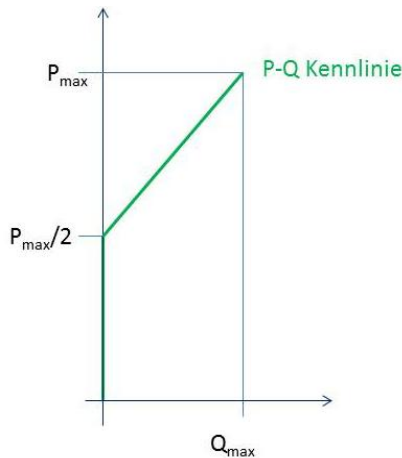


Abbildung 3: Leistungsabhängige Blindleistungsregelung

Die Simulation wird in zwei Schritten durchgeführt. In einem ersten Simulationsdurchgang wird angenommen, dass jeden Tag ideale Bedingungen herrschen und die maximale Einspeiseleistung erreicht werden kann. Damit wird die installierbare Leistung ermittelt. Mit diesen Werten wird in weiterer Folge die energetische Betrachtung durchgeführt. Ausgehend von den Leistungswerten wird ein real gemessener Jahrgang einer PV-Anlage für die Auswertung herangezogen. So ist es möglich die Netzbelastung, die Verluste und die notwendige zusätzliche Blindleistung oder die nicht lieferbaren Kilowattstunden zu berechnen.

4 Ergebnisse

Die *Abbildung 4* zeigt die maximal installierbare Leistungen der PV-Anlagen. Im Referenzfall ist es möglich bei homogener Verteilung 90kW PV-Spitzenleistung zu installieren. Der konventionelle Netzausbau (entspricht den dunkelgrauen Balken) ermöglicht je nach Ausbau 120 bis 150kW an installierbarer Leistung. Das entspricht einer zusätzlich installierbaren Leistung von 35 – 65 Prozent verglichen zu dem Referenzfall. Die einzelnen Smart Grid Lösungen (entsprechen den blauen Balken) ermöglichen Spitzenleistungen für die PV-Anlagen von 110 bis 145kW. Das Szenario „Q von U alle“ ist jenes Szenario bei dem verglichen zu dem Szenario „Q von U“ alle Wechselrichter im Netz über eine Kommunikation verfügen und sich alle Wechselrichter gleichberechtigt an der Blindleistungsregelung beteiligen. Dasselbe gilt für das Szenario „P von U alle“. In diesem Fall drosseln alle Wechselrichter die Leistung solidarisch bis zu einem Minimum von 70 Prozent der aktuellen Leistung. In der Abbildung ist deutlich zu sehen, dass aufgrund der solidarischen Regelung mehr Photovoltaik im Netz untergebracht werden kann als wenn keine Kommunikation vorhanden wäre.

Weiter hat sich gezeigt, dass bei allen Szenarien nur das Spannungsband der limitierende Faktor ist. Einzige Ausnahme stellt das kombinierte Szenario mit der Traforegelung, Blindleistungsregelung und Wirkleistungsregelung (RONT + Q von U + P von U) dar. In diesem Fall kommt es zu thermischen Überlastsituationen auf der Leitung die vom Trafo

abgeht hin zu den ersten Haushalten. Dies ist auch jene Leitung in diesem Netz, die am schwächsten dimensioniert ist. Erkennbar ist das auch in der Abbildung 4 dadurch, dass bei Austausch dieser Leitungen durch ein Kabel mit einem Einheitsquerschnitt von 150mm² rund 35 Prozent mehr an Leistung installiert werden kann, obwohl die Leitung nur einen geringen Anteil an der Gesamtlänge hat.

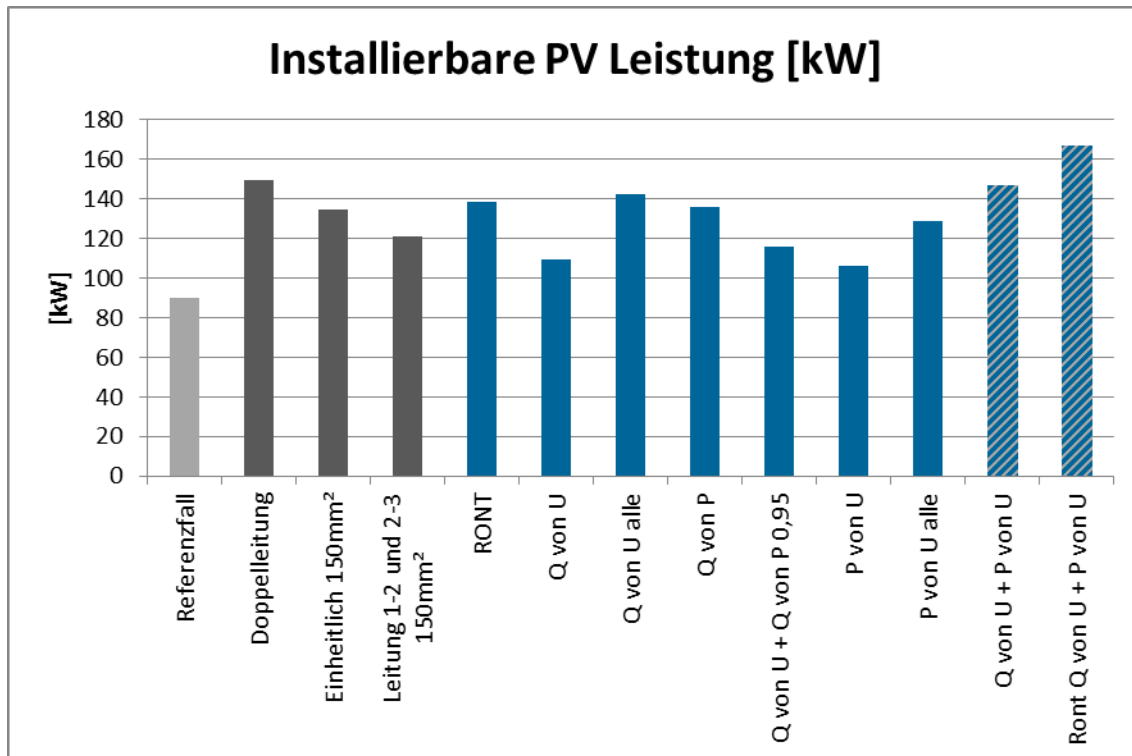


Abbildung 4: Maximal installierbare PV Leistung

Die **Abbildung 5** zeigt wie sich die Verluste bezogen auf den Referenzfall verändern. Da bei allen Szenarien eine höhere Leistung installiert werden kann und damit verbunden auch mehr Energie im Netz transportiert wird, steigen natürlich die Verluste an.

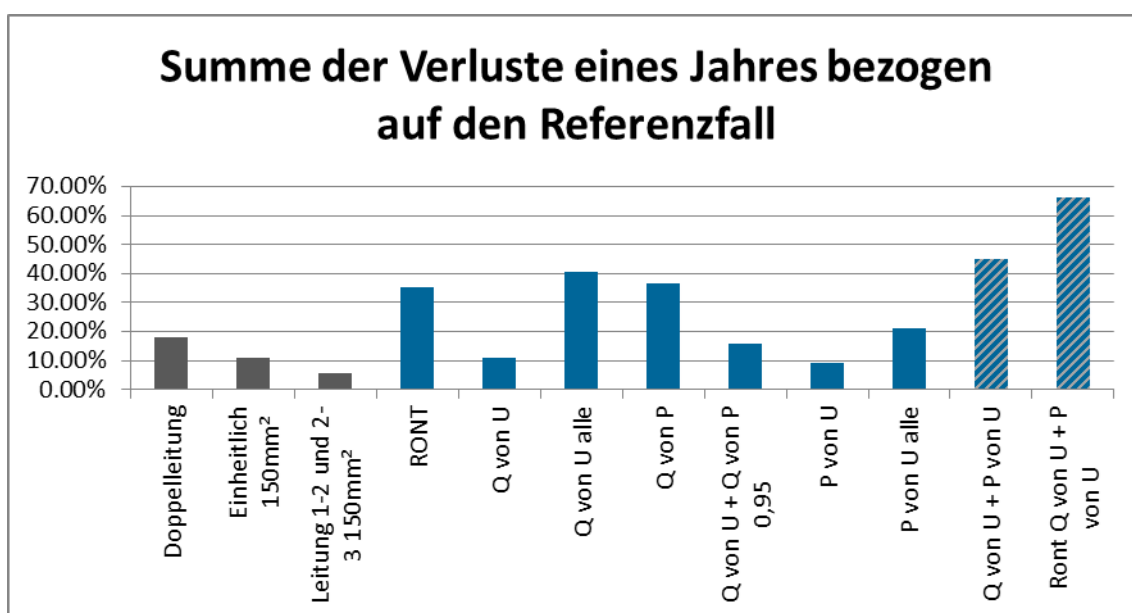


Abbildung 5: Vergleich der Jahresverluste bezogen auf den Referenzfall

Weiter zeigt die *Abbildung 6*, dass bei den Smart Grid Lösungen die Verluste stärker steigen, als bei den Szenarien mit dem konventionellen Netzausbau. Das liegt daran, dass die Netze mit Hilfe der neuen Technologien besser ausgenutzt werden und folglich auch stärker ausgelastet werden. Das hat zur Folge, dass die Verluste stärker ansteigen als bei jenen Szenarien bei denen das Netz konventionell durch stärkere oder zusätzliche Leitungen verbessert wird.

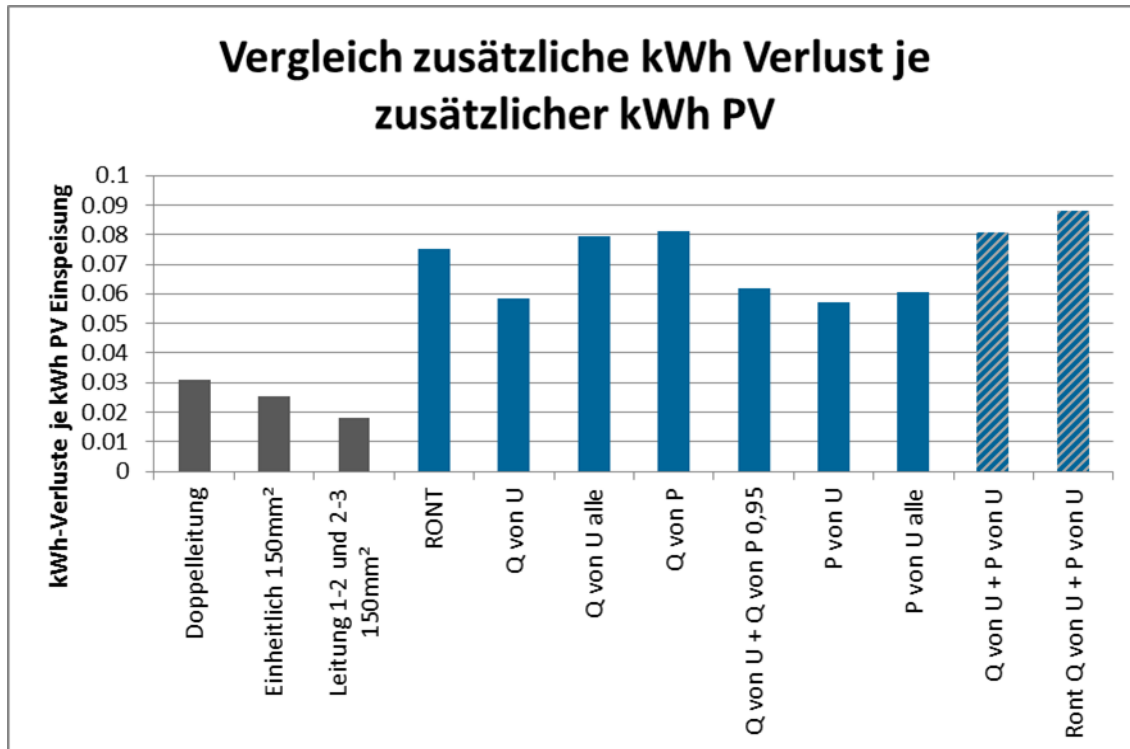


Abbildung 6: Vergleich zusätzlicher Verluste bezogen auf zusätzlich eingespeiste kWh der PV Anlage

Die *Abbildung 7* zeigt im linken Teil wie viel zusätzliche Blindleistung benötigt wird auf Grund der Regelung der Wechselrichter. Vor allem das Szenario „Q von U alle“ verursacht einen sehr hohen zusätzlichen Bedarf an Blindleistung, weil sich alle Wechselrichter auf einmal an der Blindleistungsregelung beteiligen.

Der rechte Teil der *Abbildung 7* zeigt wie viel Wirkleistung auf Grund der Drosselung der Wechselrichter auf 70 Prozent der Leistung verloren gehen. Bei dem Szenario „P von U“ können 20 Prozent mehr an Leistung installiert werden, wenn eine spannungsabhängige Begrenzung auf 70 Prozent zugelassen wird. Dabei gehen nur 0,02% der Jahresenergie die von den PV-Anlagen eingespeist wird verloren. Wird die Leistung auf allen Anlagen gleich reduziert, so gehen in Summe 1,3 Prozent der Jahresenergie verloren. Bezogen auf die Leistung die mehr installiert werden kann (+43%) ist das ein sehr geringer Wert. Bei dem Szenario „RONT Q von U + P von U“ werden die Potentiale nicht ganz ausgeschöpft da die Überlastung nicht mit der verwendeten Spannungsregelung in den Griff bekommen werden kann.

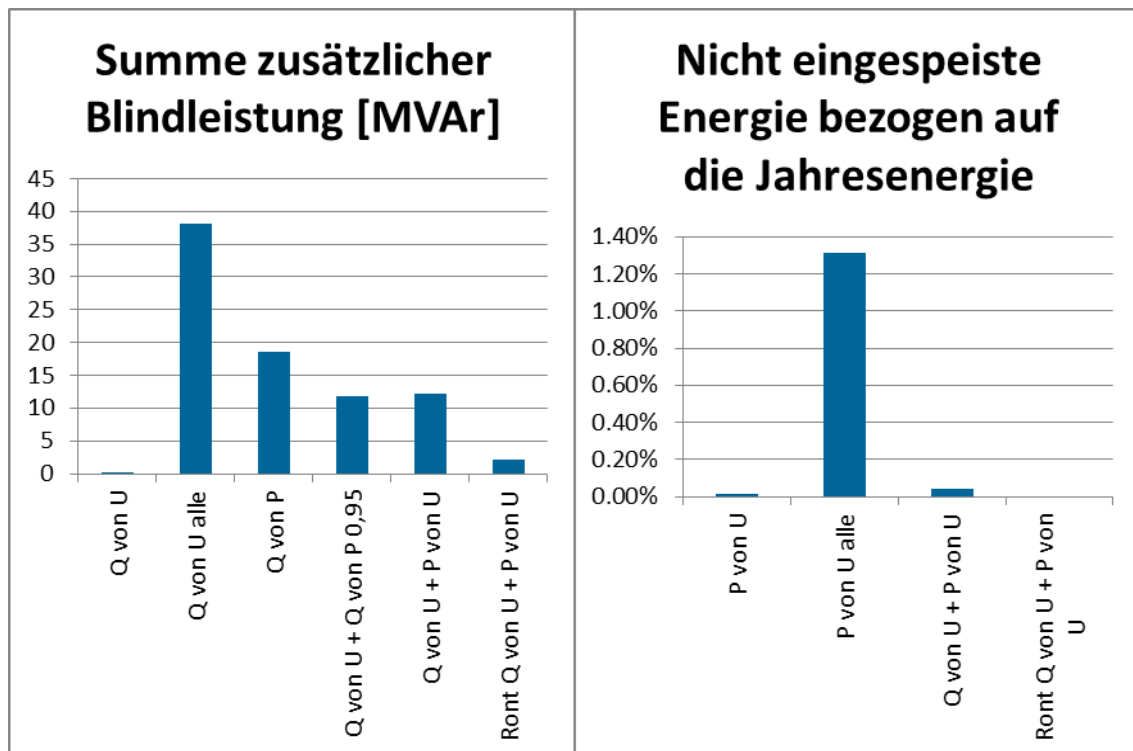


Abbildung 7: Übersicht über zusätzliche Blindleistung und nicht eingespeiste Wirkleistung

Die Abbildung 8 zeigt wie die energetische Bilanz für die untersuchten Szenarien ausfällt. Die positiven Werte zeigen an, dass für das jeweilige Szenario wie viel mehr Energie aus dem Netz bezogen wird, als von den PV-Anlagen erzeugt wird. Es gibt aber für das vorliegende Netz durchaus Lösungen, auch ohne Netzausbau mit denen eine energetische Deckung erreicht werden kann.

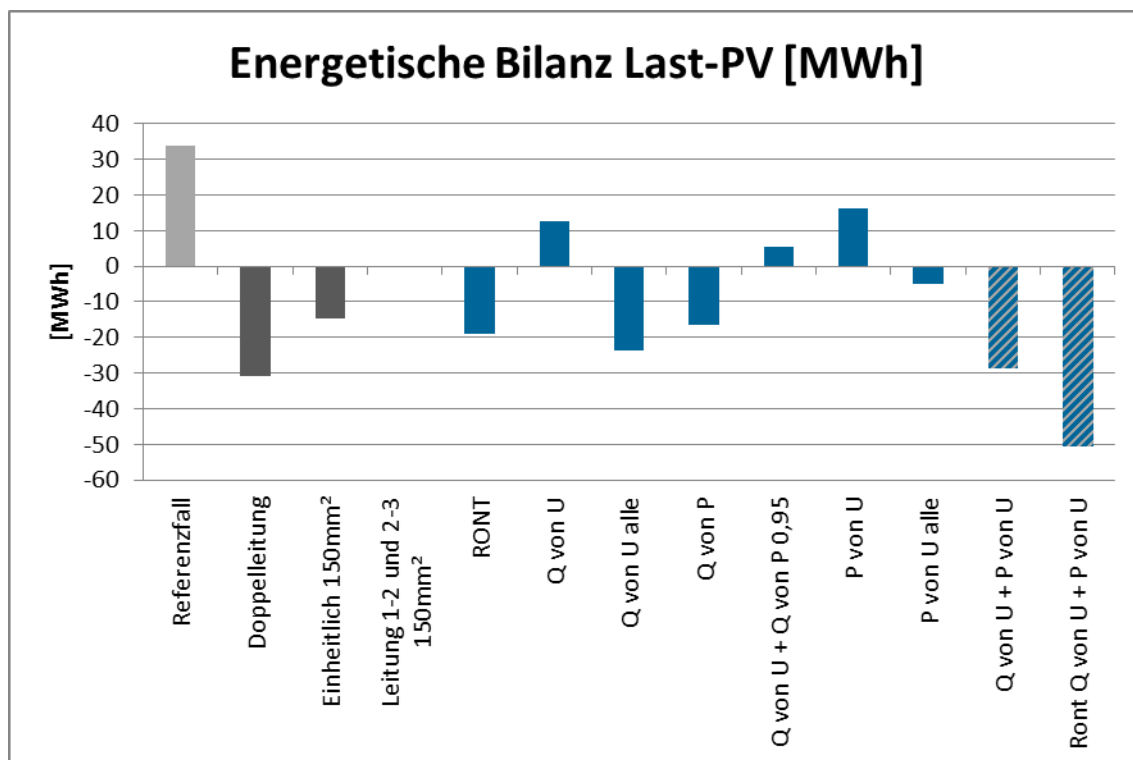


Abbildung 8: Energetische Bilanz für die betrachteten Szenarien

5 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse geben einen Überblick über den Idealfall einer rein symmetrischen Betrachtung. Erste Analysen für einphasige und unsymmetrische PV-Anlagen zeigen, dass für dieses Netz die energetische Deckung nicht zu erreichen oder nur mit großen Anstrengungen zu erreichen ist.

Die Analysen zeigen, dass die einzelnen Smart Grid Lösungen durchaus mehr installierbare Leistung im Netz zulassen und den Netzausbau verzögern können. Zusätzliche überlagerte Kommunikation und nicht nur die Beschränkung auf lokale Messwerte ermöglicht es mehr PV-Leistung zu installieren, ohne dass es zu unzulässigen Betriebszuständen im Netz kommt. Die Möglichkeiten der kombinierten lokalen Regelung „Ront Q von U + P von U“ können bei diesem Netz nicht ganz ausgeschöpft werden. In diesem Fall würde ein übergeordneter Regler, der auch die Ströme und damit die Leitungsbelastungen erfasst, Steuerbefehle an die Wechselrichter weitergeben können und so noch mehr installierbare Leistung im Netz zulassen. Es ist aber fraglich ob es notwendig oder wirtschaftlich sinnvoll betrachtet ist, in so einem Niederspannungsnetz über die energetische Deckung hinaus weitere PV-Anlagen zu installieren.

Danksagung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms "NEUE ENERGIEN 2020" durchgeführt.

Literatur

- [1] 2000. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Österreichische Bestimmungen für die Elektrotechnik : ÖVE/ÖNORM EN 50160. Österr. Verb. für Elektrotechn. [u.a.], Wien.
- [2] 2012. *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. VDE Verl., Berlin.